



# Høgskulen på Vestlandet

## Bacheloroppgave Elektro (ING3055)

ING3055-BAC-2021-VÅR-FLOWassign

### Predefinert informasjon

<b>Startdato:</b>	28-01-2021 09:00	<b>Termin:</b>	2021 VÅR
<b>Sluttdato:</b>	21-05-2021 12:00	<b>Vurderingsform:</b>	Norsk 6-trinns skala (A-F)
<b>Eksamensform:</b>	Bacheloroppgave		
<b>SIS-kode:</b>	203 ING3055 1 BAC 2021 VÅR		
<b>Intern sensor:</b>	(Anonymisert)		

### Deltaker

<b>Navn:</b>	Torbjørn Heggernes Haugland
<b>Kandidatnr.:</b>	205
<b>HVL-id:</b>	577041@hvl.no

### Informasjon fra deltaker

<b>Tittel *:</b>	Mulige løsninger for distribusjon og lagring av energi for Utsira Nord.
<b>Antall ord *:</b>	13802
<b>Engelsk tittel *:</b>	Possible solutions for distribution and storage of energy produced from Utsira Nord.

Sett hake dersom  ja  
besvarelsen kan brukes  
som eksempel i  
undervisning?:

Egenerklæring \*:  ja  
Inneholder besvarelsen  Nei  
konfidensielt  
materiale?:

Jeg bekrefter at jeg har  ja  
registrert  
oppgavetittelen på  
norsk og engelsk i  
StudentWeb og vet at  
denne vil stå på  
vitnemålet mitt \*:

### Gruppe

**Gruppenavn:** EL042021  
**Gruppenummer:** 2  
**Andre medlemmer i gruppen:** Torbjørn Widding

**Jeg godkjenner avtalen om publisering av bacheloroppgaven min \***

Ja

**Er bacheloroppgaven skrevet som del av et større forskningsprosjekt ved HVL? \***

Nei

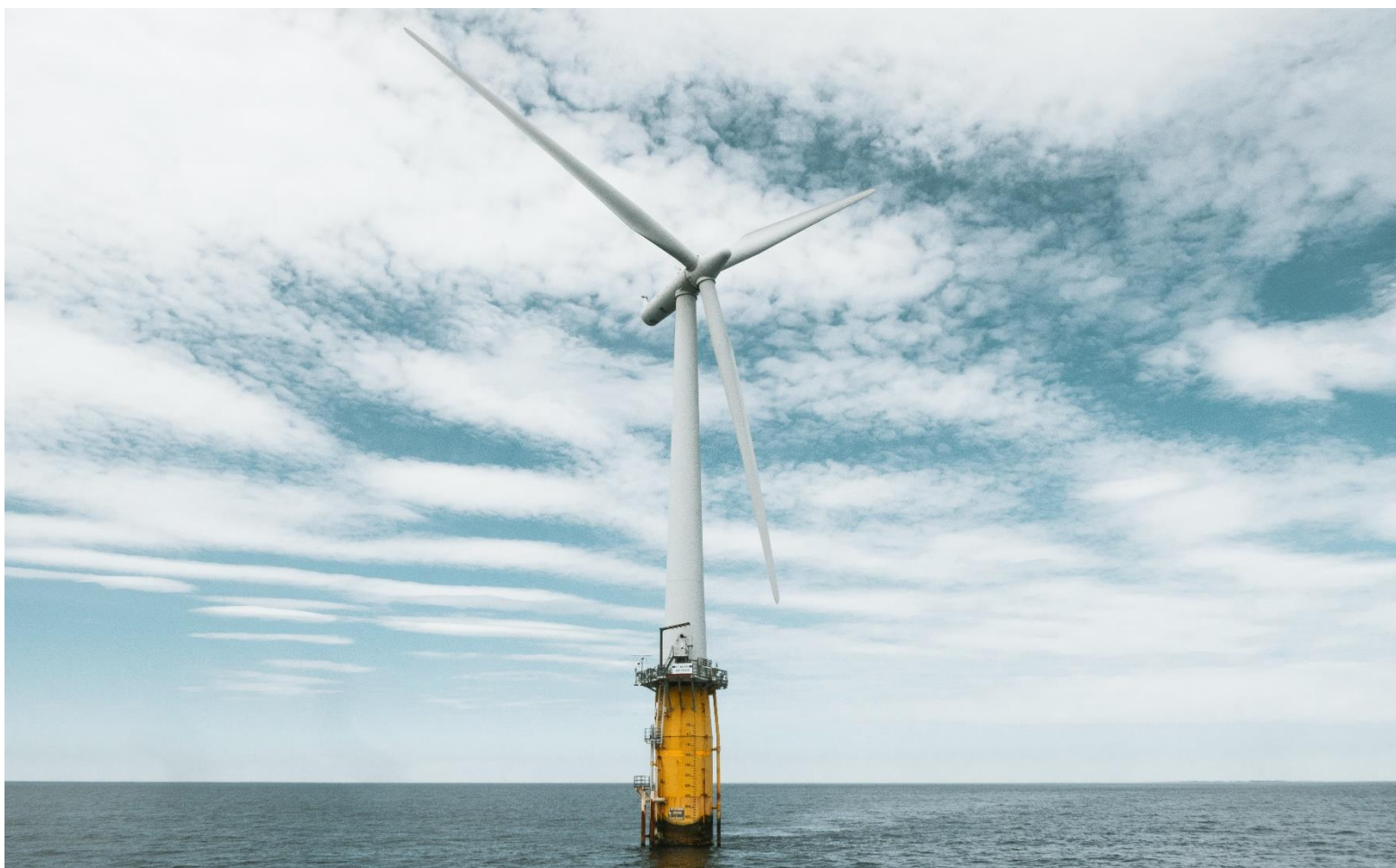
**Er bacheloroppgaven skrevet ved bedrift/virksomhet i næringsliv eller offentlig sektor? \***

Ja, Norwegian Offshore Wind  
Cluster



# Høgskulen på Vestlandet

## Mulige løsninger for distribusjon og lagring av energi for Utsira Nord.



Bachelorprosjekt utført ved  
Høgskulen på Vestlandet – Studie for ingeniørfag

---

Elektro

Av: Torbjørn Widding

*Kand.nr:*

201

Torbjørn Heggernes Haugland

*Kand.nr:*

205

# BACHELORPROSJEKT

**Studenten(e)s navn:** Torbjørn Heggernes Haugland  
Torbjørn Widding

---

**Linje & studieretning** Bachelor i ingeniørfag, Elektro

**Oppgavens tittel:** *Mulige løsninger for distribusjon og lagring av energi for Utsira Nord.*

**Oppgavetekst:**

Regjeringens åpning av området Utsira Nord åpnet opp mulighetene for energiproduksjon til havs. Området er lagt til rette for 1500MW med vindkraft. Norwegian Offshore Wind Cluster er en klynge som skal være en foretrukket global totalleverandør innenfor flytende offshore vindparker. I forbindelse med åpningen av feltet ønsker de en kartlegging av ulike muligheter i form av benyttelse av den produsert energien.

Oppgaven skal i hovedtrekk gå ut på å kartlegge hvilke muligheter man har i forbindelse ved distribusjon og/eller lagring av energi fra en flytende vindpark med en ytelse på 500MW.

Videre skal vi se på oppbygningen av kabelnettet basert på kartlagte muligheter. Dette vil innebære å se på struktur av array - kabler, samt dimensjoner av kabler i form av størrelse (kV) og kapasitet (MW). Vi vil også kartlegge gjennomføring av transformering av spenning og strøm. For aktuelle muligheter vil det også kartlegges for konvertering, som like- og vekselretting.

**Endelig oppgave gitt:** 26.02.2021

**Innleveringsfrist:** Fredag 21.mai 2021 kl. 12.00

**Intern veileder :** Andrés Franklin Olivares Lopez

**Ekstern veileder:** Arvid Nesse  
**emailadresse :** [arvid.nesse@offshore-wind.no](mailto:arvid.nesse@offshore-wind.no)

**Godkjent av studieansvarlig:**

*Storodd Spangberg*  
22/04-21

## Ekstrakt

I denne oppgaven ble det gjennomført en kartlegging for Norwegian Offshore Wind Cluster av forskjellige muligheter til distribusjon og lagring av en flytende vindpark som er lokalisert på Utsira Nord.

Det ble konkludert at man delte mulighetene opp hvor elektrifisering av Utsirahøyden og tilknytning til land ble sett som primærforbrukere, mens hydrogenproduksjon og batterilagring ble sett som sekundærforbrukere. Eksport ble ansett som en aktuell mulighet dersom totalproduksjonen på feltet kan eksporteres som en helhet.

## Forord

Denne rapporten markerer en avslutning på et treårig ingeniørstudium innenfor industriell automatisering. Rapporten sammen med produkt, plakat og en muntlig presentasjon legger grunnlag for vurdering av bacheloroppgaven.

Rapporten er skrevet av to studenter ved Høgskulen på Vestlandet, campus Haugesund.

Oppgaven ble valgt på bakgrunn av et ønske om å bidra ingeniørfaglig innen havvind. Dette var ett emne vi begge ønsket å fordype oss i basert på både satsing og teknologiutvikling. Arbeidet har vært utfordrende, men hele prosessen har vært en spennende læringskurve. Vi sitter begge igjen med en bredere forståelse innenfor omfanget til industriprosjekter, og da særlig relatert til havvind.

Vi ønsker å takke Karoline Sjøen Andersen og vår eksterne veileder Arvid Nesse fra Norwegian Offshore Wind Cluster for muligheten for gjennomførelse og rådføring rundt oppgaven vår. Videre ønsker vi også å rette en stor takk til vår interne veileder Andrés Franklin Olivares Lopez ved Høgskulen på Vestlandet for et meget godt samarbeid i form av oppfølging, tilstedeværelse og generell veiledning.

Til slutt ønsker vi å rette en takk til Utsira kommune og Haugaland Kraft som har vært behjelpelig med å svare på spørsmål vi har hatt.

Haugesund, 26.04.2021

  
Torbjørn Heggernes Haugland

  
Torbjørn Widding

## Innhold

OPPGAVETEKST .....	I
EKSTRAKT .....	II
FORORD .....	III
FIGURLISTE.....	VI
TABELLISTE.....	VII
SAMMENDRAG .....	VIII
SUMMARY .....	IX
<b>1 INNLEDNING .....</b>	<b>1</b>
1.1 BAKGRUNN.....	1
1.2 FORMÅL.....	2
1.3 AVGRENSNINGER .....	2
1.4 DEFINISJON PÅ ORD I RAPPORT .....	3
1.5 OMRÅDEBESKRIVELSE .....	4
<b>2 VINDKRAFT – EN INNFØRING .....</b>	<b>5</b>
2.1 VINDKRAFT I DAG.....	5
2.2 VINDTURBIN .....	8
2.2.1 <i>Generatorer</i> .....	10
2.3 NETT OG GRID.....	12
2.3.1 <i>Bakgrunn</i> .....	12
2.3.2 <i>Oppbygging av kraftnett</i> .....	13
2.3.3 <i>Dagens kraftsystem</i> .....	14
2.4 STRUKTUR OVER EN HAVVINDPARK .....	16
2.4.1 <i>Kort om fundament og sjøkabler</i> .....	16
2.4.2 <i>Inter- array</i> .....	23
2.4.3 <i>Substasjon</i> .....	29
2.4.4 <i>Eksempler på vindparker til havs</i> .....	32
<b>3 FORDELING AV PRODUSERT KRAFT .....</b>	<b>35</b>
3.1 ELEKTRIFISERING AV UTSIRAHØYDEN.....	37
3.1.1 <i>Bakgrunn</i> .....	37
3.1.2 <i>Nærliggende felt med kraft fra land og planlagte løsninger</i> .....	38
3.2 TILKNYTNING TIL LAND .....	40
3.2.1 <i>Bakgrunn</i> .....	40
3.2.2 <i>Haugaland Næringspark</i> .....	41
3.2.3 <i>Kårstø</i> .....	42
3.2.4 <i>Norsk Hydro, Karmøy</i> .....	42
3.3 HYDROGENPRODUKSJON .....	43
3.3.1 <i>Bakgrunn</i> .....	43
3.3.2 <i>Produksjon</i> .....	44
3.3.3 <i>Lagring</i> .....	47
3.3.4 <i>Påfyllingsstasjon for fartøy</i> .....	47
3.3.5 <i>Eksport av hydrogen</i> .....	48
3.4 BATTERILAGRING .....	49
3.4.1 <i>Anvendelser</i> .....	51
3.5 EKSPORT .....	52
<b>4 ILLUSTRASJONSTEGNINGER .....</b>	<b>54</b>
4.1 UTSIRA SOM SUBSTASJON .....	55

4.2	IKKE UTSIRA SOM SUBSTASJON .....	56
4.3	ALTERNATIV KABELFØRING TIL FASTLAND .....	57
<b>5</b>	<b>KONKLUSJON .....</b>	<b>58</b>
<b>6</b>	<b>REFERANSER .....</b>	<b>59</b>



## Figurliste

FIGUR 1 OVERSIKT OVER UTSIRA NORD OG AVSTANDER TIL UTSIRA. KREDIT: NVE [8].....	4
FIGUR 2 OVERSIKT OVER FORDELING AV KRAFTPRODUKSJONEN I NORGE I 2020. KREDIT: [14].....	5
FIGUR 3 FORVENTET ØKNING I NORSK KRAFTPRODUKSJON FRA 2020 TIL 2040. KREDIT: [16].....	6
FIGUR 4 OVERSIKT OVER FORVENTET FORBRUK DELT INN I KATEGORIER. KREDIT: NVE [16].	7
FIGUR 5 ILLUSTRASJON OVER EN VINDTURBIN. KREDIT: U.S DEPARTMENT OF ENERGY [17].....	8
FIGUR 6 OPPSETT AV TURBIN MED DOBBELTMATET INDUKSJONGENERATOR. KREDIT: ABB. ....	10
FIGUR 7 OPPSETT AV TURBIN SOM ER DIREKTEDREVET. KREDIT: ABB. ....	11
FIGUR 8 VISER SPENNINGSNIVÅ OG TILKOBLING AV AKTØRER FOR DE ULIKE NETTENE. KREDIT: [26].....	13
FIGUR 9 OVERSIKT OVER TRANSMISJONSNETTET I REGION SØR. KREDIT: STATNETT [29].....	14
FIGUR 10 SKISSE SOM VISER TILKOBLINGER TIL UTLANDET. KREDIT: KJERSTI MAGNUSSEN, TU.NO [32].	15
FIGUR 11 ILLUSTRASJON OVER DE FORSKJELLIGE FUNDAMENTTYPENE. KREDIT: WINDPOWER ENGINEERING & DEVELOPMENT, JOSH BAUER/NREL [33]. ....	16
FIGUR 12 SKISSE OVER HAVVINDPARK. KREDIT: [37]. ....	18
FIGUR 13 OVERSIKT OVER TEKNISK STRUKTUR FOR EN VINDPARK. KREDIT: DNV [38]. ....	19
FIGUR 14 ILLUSTRASJON AV OPPBYGNING AV EN XLPE-SJØKABEL I KOBBER. KREDIT: PRYSMIAN GROUP.....	20
FIGUR 15 OVERSIKT OVER LEVERANDØRER SOM LEVERTE INTER-ARRAY (TIL VENSTRE) OG EKSPORTKABLER (TIL HØYRE) I 2020. KREDIT: WINDEUROPE [15]. ....	22
FIGUR 16 TYPISK RADIAL KABELFØRING ILLUSTRERT TIL VENSTRE, TYPISK STJERNE KABELFØRING I MIDTEN OG TYPISK LUKKET-SLØYFE KABELFØRING TIL HØYRE. KREDIT: [37]. ....	23
FIGUR 17 SAMMENLIGNING MELLOM 33 kV OG 66 kV STRUKTUR. KREDIT: DNV [49].....	23
FIGUR 18 AKTUELL KABELFØRING FOR EN 500 MW VINDPARK. KREDIT: M. LERCH, M. DE-PRADA-GIL & C. MOLINS [53]. ....	24
FIGUR 19 OPTIMALISERT KABELFØRING FOR EN 500 MW VINDPARK. KREDIT: M. LERCH, M. DE-PRADA-GIL & C. MOLINS [53]. ....	25
FIGUR 20 AKTUELL PLASSERING AV SUBSTASJON TIL VENSTRE OG OPTIMALISERT PLASSERING TIL HØYRE. KREDIT: C. EL MOKHI & A. ADDAIM [54]. ....	26
FIGUR 21 AKTUELL PLASSERING AV SUBSTASJON TIL VENSTRE OG OPTIMALISERT PLASSERING TIL HØYRE. KREDIT: C. EL MOKHI & A. ADDAIM [54]. ....	27
FIGUR 22 AKTUELL PLASSERING AV SUBSTASJON TIL VENSTRE, OPTIMALISERT PLASSERING TIL HØYRE. KREDIT: C. EL MOKHI & A. ADDAIM [54]. ....	27
FIGUR 23 DIAGRAM SOM VISER SAMMENHENG MELLOM INVESTERINGSKOSTNADER OG AVSTAND PÅ LAND. KREDIT: NEXANS [59]. ....	30
FIGUR 24 FORSLAG TIL HAVVINDPARKER MED DC TRANSMISJON: (A) DC1, (B) DC2, (C) DC3, (D) DC4. KREDIT: R. RYNDZIONEK & L. SIENKIEWICZ [70]. ....	32
FIGUR 25 ANALYSE OVER HAVVINDPARKER MED DC TRANSMISJON: (A) KAPITALKOSTNADER, (B) KOSTNADER RELATERT TIL ENERGITAP. KREDIT: R. RYNDZIONEK & L. SIENKIEWICZ [70]. ....	33
FIGUR 26 STANDARDISERT AC VINDPARK PÅ 700 MW. KREDIT: TENNET [71]. ....	34
FIGUR 27 TEORETISK SANNSYNLIGHETSFORDELING AV KRAFTPRODUKSJONEN.....	35
FIGUR 28 ELEKTRIFISERINGSMULIGHETER AV NÆRLIGGENDE PETROLEUMSINNRETNINGER. ....	37
FIGUR 29 OMRÅDELØSNING FOR UTSIRAHØYDEN. KREDIT: EQUINOR [28].....	38
FIGUR 30 TEKNISK TEGNING OVER KONVERTERINGSANLEGGENE FOR ELEKTRIFISERING AV JOHAN SVERDRUP. KREDIT: EQUINOR [73]. ....	39
FIGUR 31 KRAFTKREVENDE INDUSTRI I NÆRHETEN AV PRODUKSJONSFELTET. ....	40
FIGUR 32 OVERSIKT OVER HAUGALAND NÆRINGS-PARK OG SATSINGSOMRÅDER. KREDIT: HAUGALAND NÆRINGS-PARK [77]. ....	41
FIGUR 33 PROSESS OG MULIGHET FOR ANVENDELSE AV HYDROGEN.....	43
FIGUR 34 OVERSIKT OVER ETTERSPORSEL AV HYDROGEN I 2030. KREDIT: DNV [79].....	43
FIGUR 35 FRAMTIDIGE VERDIKJEDER FOR FLYTENDE HYDROGEN I NORGE. KREDIT: NCE MARITIME CLEANTECH [80]. ....	44
FIGUR 36 HYDROGEN VED HJELP AV ELEKTROLYSE. KREDIT: NCE MARITIME CLEANTECH [80]. ....	45
FIGUR 37 ELEKTROLYSE-PROSESSER SOM ER DOMINERENDE. KREDIT: SIEMENS ENERGY [84]. ....	46

FIGUR 38 OVERSIKT OVER RØRTRANSPORTSYSTEM PÅ NORSK SOKKEL. KREDIT: OLJEDIREKTORATET [95].....	48
FIGUR 39 ULIKE OMRÅDER SOM KAN BYTTES TIL BATTERILAGRING. ....	49
FIGUR 40 KOSTNADSOVERSIKT AV BATTERIPAKKE OG BATTERICELLE. KREDIT: BLOOMBERGNEF [98]. ....	50
FIGUR 41 MULIGHETER FOR Å EKSPORTERE KRAFT FRA PRODUKSJONSFELTET. ....	52
FIGUR 42 ILLUSTRASJON OVER PLANLAGT KABELFØRING AV NORTH CONNECT. KREDIT: NORTHCONNECT [103]. .....	53
FIGUR 43 KABELFØRING TIL GISMARVIK VIA UTSIRA.....	55
FIGUR 44 KABELFØRING TIL JOHAN SVERDRUP VIA UTSIRA.....	55
FIGUR 45 KABELFØRING UTEN UTSIRA SOM SUBSTASJON.....	56
FIGUR 46 ALTERNATIV SPENNINGSNIVÅ OG TILKOBLING PÅ KARMØY. ....	57

## Tabelliste

TABELL 1 OVERSIKT OVER INSTALLERTE HAVVINDPARKER I 2020 OG TEKNISK DATA. KREDIT: [15].....	17
TABELL 2 OVERSIKT OVER HAVVINDPARKER UNDER BYGGING I 2020 OG TEKNISK DATA. KREDIT: [15].....	18
TABELL 3 GENERELL BESTEMMELSE AV KABELTYPE AVHENGIG AV AVSTAND. ....	19
TABELL 4 OVERSIKT OVER DE FORSKJELLIGE SPENNINGSKLASSIFIKASJONENE OG DERES TILHØRENDE SPENNINGSNIVÅ. ....	19
TABELL 5 OVERSIKT OVER NOEN HVDC TRANSMISJONSLINJER LAGT I SJØ I EUROPA. KREDIT: [41], [42], [43], [44], [45], [46], [47], [48].....	20
TABELL 6 OVERSIKT OVER KOSTNAD OG ENERGITAP FOR AKTUELL KABELFØRING. KREDIT: M. LERCH, M. DE- PRADA-GIL & C. MOLINS [53]. ....	25
TABELL 7 OVERSIKT OVER KOSTNADER OG ENERGITAP FOR INTER-ARRAY KABLER SAMMENLIGNET MED OPTIMALISERT KABELFØRING. KREDIT: M. LERCH, M. DE-PRADA-GIL & C. MOLINS [53].....	26
TABELL 8 STATISTIKK OVER VINDPARKER TIL HAVS MED DC-TRANSMISJON. KREDIT: [61], [62], [63], [64], [65], [66], [67], [68], [69].....	32
TABELL 9 OVERSIKT OVER STORE UTSLIPPSPUNKT I LANDBASERT INDUSTRI SOM LIGGER I NÆRHETEN AV PRODUKSJONSFELTET. KREDIT: [75]. ....	42
TABELL 10 OVERSIKT OVER ESTIMERTE KOSTNADER OG PRISER FOR HYDROGEN. KREDIT: [80]. ....	44
TABELL 11 FORSKJELLIGE ELEKTROLYSEPROSESSER.....	45
TABELL 12 PROSJEKTER SOM SER PÅ AMMONIAKK SOM DRIVSTOFF. KREDIT: [91], [92], [93].....	47
TABELL 13 EKSEMPLER PÅ SPENNINGSNIVÅ FOR OVERFØRINGSKABLER. ....	54

## Sammendrag

I denne oppgaven ble det gjennomført en kartlegging av forskjellige muligheter til distribusjon og lagring av en flytende vindpark med en kapasitet på 500 MW som er lokalisert på Utsira Nord. I tillegg ble det sett på teknisk optimalisering av vindparken. Grunnlaget for oppgaven er regjeringens åpning av to havområder hvor Utsira Nord var et av dem.

Forskning og teknologiutvikling har ført til at man får lavere kostnader og mindre energitap, som igjen fører til en lavere LCOE for havvindparker. Dette kommer blant annet av høyere kapasitet på kabler og turbiner, samt optimalisering av kabellengder ved hjelp av for eksempel Particle Swarm Theory til plassering av substasjon og turbiner.

Til å kartlegge forskjellige muligheter og fremstille tekniske illustrasjonstegninger har det blitt hentet inn data fra publiserte artikler og rapporter. De baserer seg også på dialoger med Utsira Kommune og Haugaland Kraft.

Mulighetene som ble sett på var:

- **Elektrifisering av Utsirahøyden**  
Muligheten baserer seg på et tiltak for å redusere klimagassutslipp og går i hovedsak ut på å levere kraft til Johan Sverdrup og nærliggende felt. Grunnlaget er at feltet er delvis elektrifisert og dens nærliggende lokasjon til Utsira Nord.
- **Tilknytning til land**  
Muligheten baserer seg på elektrifiseringen av kraftkrevende landbasert industri som Kårstø og Norsk Hydro. I tillegg tar det for seg muligheten av etablering av ny industri på Haugalandet med Haugaland Næringspark som eksempel.
- **Hydrogenproduksjon**  
Muligheten baserer seg på å produsere og anvende hydrogen. Eksempler som legges frem er påfyllingsstasjon til havs og eksport ved bruk av eksisterende gassrør.
- **Batterilagring**  
Muligheten baserer seg på å lagre den produserte energien i batterier og batterienes bruksområder. Eksempler er batterier på fastland eller Utsira.
- **Eksport**  
Muligheten baserer seg på å eksportere kraft til utlandet.

Det ble konkludert at man delte mulighetene opp hvor elektrifisering av Utsirahøyden og tilknytning til land ble sett som primærforbrukere, mens hydrogenproduksjon og batterilagring ble sett som sekundærforbrukere. Eksport ble ansett som en aktuell mulighet dersom totalproduksjonen på feltet som er på 1500 MW kan eksporteres som en helhet.

## Summary

In this thesis there was conducted a mapping of different possibilities to distribute and store energy from a floating wind farm with a capacity of 500 MW which is located at Utsira Nord. Furthermore, there was looked at the technical optimization of the windfarm. Basis for the thesis is the governments opening of the two ocean areas where Utsira Nord was one of them.

Research and development of technology has led to lower costs and lower loss of energy, which also leads to a lower LCOE for offshore windfarms. This comes from among other things higher capacity cables and turbines, and optimization of the length of the cables with the help from for example Particle Swarm Theory with the placement of substation and turbines.

To map these possibilities and present technical illustration drawings there has been collected data from published articles and reports. They are also based on dialogs with Utsira municipality and Haugaland Kraft.

The possibilities that were looked at was:

- **Electrification of Utsirahøyden**

The possibility is based on measures to reduce greenhouse gas emissions and mainly involves supplying power to Johan Sverdrup and nearby petroleum facilities. The basis is that Johan Sverdrup is partly electrified and its close location to Utsira Nord.

- **Onshore connection to grid**

The possibility is based on electrification of power-consuming land-based industry like Kårstø and Norsk Hydro. Furthermore, it addresses the possibility of establishing new industry in the region with Haugaland Næringspark as an example.

- **Hydrogen production**

The possibility is based on production and usage of hydrogen. Examples which are presented are an offshore filling station and export through existing gas pipes.

- **Battery storage**

The possibility is based on storing the energy produced in batteries and its usage. Examples are batteries onshore on Utsira or mainland.

- **Export**

The possibility is based on exporting power abroad.

The conclusion was that the possibilities were split where electrification of Utsirahøyden and onshore connection to grid was primary consumers, while hydrogen production and battery storage was secondary consumers. Export was considered as a possibility if the total production at Utsira Nord which is 1500 MW could be exported

# 1 Innledning

## 1.1 Bakgrunn

*«Norge har under Parisavtalen tatt på seg en forpliktelse til å redusere utslippene av klimagasser med minst 50 prosent og opp mot 55 prosent i 2030 sammenlignet med nivået i 1990.» [1].*

I 2006 ble havvind for første gang nevnt i en stortingsmelding hvor det skulle etableres en strategi på nasjonalt nivå for produksjon av elektrisitet til havs. Fire år senere i 2010 ble det kartlagt 15 forskjellige områder for havvind fra NVE [2]. Samme år kom Havenergilooven, som også senere fikk en egen forskrift [3] [4].

Videre gjennomførte NVE en strategisk konsekvensutredning i 2012 hvor Utsira Nord var en av de anbefalte områdene. Utredningen ble revurdert i 2018 men anbefalingen av Utsira Nord stod [2].

Området Utsira Nord ble den 12. juni 2020 åpnet for havvindsutbygging. Feltet er relativt stort noe som gjør området godt egnet for flytende havvind. Dette åpner også mulighetene til å etablere energiproduksjon på opptil 1,5 GW fra havvind nær eksisterende energi- og industrivirksomhet. Regjeringen påstår at havvind ikke er like lønnsomt som vindkraft på land, men at man ser fallende kostnader og rask teknologiutvikling. Det er derfor viktig med både forskning og utvikling av teknologi for å oppnå utbygging av lønnsom fornybar energi. Dette ønsker også regjeringen å tilrettelegge for. På sikt vil en slik rask utvikling, samt fallende kostnader gjøre det mulig for Norge å redusere utslipp av klimagasser, samt få etablert en ny næring [5].

Norwegian Offshore Wind Cluster er en klynge som har som mål å hevde seg internasjonalt som en totalleverandør av flytende havvindparker. Klyngen har allerede opparbeidet seg sterk kompetanse innenfor olje og gass, noe som gjør dem svært foretrukket i et maritimt marked i eksponentiell vekst [6]. Norwegian Offshore Wind Cluster har i mai 2021 over 280 nasjonale og internasjonale medlemmer hvorav Equinor, ABB, Aker Solutions og DNV er noen av de største.

Ved åpningen av Utsira Nord feltet ser regjeringen for seg at Havvindklyngen vil spille en viktig rolle, samt opparbeide seg kompetanse for å styrke sin posisjon [5].

Ifølge regjeringen har havvind i Norge blitt en milliardindustri, og utviklingsprosjektene globalt øker [5]. I første halvår i 2020 kunne BloombergNEF meddele at det ble investert 35 milliarder dollar i havvind [7].

## 1.2 Formål

Formålet med oppgaven er å se på ulike måter å anvende den produserte energien til en 500 MW flytende vindpark som vil være lokalisert på Utsira Nord feltet. Oppgaven vil legge vekt på hvordan man kan distribuere eller lagre energi basert på lokalisering av flytende vindparker. I tillegg vil det ses på optimalisering av den tekniske strukturen på kabler og tilhørende elektriske komponenter. Oppgaven vil legge fram mulige løsninger for å oppnå maksimal utnyttelse av den produserte energien i form av energitap og muligheter for å redusere kostnader relatert til vindparken.

## 1.3 Avgrensninger

I oppgaven vil det ikke tas høyde for interessekonflikter som kan oppstå, eksempler på slike konflikter står oppnevnt nedenfor:

- Fiskerier
- Påvirkning på maritimt liv
- Maritim transport
- Militær sjøfart

I tillegg vil oppgaven ikke inneholde livsløpsanalyse av vindparken og forurensning knyttet opp mot dette. Oppgaven vil legge litt vekt på den økonomiske siden, men det vil ikke gjennomføres en analyse av dette.

Økonomiske deler som ikke beregnes:

- Investeringskostnader
- Tilbakebetaling
- LCOE
- Subsidier

På bakgrunn av at prosjektet er i en så tidlig fase slik at strukturen på vindparken ikke er bestemt og på bakgrunn av mangel på meteorologiske data vil ikke tekniske beregninger foretas, eksempler på slike er:

- Wake effekt
- Weibull distribusjon
- Power curve

## 1.4 Definisjon på ord i rapport

### Generell terminologi

<b>NVE</b>	Norges Vassdrags- og energidirektorat
<b>SSB</b>	Statistisk sentralbyrå

### Teknisk terminologi

<b>Ytelse</b>	Med ytelse mener man den installerte turbinkapasiteten. Ytelsen oppgis i effekt og beregnes av å multiplisere antall installerte turbiner med kapasiteten til hver enkelt turbin.
<b>Produksjon</b>	Produksjon omtaler vi oftest som årlig energiproduksjon hvor enheten er i MWh.
<b>Kapasitetsfaktor</b>	Kapasitetsfaktor er forholdet mellom oppnådd årsproduksjon og den produksjonen kraftverket ville ha oppnådd med konstant full ytelse gjennom hele året.
<b>XLPE</b>	Cross-linked polyethylene
<b>EPR</b>	Ethylene Propylene Rubber
<b>SCADA</b>	Supervisory Control And Data Acquisition
<b>PEM</b>	Proton Exchange Membran
<b>SOEC</b>	Solid Oxide Electrolyzer Cell
<b>AC</b>	Alternating Current
<b>HVAC</b>	High Voltage Alternating Current
<b>LFAC</b>	Low Frequent Alternating Current
<b>DC</b>	Direct Current
<b>HVDC</b>	High Voltage Direct Current
<b>Vekselretting</b>	Omgjøre fra likestrøm til vekselstrøm
<b>Likeretning</b>	Omgjøre fra vekselstrøm til likestrøm

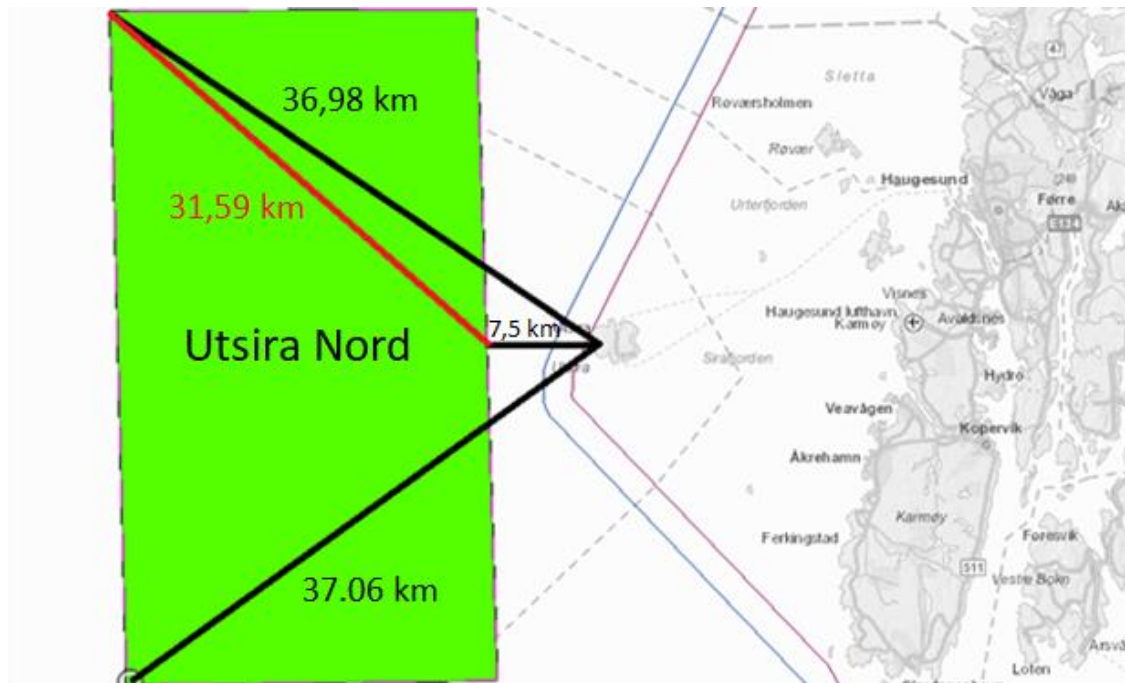
### Økonomisk terminologi

<b>Marginalkostnad</b>	Kostnaden for å produsere en ekstra kWh
<b>OPEX</b>	Operational Expenditures, (Driftskostnader)
<b>CAPEX</b>	Capital Expenditures, (Investeringskostnader)
<b>LCOE</b>	Levelized Cost of Energy



## 1.5 Områdebeskrivelse

Det definerte området i oppgaven er Utsira Nord feltet som er vist i Figur 1, med tilhørende muligheter.



Figur 1 Oversikt over Utsira Nord og avstander til Utsira.  
Kredit: NVE [8].

Av alle havvindparker i Storbritannia er Hywind Scotland den med høyest kapasitetsfaktor. Den flytende vindparken oppnådde en gjennomsnittlig kapasitetsfaktor på 54% over sine første to år i drift, som er 14% høyere enn andre havvindparker i Storbritannia [9].

I NVE sin strategiske konsekvensutredning for havvind i 2012 konkluderte de med den gjennomsnittlige vindhastigheten på at Utsira Nord feltet var estimert til 10,2 m/s og en kapasitetsfaktor på 48 % [10].

$$\text{Kapasitetsfaktor}(\%) = \frac{\text{Produksjon}(MWh)}{\text{Ytelse}(MW) \cdot \text{Antall timer i ett år}(h)} = \frac{E(Wh)}{P(W) \cdot 8760(h)}$$

Dette legger grunnlaget for kapasitetsfaktoren som benyttes videre i rapporten for en havvindpark som har en ytelse på 500 MW.

Dette vil gi en årlig produksjon på:

$$\text{Årlig produksjon} = \text{Ytelse}(MW) \cdot \text{Kapasitetsfaktor}(\%) \cdot \text{Antall timer i ett år}(h)$$

$$\text{Årlig produksjon} = 500 \text{ MW} \cdot 0.48 \cdot 8760h$$

$$\text{Årlig produksjon} = 2.10 \text{ TWh}$$

Dette tilsvarer energiforbruket til ca. 130 000 norske husstander ifølge statistikk fra SSB [11].

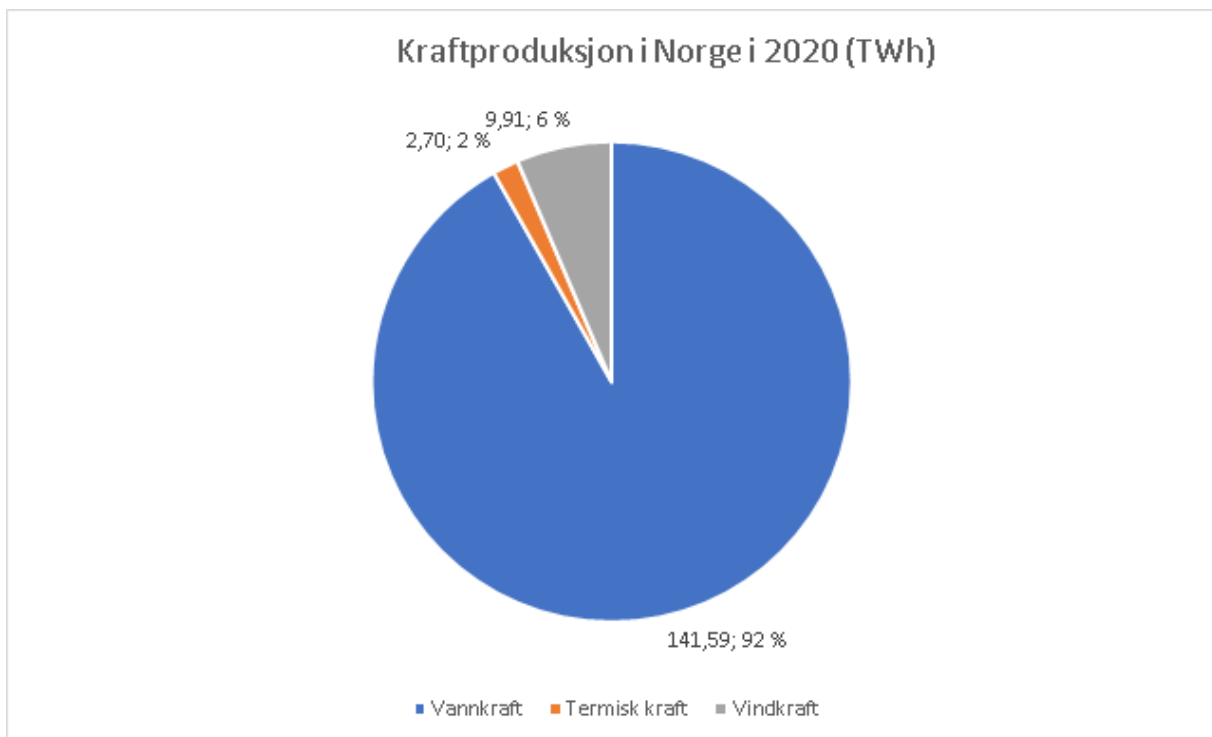


## 2 Vindkraft – en innføring

### 2.1 Vindkraft i dag

Man skiller som regel mellom landbaserte vindparker og vindparker til havs. Teknologien og de økonomiske aspektene for havvind er ikke like moden som landbasert, men har sine fordeler med mer stabile vindressurser. I tillegg har man mindre sannsynlighet for interessekonflikter og større områder som er tilgjengelige. Den største utfordringen til havvind er at OPEX og CAPEX er langt høyere enn landbasert [12].

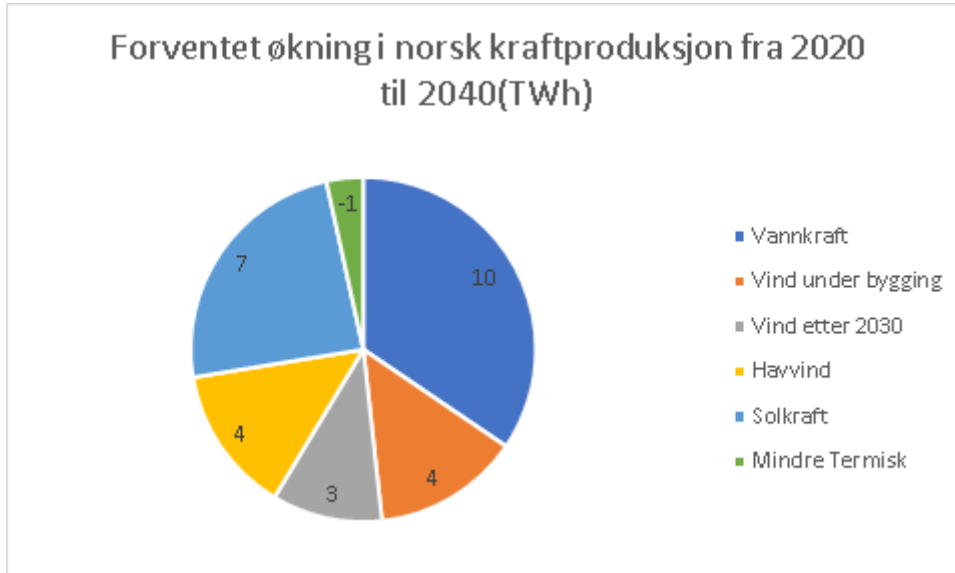
Figur 2 viser fordelingen av kraftproduksjonen i Norge i 2020. Vindkraft stod for litt over 6 % av denne, noe som tilsvarer 9,9 TWh. Av den totale vindkraftproduksjonen ble 53 % av produksjonen ferdigstilt i 2020 [13].



Figur 2 Oversikt over fordeling av kraftproduksjonen i Norge i 2020.  
Kredit: [14].

Av havvindkraft kunne WindEurope meddele at det ble installert 2,9 GW i 2020. Dette gjør at den samlede kapasiteten i Europa økte til 25 GW, hvorav ca. 80 % er installert i Nordsjøen [15]. Til sammenligning er den total installerte kapasiteten av vindkraft i Norge på om lag 4 GW [13]. Det ble ikke installert havvindkraft i Norge i 2020, men prosjektet Hywind Tampen som er forventet ferdigstilt i 2022 vil ifølge WindEurope være den største planlagte flytende havvindparken i Europa [15].

NVE anslår i sin årsrapport for 2020 at vindkraft på land vil øke med 7 TWh, og at havvind vil øke med 4 TWh i intervallet fra 2020 til 2040 [16]. Forventet økning i norsk kraftproduksjon fra 2020 til 2040 er vist i Figur 3.

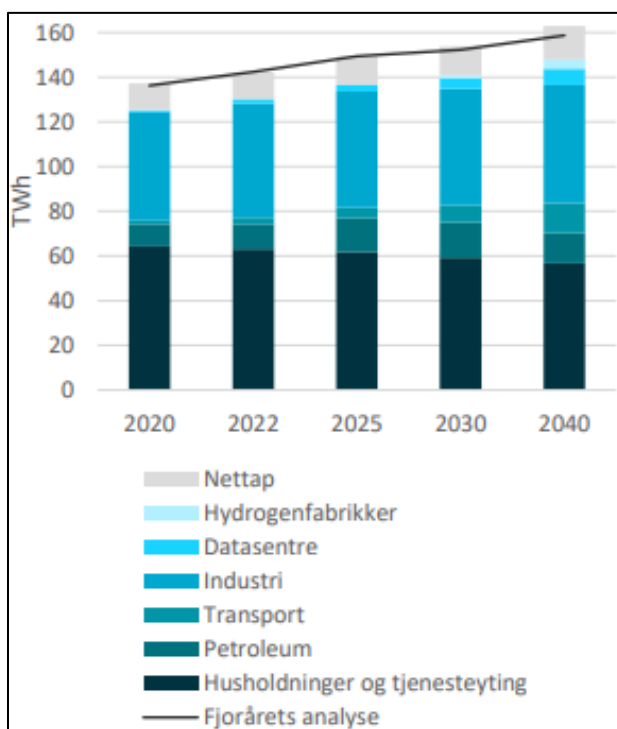


Figur 3 Forventet økning i Norsk Kraftproduksjon fra 2020 til 2040.  
Kredit: [16].

Det er stor usikkerhet rundt utbygging knyttet til vindkraft i Norge de neste 20 årene, spesielt havvind. NVE har tatt for seg to utbyggingsscenarioer hvor den ene er høy, mens den andre er basis. Det høye scenarioet baserer seg på utbygging av 12 TWh havvind innen 2040. Dette er energi som Utsira Nord kan levere en andel av. NVE har antatt at denne utbyggingen ikke forekommer før 2030 [16].

I NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2020 forventer de at Norges kraftforbruk vil stige mot 2040. Energieffektivisering vil redusere forbruket til både husstander og næringsbygg, men samlet vil forbruket øke grunnet elektrifisering av sokkel, industri og transport. Videre forventer de at det vil komme mer hydrogenproduksjon og datasentre de neste 20 årene som begge er store forbrukere [16].

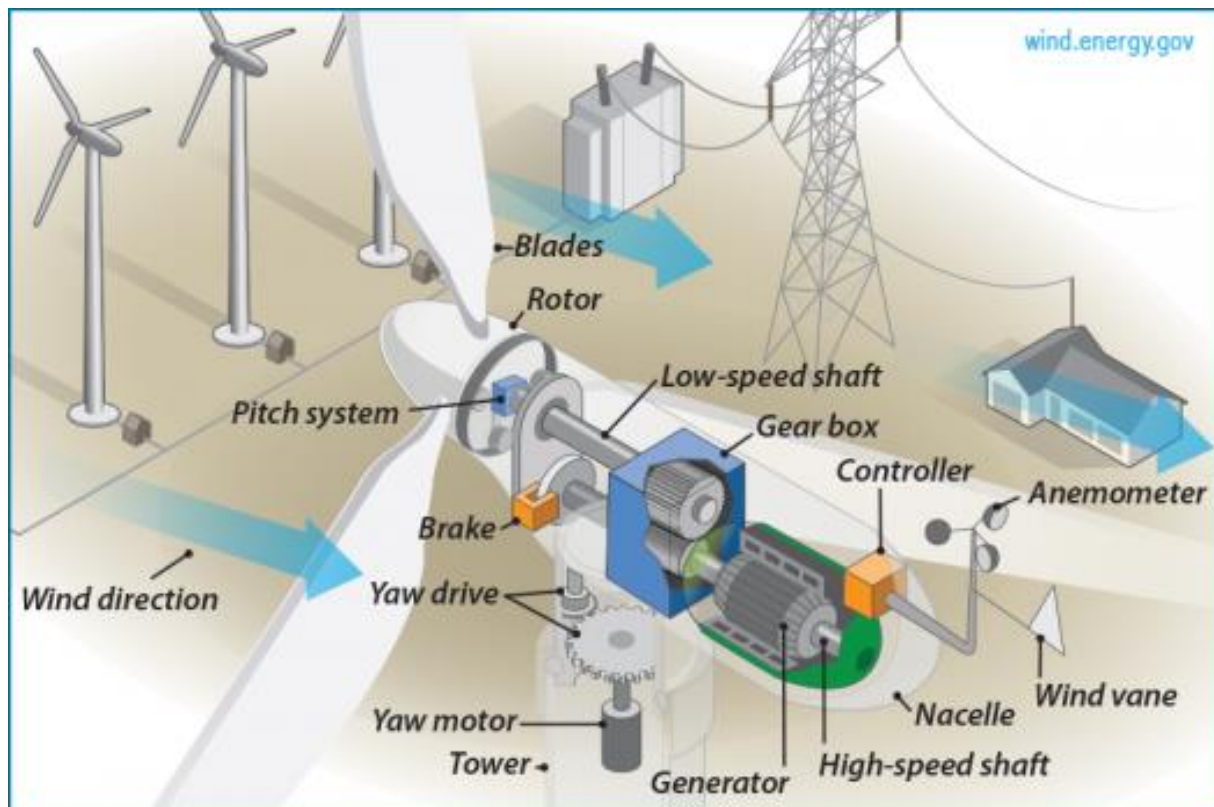
Hvordan kraftforbruket vil øke fram mot 2040, er det stor usikkerhet rundt. I NVE sin basis-case forventer de at kraftforbruket i Norge vil øke med 26 TWh i fra 2020 til 2040, som vist i Figur 4. Videre påpeker NVE at elektrifisering har et større potensiale enn det de har lagt til grunn i basis-casen. I et slikt scenario hevder NVE at man kan forvente en økning i forbruk på ca. 50 TWh [16].



Figur 4 Oversikt over forventet forbruk delt inn i kategorier.  
Kredit: NVE [16].

## 2.2 Vindturbin

Figur 5 viser en illustrasjon over hvilke komponenter en vindturbin består av.



Figur 5 Illustrasjon over en vindturbin.  
Kredit: U.S Department of Energy [17].

<b>Anemometer</b>	Måler vindhastighet og sender denne dataen til kontroller.
<b>Brake</b>	En brems som stanser rotoren mekanisk, elektrisk eller hydraulisk.
<b>Controller</b>	Det som kontrollerer driftsområdet til turbinen i forhold til vindhastighet.
<b>Gear box</b>	Omgjør rotasjonshastigheten fra lav-hastighetsakslingen til høy-hastighetsakslingen.
<b>Generator</b>	Produserer vanligvis vekselspanning som sendes videre til forbruker.
<b>Nacelle</b>	En lukket kapsel i toppen av turbinen som inneholder gir boks, lav – og høy-hastighetsaksling, generator, kontroller og brems.

<b>Pitch</b>	Kontrollerer vinkel på bladene, for å oppnå riktig hastighet på rotor, eller hindre rotor i å rotere ved for lave eller for høye vindhastigheter.
<b>Rotor</b>	Sammensetning av bladene og navet.
<b>Tower</b>	Støtter konstruksjonen av turbinen.
<b>Wind vane</b>	Måler retningen vinden kommer og sender denne informasjonen til "yaw driven".
<b>Yaw drive</b>	Roterer turbinen mot vindretningen [17], [18]

Turbinen måler vindhastighet og vindretning ved hjelp av anemometer og vindfløy. Informasjonen fra vindfløyen sendes videre til "Yaw drive" som roterer turbinen i den retningen vinden kommer fra. På denne måten vil turbinen være parallell med vindretningen og ha de beste driftsforholdene. Ved hjelp av "pitch control" roterer bladene på sin akse slik at de får riktig motstand for vinden, som igjen gir riktig turtall. [19]

Bladene er videre festet sammen med et nav, som igjen er koblet til en lav-hastighetsaksling. Denne akslingen roterer med en hastighet på 7-12 omdreininger per minutt. For å omdanne den kinetiske energien til elektrisk energi ved hjelp av en generator, trengs det en mye høyere rotasjonshastighet.

Dette kan man oppnå ved å benytte en gir boks. Gir boksen øker rotasjonshastigheten fra lav-hastighetsakslingen slik at man får ut 1500 omdreininger per minutt på høy-hastighetsakslingen [20].

Dette turtallet er viktig for at man skal produsere vekselspanning med 50 Hz ved hjelp av en 4-polt generator [21].

$$n = \frac{f \cdot 60}{p}$$

Hvor:

f = nettets påtrykte frekvens i Hz

p = Antall polpar

$$f = \frac{n \cdot p}{60}$$

$$f = \frac{1500 \cdot 2}{60} = \frac{3000}{60} = 50 \text{ Hz}$$

Det finnes også turbiner som er direkte koblet uten gir boks slik at man bare bruker lav-hastighetsakslingen, disse kalles "direct-drive" turbiner.

## 2.2.1 Generatorer

### 2.2.1.1 DC

I generatordrift tilfører man mekanisk effekt på akslingen til likestrømsmaskinen. Under rotasjon blir induert spenning dannet i rotoren slik at man oppnår elektrisk effekt i generatoren. Fra rotoren kan man videre ta ut elektrisk likestrøm gjennom børstene på kommutatoren [22].

### 2.2.1.2 Synkron

Synkrongeneratoren er en maskin som opererer med et turtall som er bundet til frekvensen. Den kan påkjennes endringer i spenningen og har også en effektfaktor som kan reguleres. Man kan oppnå ønsket effektfaktor dersom man endrer maskinens feltstrøm som igjen endrer den magnetiske fluksen.

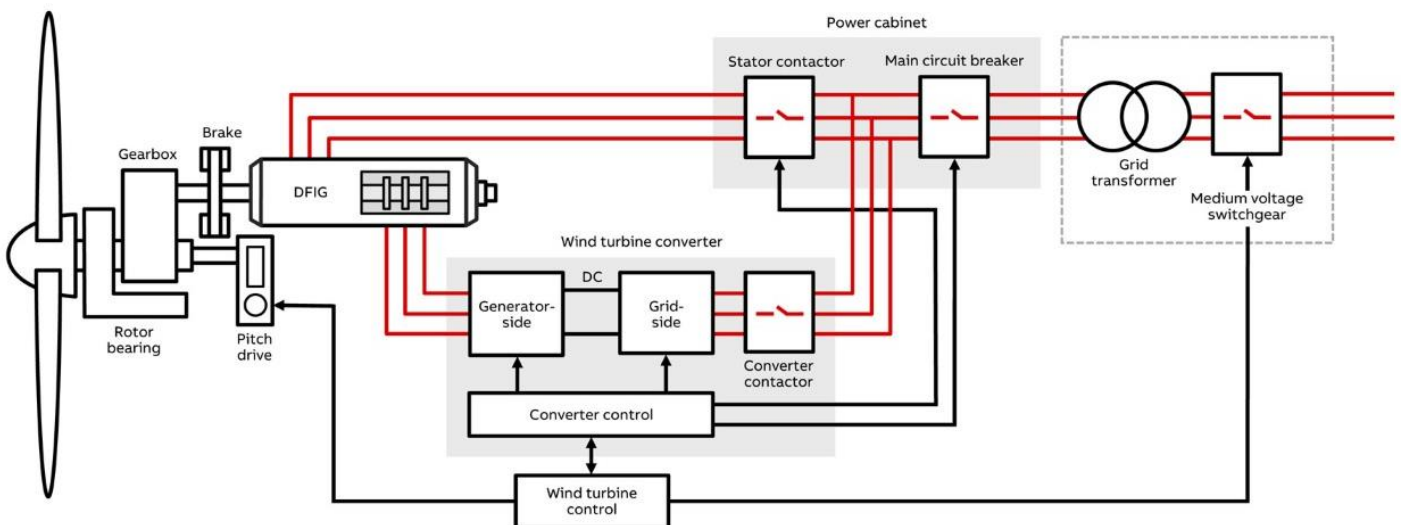
Under generatordrift samkjører maskinen mot et nett med fast frekvens og spenning [21].

Synkrongeneratoren benyttes i vannkraftverk og i maritime elektriske anlegg som skip og borerigger [23].

### 2.2.1.3 Asynkron

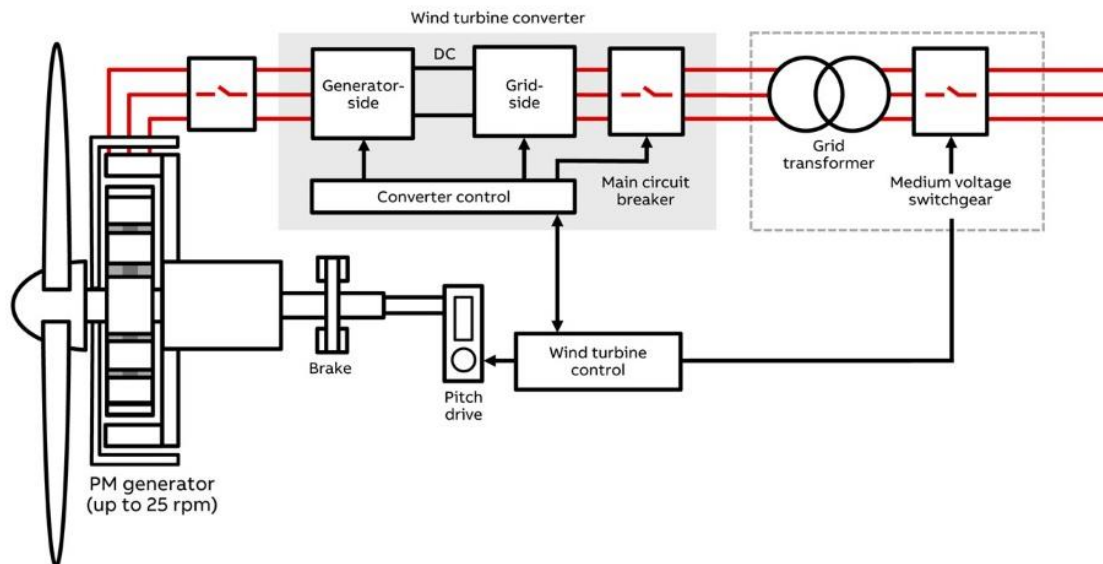
Asynkrongeneratoren benyttes kun for vekselstrøm og opererer etter induksjonsprinsippet. Grunnen for at den kalles for en asynkronmaskin er fordi turtallet er avhengig av den mekaniske lasten. Denne lasten varierer fra vekselstrømnettets dreiefeltfrekvens [21]. Et eksempel på en asynkrongenerator er en dobbeltmatet induksjonsgenerator.

I løpet av de siste tiår, har det vært en stor utvikling av teknologi innenfor vindturbiner. Dette har ført til at man har fått en regulerbar hastighets vindturbin med flerstegs gir boks. Gir boksen er plassert mellom lav-hastighetsakslingen og høy-hastighetsakslingen som så går inn på generatoren. Denne er vanligvis en dobbeltmatet induksjonsgenerator [24], som vist i Figur 6.



Figur 6 Oppsett av turbin med dobbeltmatet induksjonsgenerator.  
Kredit: ABB.

Turbiner uten gir boks ble utviklet for å forhindre feil med gir boks og transmisjonstap. Den synkrone generatoren blir direkte drevet av rotoren, som vist i Figur 7. For å gjøre opp for den lave rotasjonshastigheten er det plassert flere magnetiske poler i generatoren for å oppnå riktig frekvens [24].



Figur 7 Oppsett av turbin som er direkte drevet.  
Kredit: ABB.

Videre skiller man mellom PMG (Permanent Magnet Generator) og EESG (Electrically Excited Synchronous Generator). PMG har sine fordeler ved at den ikke har felt tap og vil derfor oppnå høy effektivitet. Den tar også mindre plass og er lettere enn EESG. Man finner ofte PMG i vindturbiner av mindre skala, men de kan også brukes i MW – turbiner [24].

## 2.3 Nett og grid

### 2.3.1 Bakgrunn

*«Elektrisk strøm skiller seg fra andre varer ved at den egner seg dårlig til lagring. Det må derfor til enhver tid være eksakt balanse mellom produksjon og forbruk. [25]»*

Energi produsert ved hjelp av vindkraft kan ikke reguleres på lik måte som for eksempel vannkraft. Vannkraft har den fordelen at man kan regulere strømmingen av vann som igjen medfører regulering av kraftproduksjon. Det vil si at produksjonen følger forbruket. Vindkraftverk derimot kan ikke regulere vinden, noe som gjør det ekstra viktig med kraftbalanse.

Dagens samfunn krever et kraftsystem som har en pålitelig strømforsyning. Dette innebærer at kraftsystemet må kunne håndtere endringer på kort og lang sikt som kan oppstå i forbruk og produksjon [26].

En av utfordringene på nettsystemet i Norge er at det som regel er store avstander mellom kraftprodusent og forbruker. Andre problemer er håndtering av topper i kraftforbruket, samt å ha kapasiteten til å kunne eksportere kraft innenlands eller til utlandet når det er høy produksjon og lavt forbruk. Dette er noe nettet må dimensjoneres for [26].

Kraftprisen bestemmes av "Merit order" som er en rekkefølge over hvilke kraftprodusenter som kan levere kraft med den laveste marginalkostnaden. Der har man at kraft fra fornybar energi slik som vindkraft, har den laveste marginalkostnaden da den ikke trenger noe drivstoff eller arbeidskraft for å produsere en ekstra kWh. Dette gjør at slike kraftprodusenter blir prioritert foran andre som for eksempel kullkraftverk [27].



### 2.3.2 Oppbygging av kraftnett

I Norge deler vi kraftnettet opp i tre deler. Disse kalles transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett. Hovedforskjellene er i hovedsak spenningsnivå og operatør.

#### Transmisjonsnett

Landsdekkende system som forbinder produsent og forbruker. Utenlandsforbindelser går også under dette nettet. Statnett er operatør.

#### Regionalnett

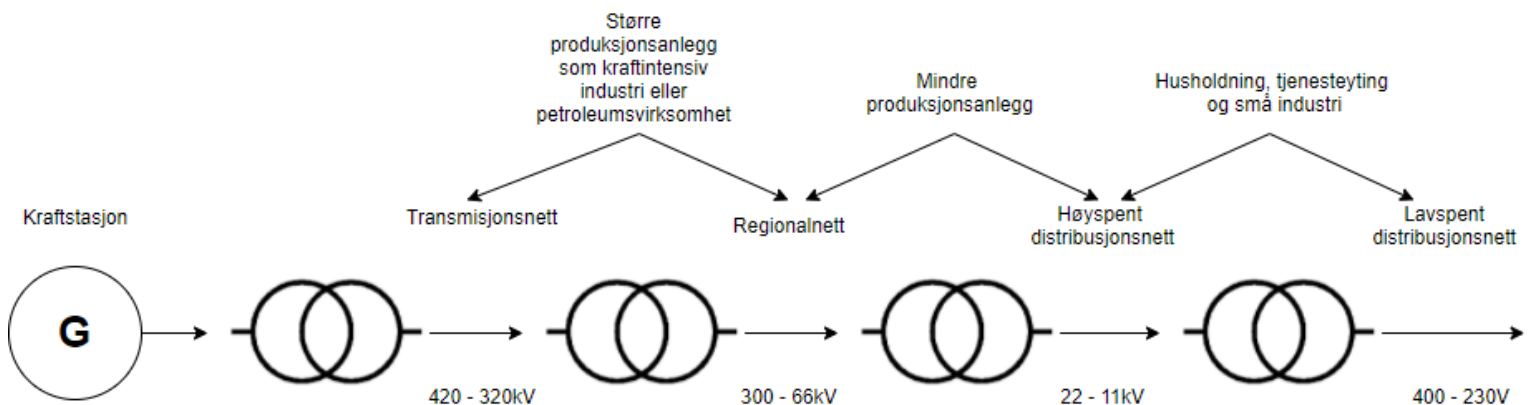
Er ofte bindeleddet mellom transmisjonsnettet og distribusjonsnettet.

#### Distribusjonsnett

Lokale kraftnett som forsyner mindre forbrukere. Det skilles mellom lavspent og høyspent.

[26]

Figur 8 viser skisse over oppbygningen på kraftnettet delt opp i ulike spenningsnivå. Figuren viser også eksempler på tilkobling av forskjellige aktører.



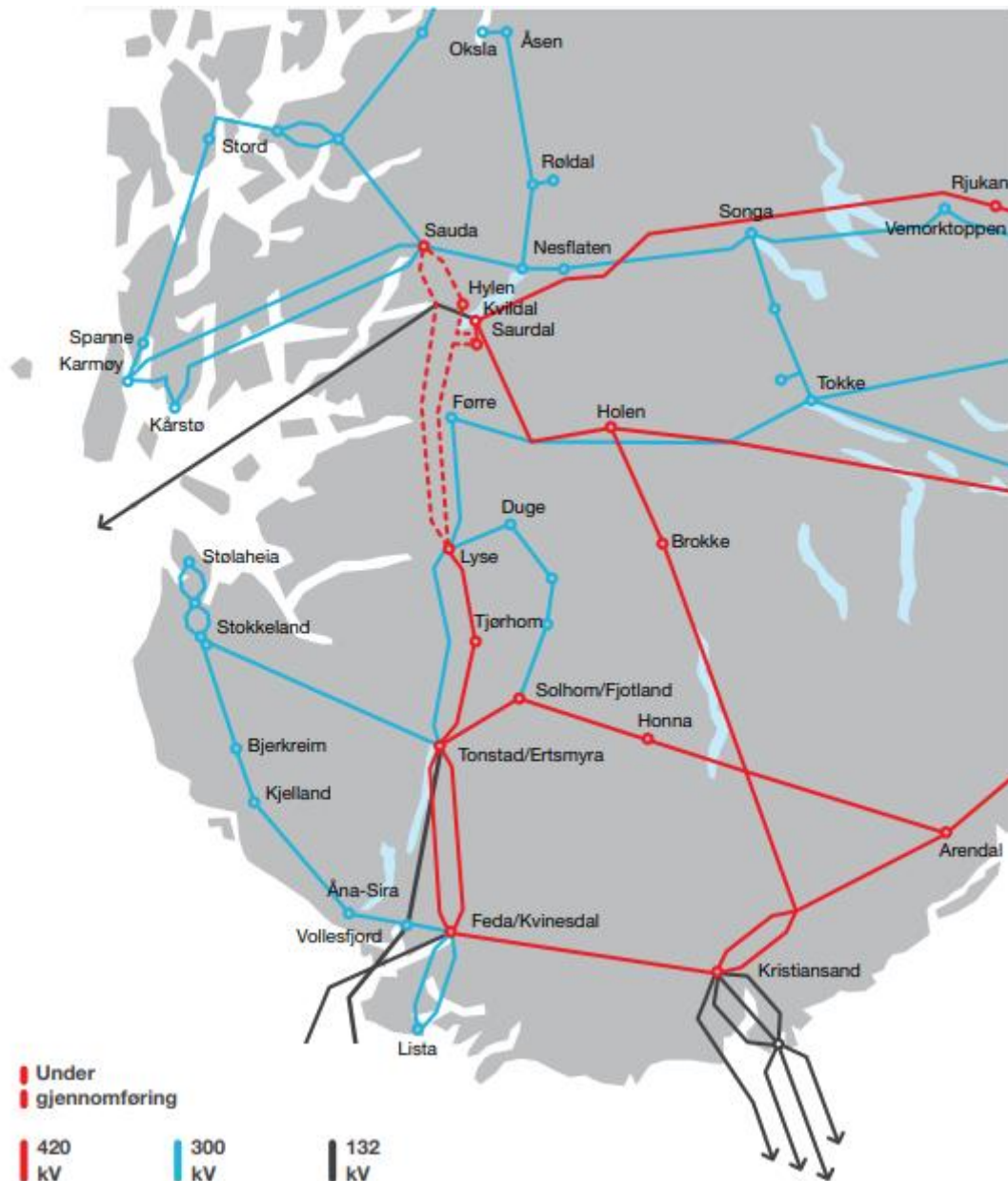
Figur 8 Viser spenningsnivå og tilkobling av aktører for de ulike nettene.  
Kredit: [26].

Transmisjonsnettet opererer etter N-1-prinsippet som går ut på at dersom det oppstår et brudd i en komponent i forsyningslinjen, skal det ikke føre til at forbruk må frakobles. Dette kaller man ofte for redundant kraftforsyning [28]. Ved å bruke vindkraft som en strømforsyning har man en ekstra forsyningskilde noe som er viktig om man for eksempel skal elektrifisere petroleumssinnretninger eller sende kraften til land. En slik driftssikkerhet gjør at man slipper å koble ut drift av petroleumsfelt eller landbasert industri ved feil.

### 2.3.3 Dagens kraftsystem

#### 2.3.3.1 Haugalandet

Figur 9 viser transmisjonsnettet i Region Sør og spenningsnivå på nettet på Haugalandet. Sør-Rogaland er et underskuddsområde. Dette er fordi området har opplevd befolkningsvekst og forbruksvekst de siste årene i områder som Stavanger og Sandnes. Dette har ført til at overføringsbehovet har økt og området dermed importerer kraft [29].



Figur 9 Oversikt over Transmisjonsnettet i Region Sør.  
Kredit: Statnett [29].

I Sunnhordaland og Nord-Rogaland er transmisjonsnettene hovednettene, som vist i Figur 9. Regionalnettet drives med et spenningsnivå på 66 kV. Ifølge Haugaland Kraft kommer store deler av kraftproduksjonen fra områdene Blåfalli, Etne og Eikelandssosen [30].

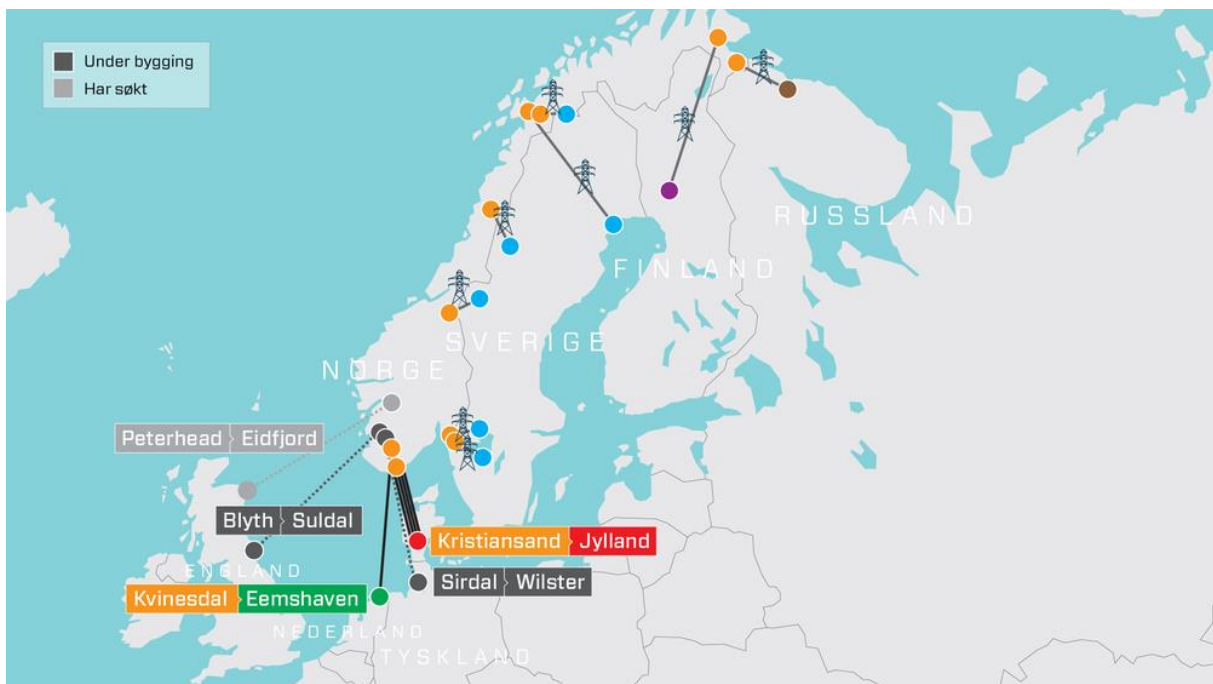
Generelt er det god leveringskvaliteten til regionalnettet, dette kommer fra at systemet er bygd opp etter N -1 kriteriet. I 2020 la Haugaland Kraft frem at de siste 10 årene har det gått tapt ca. 100 MWh som gjennomsnittlig ikke levert energi grunnet feil i nettet [30]. Dette er generelt gode tall ifølge avbruddsstatistikken fra NVE [31].

### 2.3.3.2 Forbindelser med Europa

Som nevnt tidligere er utenlandsforbindelser en del av transmisjonsnettene. Dette gjør det mulig å overføre energi over landegrensene.

Norge hadde i 2019 en eksportkapasitet på 6200 MW [26]. I tillegg har det vært en gjennomsnittlig nettoeksport de siste 10 årene på ca. 10 TWh per år [25]. Dette tilsvarer en teoretisk gjennomsnittlig nettoeksport i løpet av ett år på 1141 MW per time.

Figur 10 viser hvilke utenlandstilkoblinger Norge har og som er planlagt å bygges.



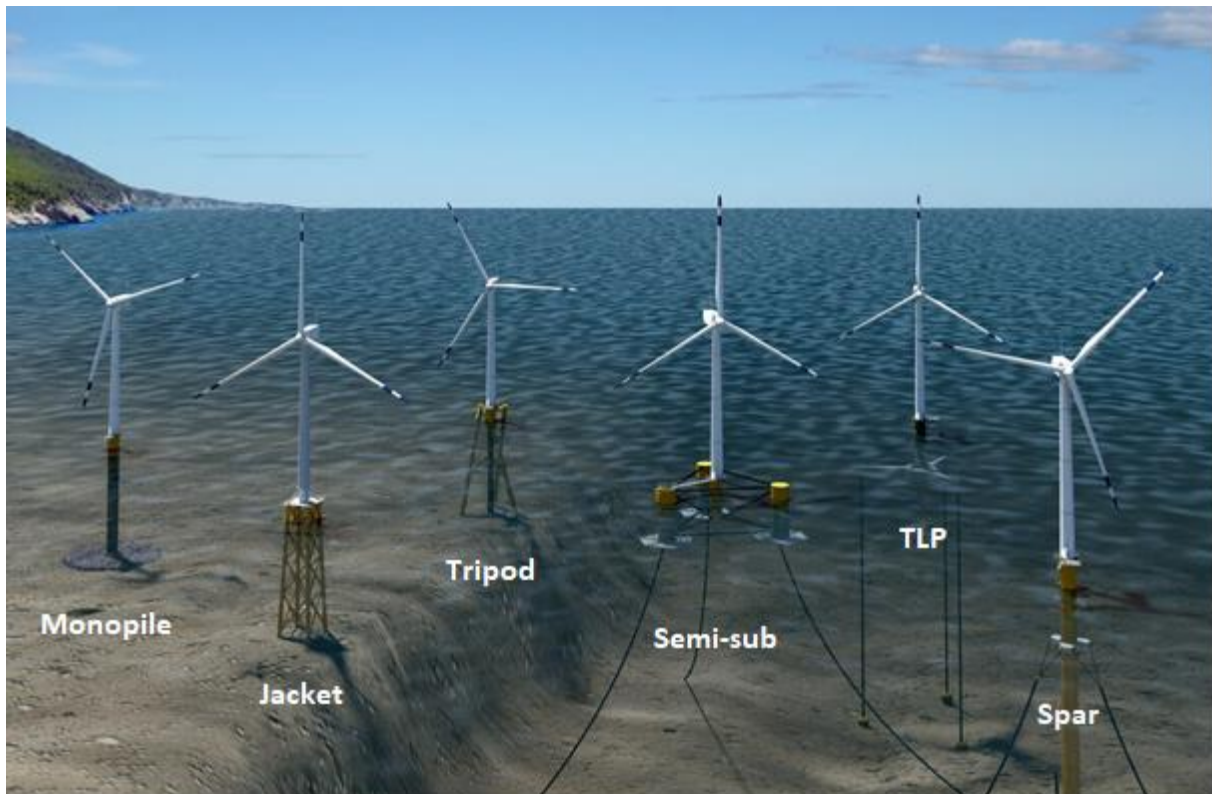
Figur 10 Skisse som viser tilkoblinger til utlandet.  
Kredit: Kjersti Magnussen, Tu.no [32].

Figur 10 viser også utenlandsforbindelser som er under bygging. De to forbindelsene henholdsvis til Tyskland og England er begge på 1400 MW hver. Forbindelsen Sirdal – Wilster (NordLink) er i fra 31.03.2021 i ordinær drift, mens forbindelsen Blyth – Suldal (NorthSeaLink) er forventet ferdigstilt i 2021. Disse to forbindelsene øker Norges utvekslingskapasitet fra 6200 MW til 9000 MW. Det er i tillegg søkt om en forbindelse til Skottland (NorthConnect) [26].

## 2.4 Struktur over en havvindpark

### 2.4.1 Kort om fundament og sjøkabler

Det som skiller vindkraft til havs fra landbasert, er fundamentene. Fundamentene varierer avhengig av havdybden. Generelt deler man opp fundamentene i bunnfaste for dybder opptil 50-60 m og flytende for dybder større enn dette [12]. Figur 11 viser et utvalg av bunnfaste og flytende fundament.



Figur 11 Illustrasjon over de forskjellige fundamenttypene.  
Kredit: Windpower Engineering & Development, Josh Bauer/NREL [33].

Det finnes flere typer bunnfaste fundament, men de tre mest anvendte er [12]:

- |                 |  |
|-----------------|--|
| <b>Monopile</b> | Dette er den mest brukte fundamenteringen og går ut på at en sylinder av stål hamres eller borres ned i havbunnen.   |
| <b>Jacket</b>   | Dette er en konstruksjon brukt i petroleumsnæringen. Fundamentet baserer seg på å feste en gitterstruktur i stål til fire stolper som er festet i havbunnen. |
| <b>Tripod</b>   | Består av tre stolper som borres ned inntil 10-20 m i havbunnen.   |

[12]

En annen forskjell mellom flytende og bunnfaste fundamenter er at de flytende er på demonstrasjonsstadiet. De er fortsatt under utvikling og forventes å skaleres opp. De mest aktuelle er:

**Semi – Sub** Består av flere søyler som er festet sammen ved hjelp av avstivninger og pongtonger. Søylene gir hydrostatisk stabilitet, mens pongtongene gir ekstra oppdrift.

**TLP** Et flytende fundament bestående av en sentral søyle med tre utstrakte armer som er festet til anker ved hjelp av stramme fortøyninger.

**Spar** Er et fundament som består av en sylinder med en liten vannoverflate. Konstruksjonen bruker ballast for å holde tyngdepunktet under flytepunktet.

[34]

Felles for Semi – sub og spar fundamenter er at de holdes på plass ved hjelp av fortøyningslinjer med dra- eller sugeanker [34].

Tabell 1 Oversikt over installerte havvindparker i 2020 og teknisk data.  
Kredit: [15]

Land	Vindpark	Tilkoblet kapasitet i 2020 [MW]	Turbin modell	Fundamenttype
Nederland	Borsele 1 & 2	752	SG 8.0-167 DD	Monopile
	Borsele 3 & 4	722	V164-9.5 MW	Monopile
	Borsele 5	19	V164-9.5 MW	Monopile
Belgia	Seamade	487	SG 8.4-167 DD	Monopile
	Northwester 2	219	V164-9.5 MW	Monopile
Storbritannia	East Anglia One	483	SWT-7.0-154	3-Legs Jacket
Tyskland	EnBW Albatros	112	SWT-7.0-154	Monopile
	Trianel Windpark Borkum 2	101	Senvion 6.2M152	Monopile
Portugal	Windfloat Atlantic	17	V164-8.4MW	Semi-Sub

Ut ifra Tabell 1 kan man hente ut at det ble installert 17 MW kapasitet fra flytende vindturbiner. Dette tilsvarer omtrent 0.6 % av den totale installerte kapasiteten i Europa i 2020 ifølge WindEurope. Man kan anta at denne prosentandelen vil øke i fremtiden fordi at man forventer en lavere LCOE for flytende havvind.



Tabell 2 Oversikt over havvindparker under bygging i 2020 og teknisk data.  
Kredit: [15]

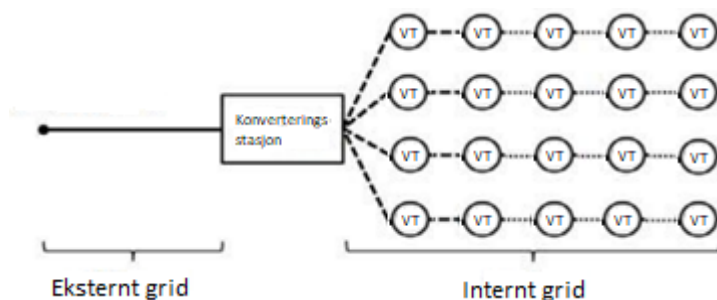
Land	Vindpark	Lagte fundamenter i 2020	Totalt antall Fundamenter	Turbin modell	Fundamenttype
Nederland	Fryslan	89	89	SWT-DD-130 4.4 MW	Monopile
Storbritannia	Hornsea Two	29	165	SG-8.0-167 DD	Monopile
	Moray East	100	100	V164-9.5 MW	Jacket
	Kincardine	1	5	V164-9.6 MW	Semi-Sub
	Triton Knoll	90	90	V164-9.5 MW	Monopile
Danmark	Kriegers Flak	72	72	SG 8.4-167 DD	Monopile

Ut ifra Tabell 1 og Tabell 2 kan man hente ut at det mest brukte fundamentet i 2020 er monopile, etterfulgt av jacket. Det man legger merke til at det bare er Kinkardine og Windfloat Atlantic som er flytende vindparker som anvender Semi-Sub som fundamenttype. Disse er relativt små i totalkapasitet og er bare en liten andel av installerte vindturbiner til havs i Europa. Turbinmodeller merket med «DD» er såkalte direct-drive turbiner som nevnt tidligere i delkapittel 2.2.1.

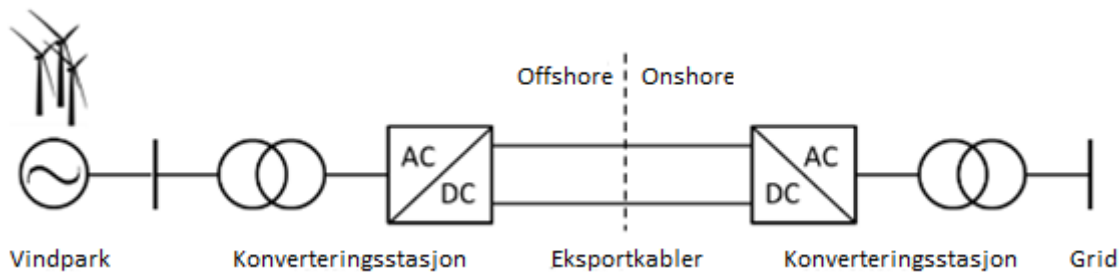
Tabellene gir en god oversikt for aktører over hvilke fundamenttyper og turbinmodeller som er installert. Denne oversikten kan være med å legge grunnlag for valg av turbin og fundament i planleggingsfasen for havvindparker. Standarder som benyttes til valg av vindturbiner er blant annet:

- DNVGL-ST-0126 Support Structures for wind turbines [35].
- DNVGL-ST-0119 Floating wind turbine structures [36].

En generell stor skala vindpark består av vindturbiner (VT), internt grid, en konverteringsstasjon og et eksternt grid, som vist i Figur 12 og Figur 13.



Figur 12 Skisse over havvindpark.  
Kredit: [37].



Figur 13 Oversikt over teknisk struktur for en vindpark.  
Kredit: DNV [38].

Det finnes to forskjellige typer sjøkabler, AC eller DC kabler. I AC kablen har man normalt en 3-leder, mens i en DC-kabel kan man enten ha en bipolar eller en singel leder. Hvilken som anvendes er avhengig av avstand mellom produksjon og forbruker, men man deler dem som regel opp i 3 kategorier [39]:

Tabell 3 Generell bestemmelse av kabeltype avhengig av avstand.

Avstand	Kabeltype
< 50 km	AC kabler
< 100 km	AC eller DC kabler
> 100 km	DC kabler

Tabell 3 viser en generell bestemmelse av kabeltype avhengig av avstand. Det har vært stor usikkerhet til hvilken kabeltype som egner seg best for de forskjellige avstandene og hvor grensesnittet ligger. Valg av kabeltype avhenger av når det blir gunstig å konvertere fra vekselstrøm til likestrøm i form av tekniske og økonomiske tap. Mer konkret vil det være når effekttapet blir så stort at det vil være mer lønnsomt å investere i konverteringsstasjoner og benytte likestrøm. I kapittel 2.4.3 vil det legges frem fordeler og ulemper ved bruk av AC eller DC.

Videre finnes det også forskjellige spennings klassifikasjoner (IEC 60038) [40]. Tabell 4 viser en oversikt over de forskjellige klassifikasjonene.

Tabell 4 Oversikt over de forskjellige spenningsklassifikasjonene og deres tilhørende spenningsnivå.

Spenningsklassifikasjon (IEC 60038)	Spenningsnivå
Medium Voltage	< 35 kV
High Voltage	Mellom 35 kV og 230 kV
Extra High Voltage	Mellom 230kV til 800 kV
Ultra High Voltage	> 800 kV

Tabell 5 Oversikt over noen HVDC transmisjonslinjer lagt i sjø i Europa.  
Kredit: [41], [42], [43], [44], [45], [46], [47], [48].

Eksempler på HVDC transmisjonslinjer lagt i sjø i Europa				
Navn	Forbindelse	Effekt [MW]	DC [kV]	Kabellengde
Italia-Hellas	Italia-Hellas	500	400	313km
SwePol	Polen-Sverige	600	450	254km
Baltic Cable	Tyskland-Sverige	600	450	262km
NordBalt	Sverige-Litauen	700	300	450km
BritNed	Storbritannia-Nederland	1000	450	256km
ElecLink	Frankrike-Storbritannia	1000	320	51km
NORD.LINK	Norge-Tyskland	1400	525	623km
North Sea Link	Norge-England	1400	525	720km

Tabell 5 viser eksempler på HVDC transmisjonslinjer lagt i sjø i Europa. I tabellen kan man hente ut at spenningsnivået for eksportkabler som er nevnt i delkapittel 2.3.3 ligger mellom 300-525 kV. Til sammenligning ligger inter-array kabler på et spenningsnivå mellom 33 kV-66 kV [49].

**Fibre Optic Element**

- Optical fibres**
- Copper buffer tube**  
Thixotropic water blocking compound, hydrogen scavenger
- Armouring**  
Galvanized steel wires
- Jacket / Outer sheath**  
Black PE
- Assembly**
- Filler**  
LDPE, round shaped
- Bedding layer**  
PP yarn
- Armouring**  
Galvanized steel wires
- Cladding**  
PP yarn (black, yellow)



**Power Cores**

- Conductor**  
Stranded copper wires, waterblocked
- Inner semi-conductive layer**
- Insulation**  
Cross-linked polyethylene (XLPE)
- Outer semi-conductive layer**
- Semi-conductive water swelling tape**
- Metallic screen**  
Copper wires, copper binder tape
- Radial tightness**  
Aluminium tape bonded to outer sheath
- Outer sheath**  
Black PE



www.generalcable.com

Figur 14 Illustrasjon av oppbygning av en XLPE-sjøkabel i kobber.  
Kredit: Prysmian Group.



Figur 14 viser en illustrasjon over en XLPE kabel. Den består i hovedsak av 3 flerkordelte ledere av kobber. Lederne er igjen isolert med XLPE. I tillegg inneholder kabelen en fiber kabel, som benyttes til kommunikasjon og SCADA systemet til vindparken. SCADA brukes til overvåking og kontroll av infrastruktur. Ellers består kabelen av såkalte "fillers", for å få den runde formen på kabelen, samt en armert skjerm som beskytter kabelen mot mekaniske påkjenninger [39].

En DC-kabel er oppbygget omtrent på samme måte, med unntak av at den ikke består av 3 ledere, men 1 leder [39].

Det finnes forskjellige materialer på ledere og isolasjon. For lederne finnes kobber eller aluminium, hvilke som velges avhenger av pris. For isolasjon skiller det mellom EPR og XLPE [39].

En stor utfordring med kablene er at generert varme grunnet overbelastning av strøm kan skade kabelen og redusere livsspannet. Driftstemperaturen på lederne er 90 °C, men isolasjonsmaterialet som benyttes vil reagere forskjellig på overbelastning.

Når temperaturen overstiger 90 °C, vil XLPE kabelen bli mykere og ekspandere, noe som fører til at den enklere deformes og reduserer muligheten til å gå tilbake til sin opprinnelige form. I motsetning til XLPE har EPR mindre ekspansjon, som igjen medfører mindre fysisk stress i kabelen [50].

En annen egenskap som er avhengig av isolasjonsmateriell er det dielektriske tapet. XLPE er kjent for å ha et lavt dielektrisk tap, men Prysmian Group hevder forskjellen mellom XLPE og EPR for en 66 kV inter-array kabel er av ubetydelig størrelse [50].

Det dielektriske tapet kan beregnes ut ifra formelen:

$$P_d = U^2 \cdot \omega \cdot C_d \cdot \tan\delta$$

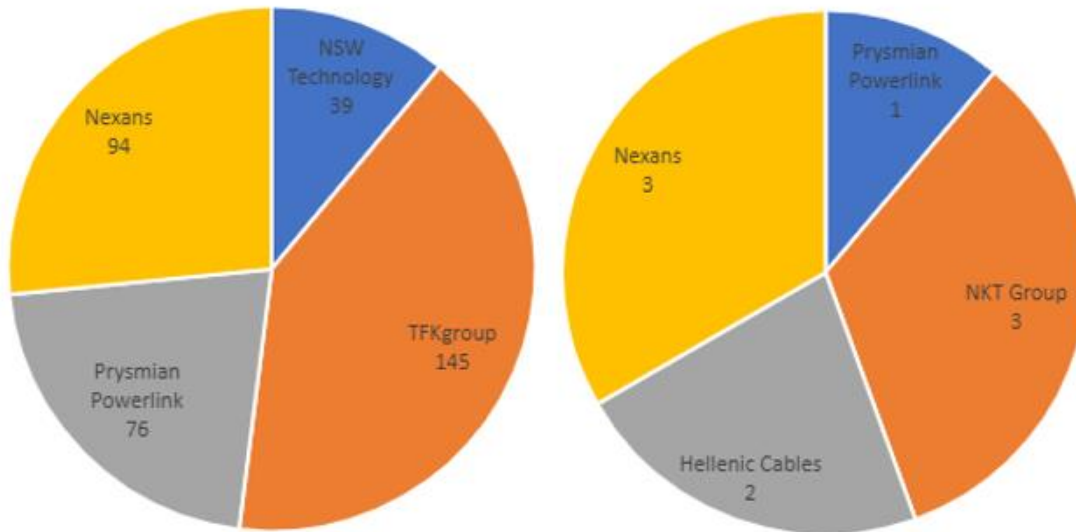
Hvor:

U = Hovedspenning i kV

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$$

$C_d$  = Driftskapasitans i  $\mu\text{F}/\text{km}$

$\tan\delta$  = Isolasjonsmaterialets tapsfaktor, en materialkonstant



Figur 15 Oversikt over leverandører som leverte inter-array (til venstre) og eksportkabler (til høyre) i 2020.  
Kredit: WindEurope [15].

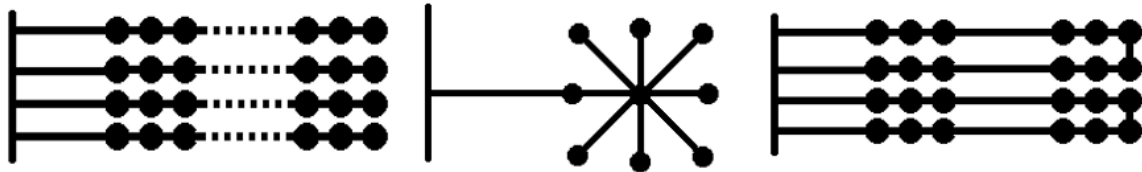
Figur 15 viser hvilke aktører som gjennomførte installasjoner av kabler i 2020. Ut ifra diagrammet kan man hente ut at for eksempel Nexans stod for en god andel av de installerte sjøkablene.

Figuren gir en god oversikt over hvilke aktører som har erfaring og kan være med å legge grunnlag for valg av i planleggingsfasen for havvindparker. En standard som benyttes til valg av kabel er:

- NS-EN 10257-2:2011 [51]

## 2.4.2 Inter- array

Inter-array kabler er kablene i det interne nettverket mellom turbinene og substasjon. Typiske strukturer på det interne nettverket er illustrert i Figur 16.



Figur 16 Typisk radial kabelføring illustrert til venstre, typisk stjerne kabelføring i midten og typisk lukket-sløyfe kabelføring til høyre.  
Kredit: [37].

Ved å optimalisere oppbygningen av havvindparker kan man få redusert LCOE. Dette er gjennomførbart ved hjelp av enten reduksjoner i CAPEX eller OPEX, eller ved å øke energiproduksjon. Optimalisering av kabellegging fører til reduksjoner i CAPEX.

$$LCOE = \frac{\text{Nåverdi av totale kostander over livsløpet}}{\text{Nåverdi av produsert energi over livsløpet}}$$

I Figur 16 er det illustrert en lukket-sløyfe kabelføring. Denne kabelstrukturen medfører en høyere konstruksjonskostnad, men kan veie opp med sikrere drift. Dette kommer av at dersom det oppstår feil på en av kablene i nettverket, vil man fortsatt kunne produsere energi uten nedetid.

Det er mange elektriske komponenter som trenger ett synkronisert nett, og eventuelle brudd på en av kablene kan derfor skade disse komponentene. Man kan forhindre dette med en lukket-sløyfe struktur [52].

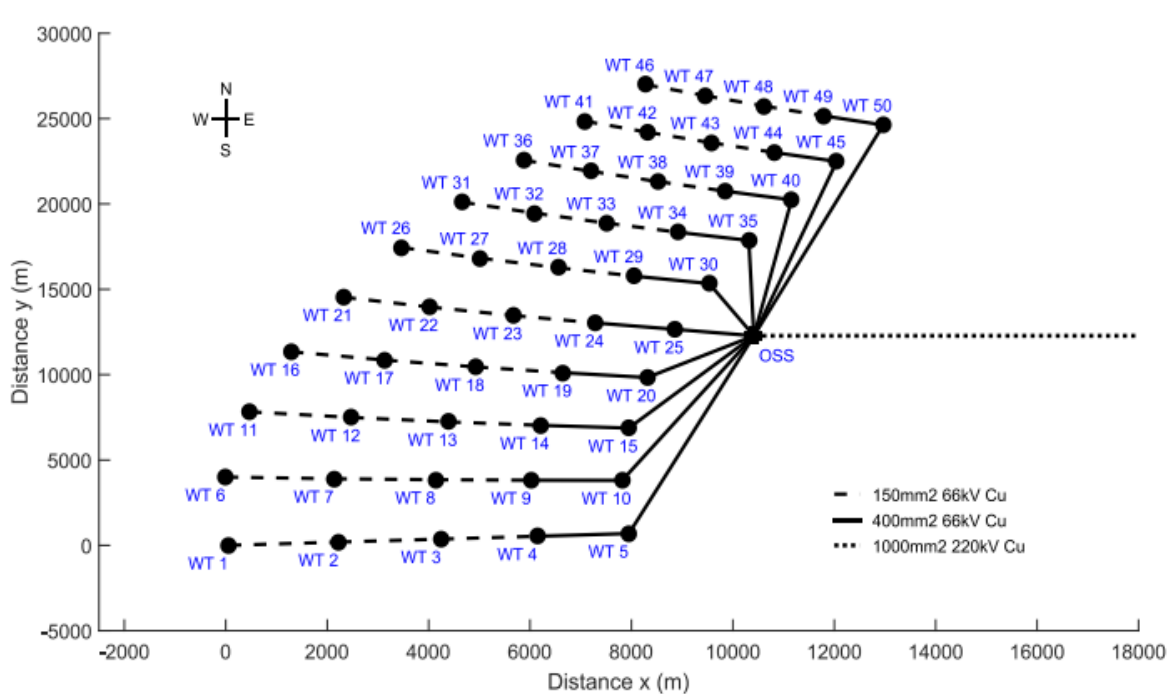


Figur 17 Sammenligning mellom 33 kV og 66 kV struktur.  
Kredit: DNV [49].

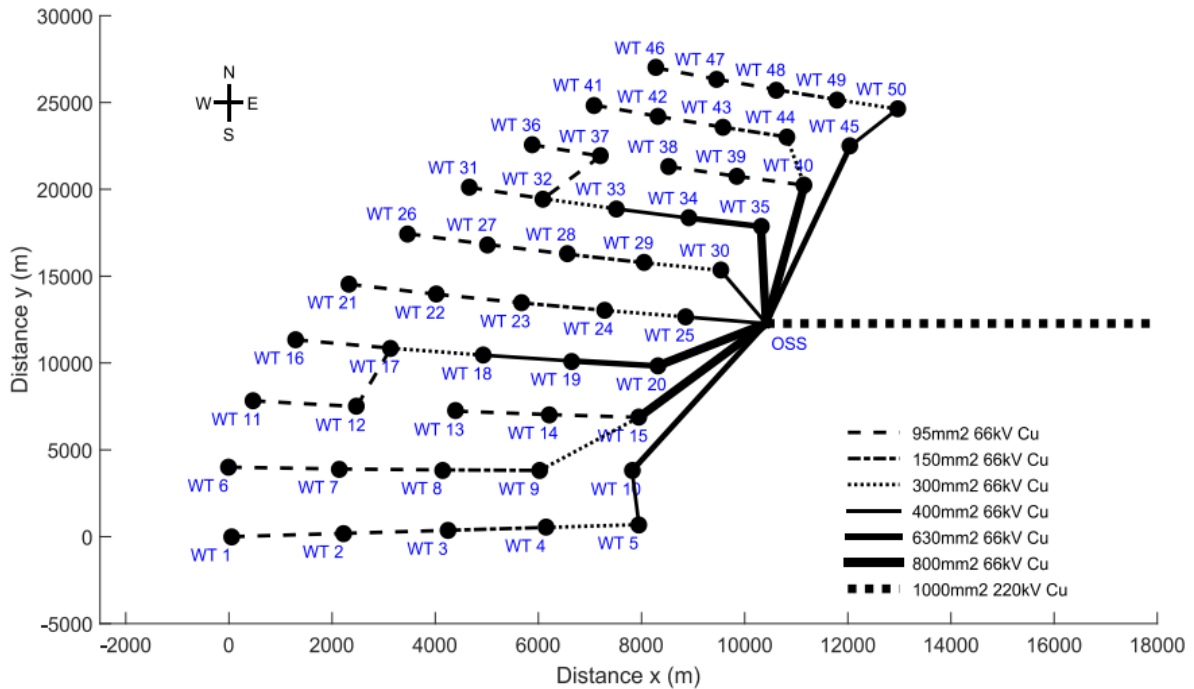
Figur 17 viser en teknisk sammenligning av å benytte 66 kV opp mot 33 kV. Ser man på tidligere installerte vindparker til havs brukte man i hovedsak 33 kV på inter-array kablene. I senere tid kan man se at man går over til å benytte 66 kV, dette kommer av at dagens turbiner produserer mer energi. Dette medfører kostnadsreduksjoner i CAPEX, fordi man kan øke belastningen på kablene. På den måten legges det færre kabler og kabellengden reduseres som vist i Figur 17.

En studie gjennomført av IREC og Universitat Politecnica de Catalunya Barcelonatech [53] tok for seg grid optimalisering ved hjelp av Particle Swarm Theory (PSO) for en 500 MW flytende vindpark lokalisert i Frankrike (Golfe de Fos). Studien anvendte referanseturbiner på 10 MW og referansedybde på 70 m. Inter-array kablene var på 66 kV og eksportkabler var 220 kV.

Resultatet de fant er presentert i Figur 18 og Figur 19, samt Tabell 6 og Tabell 7.



Figur 18 Aktuell kabelføring for en 500 MW vindpark.  
Kredit: M. Lerch, M. De-Prada-Gil & C. Molins [53].



Figur 19 Optimalisert kabelføring for en 500 MW vindpark.  
Kredit: M. Lerch, M. De-Prada-Gil & C. Molins [53].

En slik struktur på det interne nettet krever at kablene mellom turbinene har forskjellig tverrsnitt. Dette fordi belastningen på de kablene nærmest substasjonen er større enn belastningen på kabler lengre ute i grenene. I Figur 18 og Figur 19 varierer tverrsnittet fra 95 mm<sup>2</sup> til 1000 mm<sup>2</sup>.

Tabell 6 Oversikt over kostnad og energitap for aktuell kabelføring.  
Kredit: M. Lerch, M. De-Prada-Gil & C. Molins [53].

	Inter-array kabler	Eksport kabler	Total
Anskaffelseskostnader (M€)	91.92	69.09	161.01
Installasjonskostnader (M€)	19.71	8.12	27.83
Kostnad for energitap (M€)	27.38	3.34	30.72
Totale kostnader (M€)	139.01	80.55	219.56
Årlig energitap (MWh)	17112.55	2086.85	19199.10
Kabellengde (km)	155.73	64.20	219.93

Tabell 7 Oversikt over kostnader og energitap for Inter-array kabler sammenlignet med optimalisert kabelføring.  
Kredit: M. Lerch, M. De-Prada-Gil & C. Molins [53].

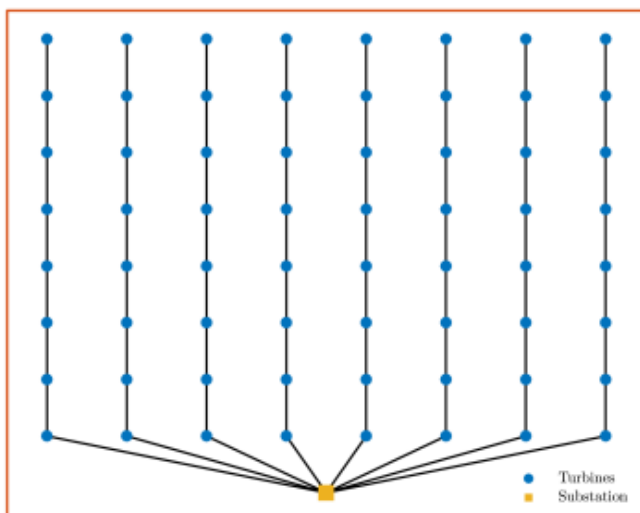
	Inter-array kabler	Optimalisert kabelføring	Differanse (%)
Anskaffelseskostnader (M€)	91.92	86.34	-6.07
Installasjonskostnader (M€)	19.71	18.06	-9.56
Kostnad for energitap (M€)	27.38	25.15	-8.15
Totale kostnader (M€)	139.01	129.55	-6.81
Årlig energitap (MWh)	17112.55	15716.00	-8.12
Kabellengde (km)	155.73	142.73	-8.35

Tabell 7 viser en sammenligning mellom en aktuell kabelføring og en optimalisert kabelføring. Ut ifra tabellen kan man hente ut kostnadsdifferanser og energitap mellom de to eksemplene. Man ser en kostnadsreduksjon på ca. 6,81 millioner euro og en reduksjon i årlig energitap på ca. 8,12 MWh. Denne studien viser dermed at det er teoretisk mulig å oppnå kostnadsreduksjoner i CAPEX.

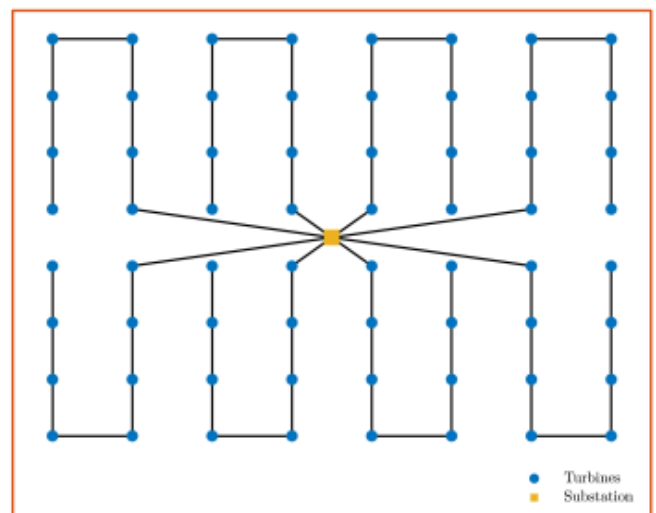
En annen måte å optimalisere en vindpark på er ved å optimalisere plasseringen av substasjonen.

Figur 20 viser Particle Swarm Optimization av plassering for en substasjon i en vindpark med en normal struktur.

Initial Location of the Substation, Total Cable Length 74.51 km



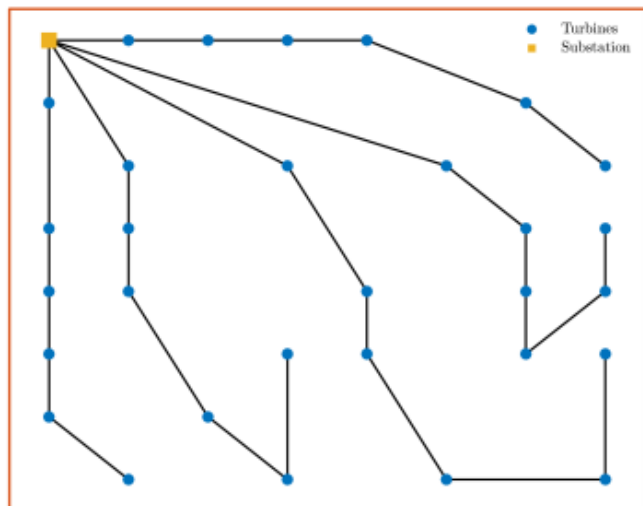
PSO-Optimized Location of the Substation, Total Cable Length 69.03 km



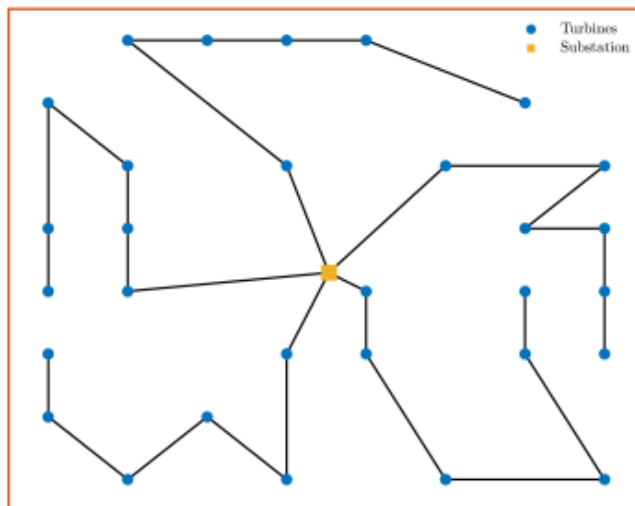
Figur 20 Aktuell plassering av substasjon til venstre og optimalisert plassering til høyre.  
Kredit: C. El Mokhi & A. Addaim [54].

Figur 21 viser Particle Swarm Optimization av plassering for en substasjon i en vindpark med en unormal struktur.

Initial Location of the Substation, Total Cable Length 49.24 km

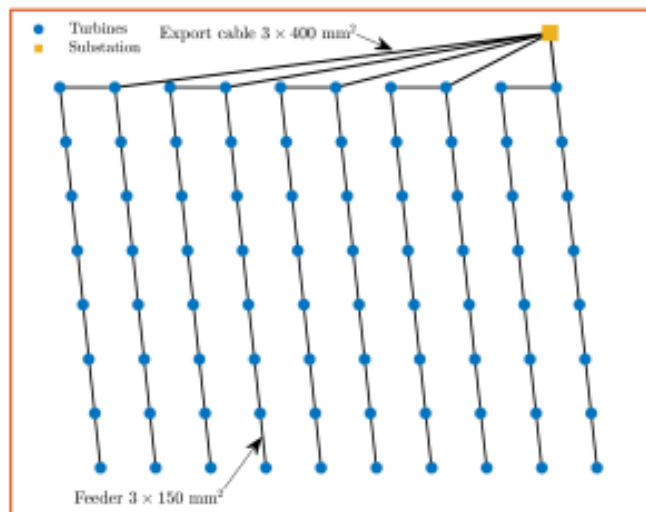


PSO-Optimized Location of the Substation, Total Cable Length 45.15 km

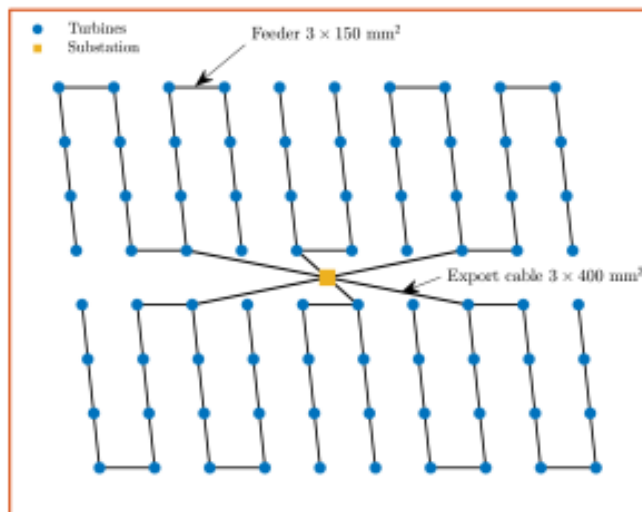


Figur 21 Aktuell plassering av substasjon til venstre og optimalisert plassering til høyre.  
Kredit: C. El Mokhi & A. Addaim [54].

Initial Location of the Substation, Total Cable Length 58.50 km



PSO-Optimized Location of the Substation, Total Cable Length 48.03 km



Figur 22 Aktuell plassering av substasjon til venstre, optimalisert plassering til høyre.  
Kredit: C. El Mokhi & A. Addaim [54].

Figur 22 viser en case-studie for Horns Rev 1. Figuren viser 80 turbiner med kapasitet på 2 MW hver. Den totale ytelsen på vindparken er 160 MW. I figurene over kan man hente ut at man kan redusere kabellengden ved å optimalisere plasseringen av substasjonen. I Figur 22 er denne lengden ca. 10 km, noe som igjen fører til reduserte kostnader i CAPEX. For Horns Rev 1 fant studien ut at man kunne oppnå kostnadsreduksjoner på omtrent 5 millioner euro [54].

Når man skal designe kabelføring for en havvindpark finnes det flere begrensninger som må tas hensyn til. Strømmen av energi som produseres av en turbin må kunne støttes av en enkel kabel, samt har hver substasjon et maksimalt antall tilkoblingspunkter for kabler.

Det bør også tas hensyn til at kabelkrysninger ikke forekommer, da dette er en stor kostnad og øker sannsynligheten for skader på kablene [55].

En standard som benyttes for design av substasjoner til havs er:

- DNVGL-ST-0145 Offshore Substation [56].



### 2.4.3 Substasjon

#### 2.4.3.1 Generelt

Når man skal transportere elektrisk energi på land er det viktig at man har minst mulig tap av energi.

Generelt vil man ha lite effekttap ved lav strømstyrke uavhengig av om det benyttes vekselstrøm eller likestrøm. Ved økning av strømstyrken vil man få en større forskjell i energitap for vekselstrøm, dette kommer av at man har kapasitans i strømmettet. Transformering av spenning er både enklere og billigere ved bruk av vekselstrøm [57].

Tap i leder kan beregnes ut ifra formelen:

$$P_f = n \cdot I^2 \cdot \rho \cdot \frac{L}{A}$$

Hvor:

n = antall ledere

I = Strøm i ampere (A)

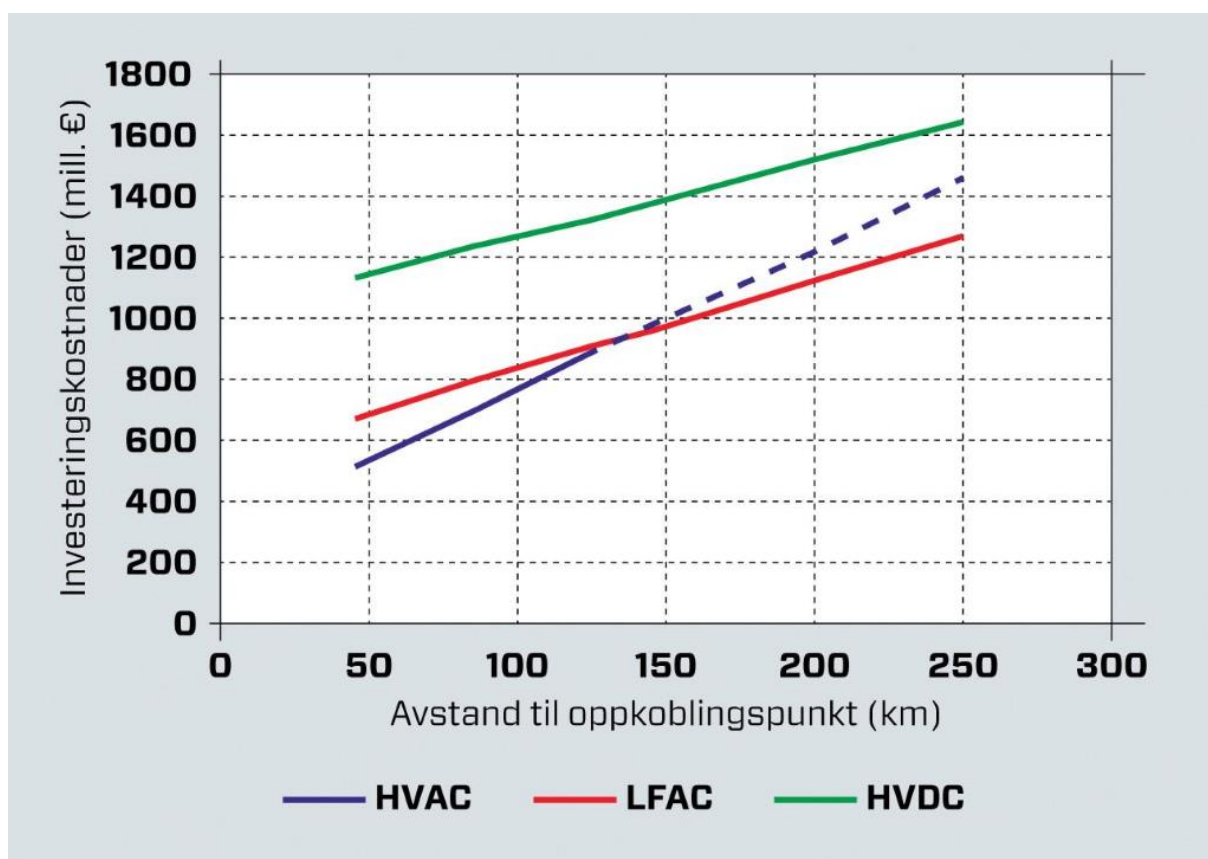
$\rho$  = resistiviteten i  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$

L = Lederens lengde i km

A = Lederens tverrsnitt i  $\text{mm}^2$

En ulempe med AC er den reaktive effekten, som er en sammensetning av frekvens og kapasitansen i kabelen. Høyere frekvens fører til et større reaktivt tap. Ved lengre avstander er det ofte nødvendig å kompensere for reaktive tap, dette kan gjennomføres ved bruk av spoler og kondensatorer [58].

De største forskjellene mellom AC og DC er at DC ikke har reaktive tap fordi den ikke har frekvens, men krever igjen like- og vekselretting på hver side som er en stor del av investeringen. Det kan være aktuelt å bruke DC dersom avstandene er av betydelige størrelser, som vist i Figur 23 [58].



Figur 23 Diagram som viser sammenheng mellom investeringskostnader og avstand på land.  
Kredit: Nexans [59].

Semco Maritime skal gjennomføre en studie som skal ta for seg kartleggingen av det økonomiske krysningepunktet mellom HVAC og HVDC overføring for en stor-skala havvindpark [60].

### 2.4.3.2 AC/DC for sjøkabler

Sjøkabler fra Norge til andre land er basert på likestrøm. Tap av energi i form av like- og vekselretting var i 2017 på under 1 %, mens man før måtte regne med mellom 1,5 – 2,0 % i hver ende ifølge Teknisk Ukeblad [58].

Ved korte avstander vil det være mest gunstig med tanke på kostnad å velge AC, men når man kommer opp i store nok avstander, samt høyere effekt, vil det være mer gunstig å velge DC. Det finnes likevel eksempler på benyttelse av AC kabler over lengre distanser, som for eksempel strømforsyningen til Martin Linge – feltet som er på ca. 163 km [58].

I vekselstrøm kan man redusere tap i kablene ved at man endrer frekvensen. Slike LFAC overføringssystemer har vi for eksempel i jernbanenettet i Norge, som benytter  $16\frac{2}{3}$  Hz, som gir en reduksjon av reaktiv effekt med ca. 66%, i forhold til bruk av normal frekvens på 50 Hz [59].

Teknisk Ukeblad publiserte at det var blitt utført en studie av Nexans i samarbeid med Vattenfall og HVDC Tech om muligheten for å transportere 1200 MW fra en havvindpark 200 km fra land ved hjelp av LFAC, i stedet for DC.

De kom fram til at det var gjennomførbart og at den største fordelene var at man unngikk å konvertere fra AC til DC før overføring til land, som igjen gav kostnadsreduksjoner i CAPEX da man slapp omforming [59].

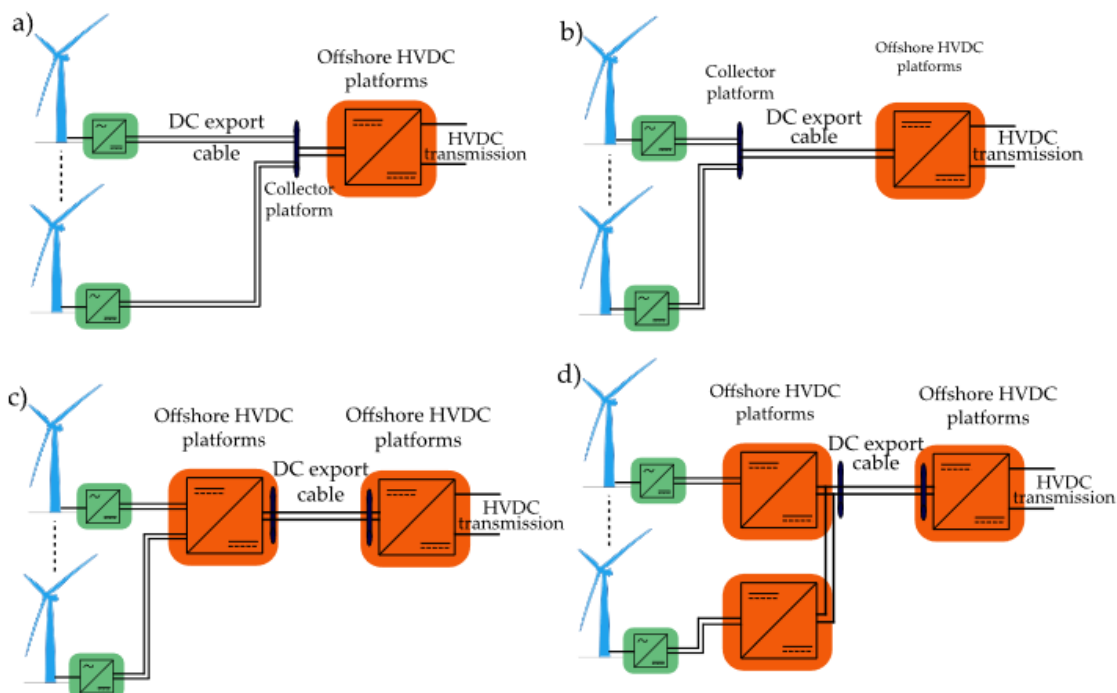
### 2.4.4 Eksempler på vindparker til havs

Det blir bygget mer og større vindparker til havs. Et eksempel er Dogger Bank, som er en vindpark på 1200 MW. Den ligger 130-190 km fra den nordøstlige kysten av England, og benytter seg av HVDC transmisjon. Tabell 8 viser en oversikt over et utvalg av havvindparker som benytter DC transmisjon.

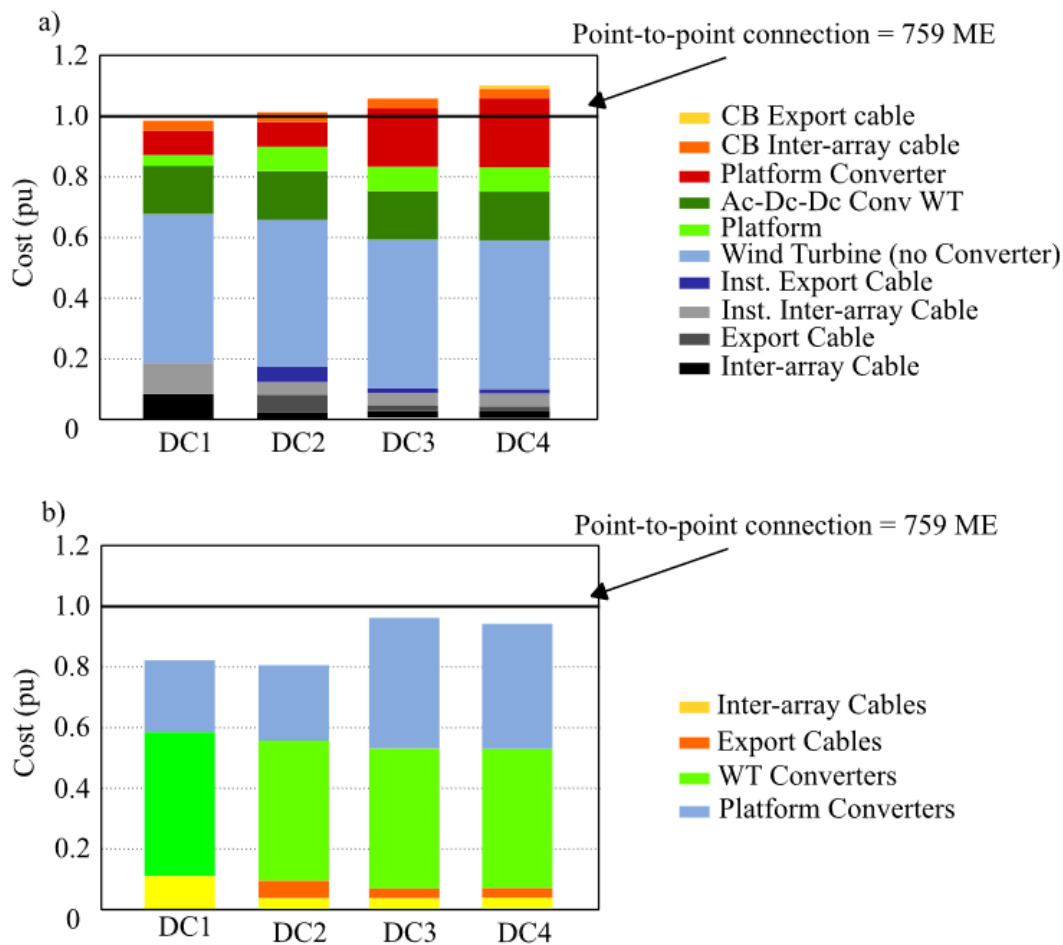
Tabell 8 Statistikk over vindparker til havs med DC-transmisjon.  
Kredit: [61], [62], [63], [64], [65], [66], [67], [68], [69].

Et utvalg av havvindparker i Europa						
Navn	Effekt [MW]	AC [kV]	DC [kV]	DC sjøkabel	DC underjordskabel	
BorWin 1	400	170	150	2x125km	2x75km	
BorWin 2	800	155	300	2x125km	2x75km	
BorWin 3	900	155	320	2x130km	2x30km	
DolWin 1	800	155	320	2x75km	2x90km	
DolWin 2	916	155	320	2x45km	2x90km	
DolWin 3	900	-	320	2x80km	2x80km	
HelWin 1	576	155	250	2x85km	2x45km	
HelWin 2	690	155	320	2x85km	2x46km	
SylWin 1	864	155	320	2x160km	2x45km	

Figur 24 og Figur 25 tar for seg ulike oppbygninger av HVDC-transmisjon og kostnadene for de tilhørende metodene.

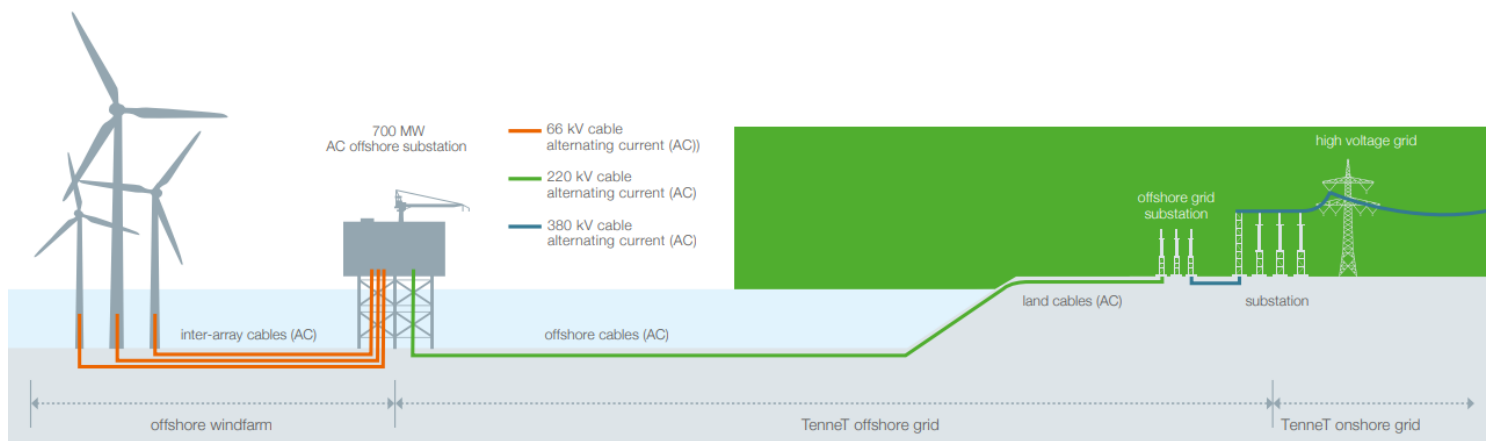


Figur 24 Forslag til havvindparker med DC transmisjon: (a) DC1, (b) DC2, (c) DC3, (d) DC4.  
Kredit: R. Ryndzionek & L. Sienkiewicz [70].



Figur 25 Analyse over havvindparker med DC transmisjon: (a) Kapitalkostnader, (b) Kostnader relatert til energitap. Kredit: R. Ryndzionek & L. Sienkiewicz [70].

Ut ifra Figur 24 kan man se fire forskjellige forslag til DC oppsett av en havvindpark. Figur 25 ser på en analyse av kostnader for hver av disse oppsettene hvor man i tillegg har et referansepunkt (Point-to-point connection) på 759 millioner euro. Analysen baserer seg på å dele kostnadene inn i de komponentene en havvindpark er bygget opp av. I Figur 25a kan man se at DC1 har den laveste totale kapitalkostnaden, mens i 25b har DC2 den laveste kostnaden relatert til energitap. Per 2020 er disse to alternativene de mest aktuelle om man anvender DC transmisjon, men dersom man for eksempel oppnår store kostnadsreduksjoner de kommende årene for plattform omformere kan DC3 eller DC4 i Figur 24 være mer aktuelle.



Figur 26 Standardisert AC vindpark på 700 MW.  
Kredit: Tennet [71].

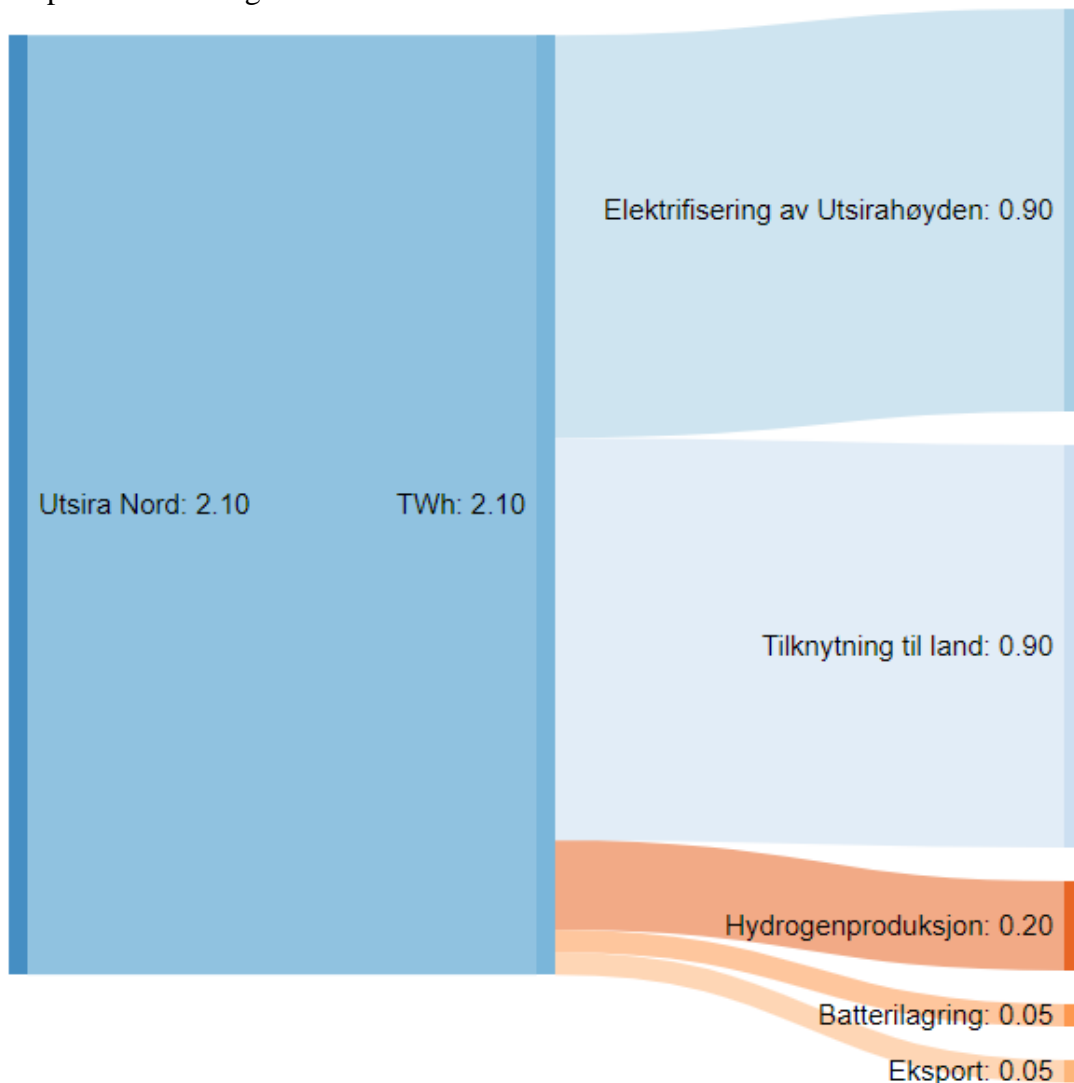
Figur 26 viser et standardisert eksempel av en 700 MW havvindpark fra Tennet som benytter seg av HVAC transmisjon. Eksempelet er relevant fordi det baserer seg på havvindparker med den lengste avstanden på 69 km til fastland og med en kapasitet på 700 MW [71]. Begge disse spesifikasjonene er noe som er tilnærmet lik vår oppgave. I Figuren ser man i tillegg spenningsnivå på de ulike kablene. På denne måten får man en indikasjon på hva kabelspesifikasjonene må være for Utsira Nord dersom man benytter HVAC transmisjon.

### 3 Fordeling av produsert kraft

Kartleggingen er basert på innhenting av informasjon fra aktuelle rapporter og publiserte artikler knyttet opp mot kraftproduksjon, havvind, hydrogenproduksjon, batteri og elektrifisering av industri.

Kartleggingen baserer seg også på innhenting av informasjon direkte fra relevante aktører som er knyttet opp mot kraftproduksjon på Haugalandet i form av møter og dialoger.

Som nevnt i innledningen baserer oppgaven seg på en 500 MW flytende havvindpark med kapasitetsfaktor på 48 %. Dette gav en årlig energiproduksjon på 2.10 TWh, men denne energien kan ikke reguleres på bakgrunn av behov. Som nevnt i delkapittel 2.3.1 betyr dette at energiproduksjonen ikke følger forbruket, men vinden. Det vil derfor til tider være overproduksjon, på samme måte vil det også kunne medføre perioder med underproduksjon. Basert på vindparkens lokasjon er det lagt frem en del ulike muligheter for bruk og lagring av den produserte energien.



Figur 27 Teoretisk sannsynlighetsfordeling av kraftproduksjonen.



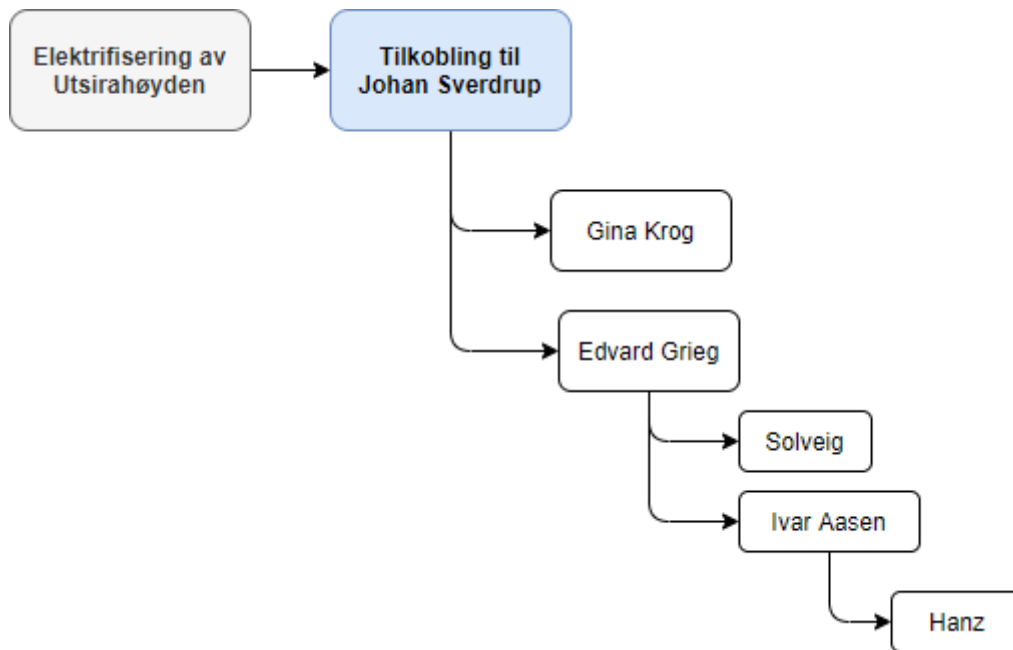
Figur 27 viser en oppsummering basert på kartlagte muligheter. Denne viser en teoretisk sannsynlighetsfordeling av energien. Det er lagt frem fem forskjellige forslag til fordeling. Disse er:

1. **Elektrifisering av Utsirahøyden**, som i hovedsak går ut på å levere kraft til Johan Sverdrup og nærliggende felt.
2. **Tilknytning til land**, som baserer seg på etablering av ny kraftkrevende industri og elektrifisering av landbaserte industrianlegg på Haugalandet.
3. **Hydrogenproduksjon**, hvor det ses på ulike måter å anvende hydrogen som en energibærer.
4. **Batterilagring**, hvor det ses på å lagre den produserte energien i batterier.
5. **Eksport**, hvor det ses på muligheten for å eksportere den totale kraftproduksjonen fra Utsira Nord feltet til utlandet.

Videre i dette kapitlet vil fordelingen grunngis.

### 3.1 Elektrifisering av Utsirahøyden

Figur 28 viser grunnlag for elektrifisering som mulighet og hvilke felt som er planlagt å elektrifiseres på Utsirahøyden. I dette kapittelet legges det fram informasjon rundt de aktuelle feltene.



Figur 28 Elektrifiseringsmuligheter av nærliggende petroleumsinnretninger.

#### 3.1.1 Bakgrunn

Oljedirektoratet gjennomførte i 2020 en gjennomgang av rapporten «Kraft-fra-land» fra 2008. Rapporten tok for seg elektrifisering av petroleumsinnretninger på norsk sokkel [28].

Per 2020 finnes det 16 felt som tar i bruk eller har vedtatt å ta i bruk kraft fra land. Disse feltene forventes å være forsynt i 2023. Dette bidrar til at felt som er forsynt med kraft fra land står for ca. 45 % av den samlede produksjonen av olje og gass på norsk sokkel. Dette gjør at man unngår et årlig utslipp som er beregnet til å være 3,2 millioner tonn, noe som var rundt 25 % av petroleumssektorens samlede utslipp i 2019. Oljedirektoratet ser derfor på å få etablert flere kraft-fra-land prosjekter [28].

Dersom disse blir realisert kan forbruket øke med opptil 5,1 TWh per år, noe som er relatert til scenarioet fra NVE nevnt i delkapittel 2.1. For å kunne oppnå en slik utvikling av elektrifiseringen forutsetter man at man har et godt dimensjonert kraftsystem på land som kan håndtere en slik økning, uten at det påvirker driftssikkerheten.

En økning i nasjonalt kraftforbruk medfører en reduksjon i eksport som igjen gjør at kraftprisene øker [28].

Videre legger rapporten frem at det eksisterer andre metoder for å få ned klimagassutslipp fra petroleumsnæringen. Dette er for eksempel havvind som kan bidra med forsyning av kraft til

petroleumsinnretninger, eller hydrogen som kan være et energilager og et potensielt drivstoff for produksjon av elektrisitet [28].

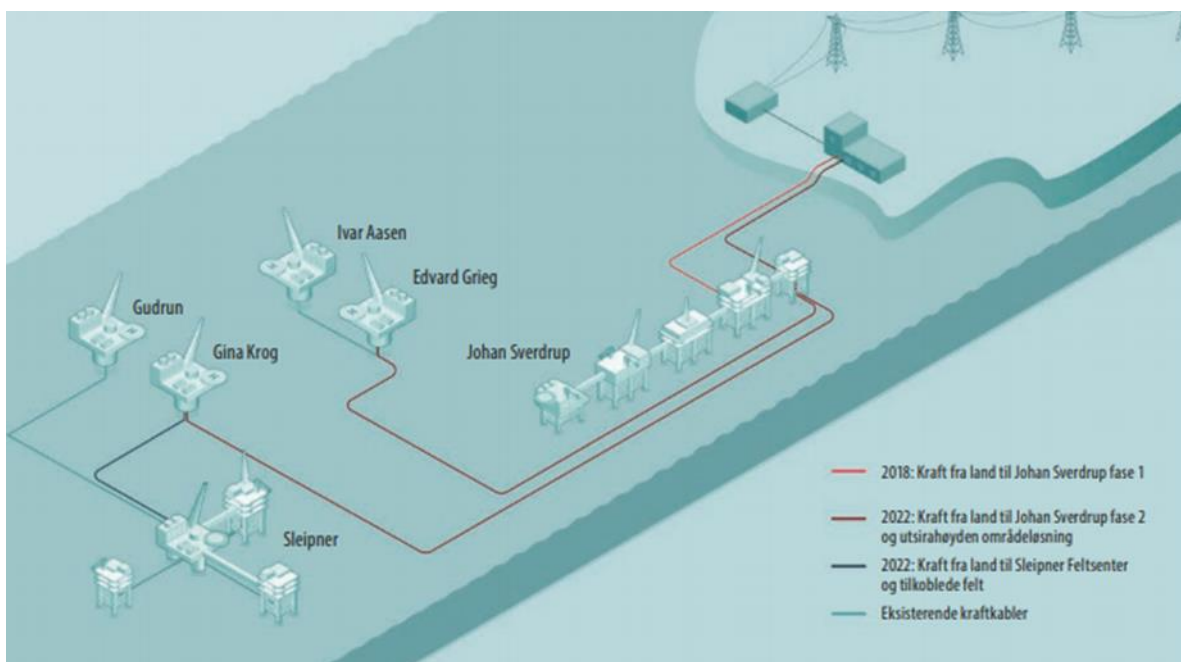
Et eksempel på forsyning til petroleumsinnretninger fra havvind er det kommende prosjektet Hywind Tampen. Installasjonen har en samlet kapasitet på 88 MW, og skal i teorien forsyne 35 % av kraftbehovet på de fem plattformene Snorre A og B og Gullfaks A, B og C [72].

I vår oppgave hvor man har en havvindpark med kapasitet på 500 MW er dette nesten 6 ganger så stort. I tillegg vil det legges til rette for 1,5 GW. Samlet totalkapasitet vil da være om lag 17 ganger Hywind Tampen.

Å forsyne petroleumsinnretninger med kraft fra havvind er for øyeblikket ikke lønnsomt uten subsidier [28].

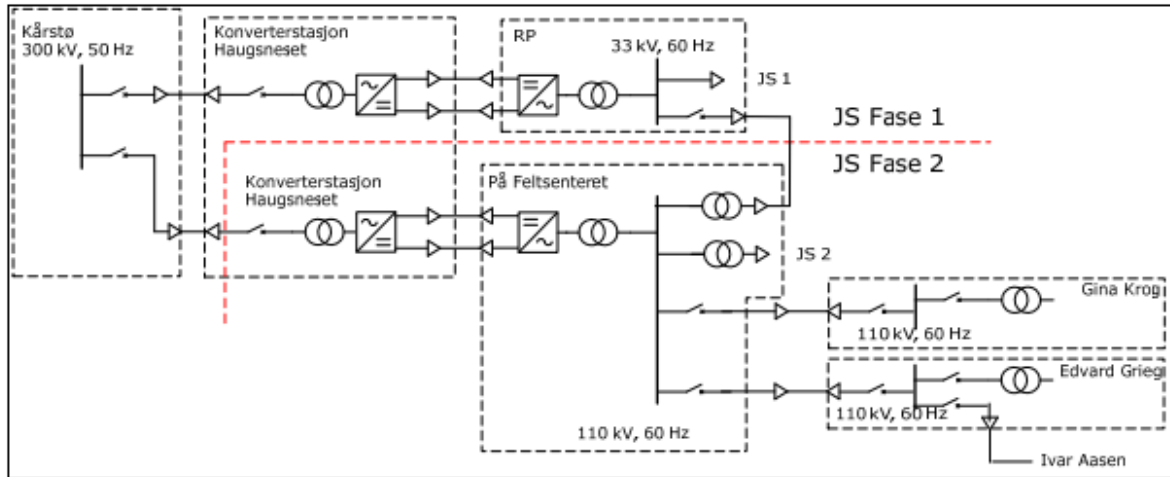
### 3.1.2 Nærliggende felt med kraft fra land og planlagte løsninger

Et av feltene som allerede er elektrifisert er Johan Sverdrup feltet. Elektrifiseringen av feltet er delt opp i to faser. I fase 1 ble det lagt en HVDC kabel fra Kårstø-området med en kapasitet på 100 MW til å forsyne feltet. I fase 2 som er forventet ferdigstilt i 2022 er det planlagt å legge en parallell HVDC kabel som vist i Figur 29. Denne skal forsyne Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog, samt Johan Sverdrup. Kapasiteten i fase 2 er på 200 MW. Den samlede kapasiteten er 300 MW, hvor Johan Sverdrup forsynes med 190 MW [28]. Dette legger grunnlag for den teoretiske sannsynlighetsfordelingen i Figur 27.



Figur 29 Områdeløsning for Utsirahøyden.  
Kredit: Equinor [28].

Videre vil Edvard Grieg supplere kraft til havbunnsfeltet Solveig, med planlagt produksjonsstart i 2021. På samme måte vil Ivar Aasen forsyne havbunnsfeltet Hanz, med planlagt produksjonsstart i 2022 [28].



Figur 30 Teknisk tegning over konverteringsanleggene for elektrifisering av Johan Sverdrup.  
Kredit: Equinor [73].

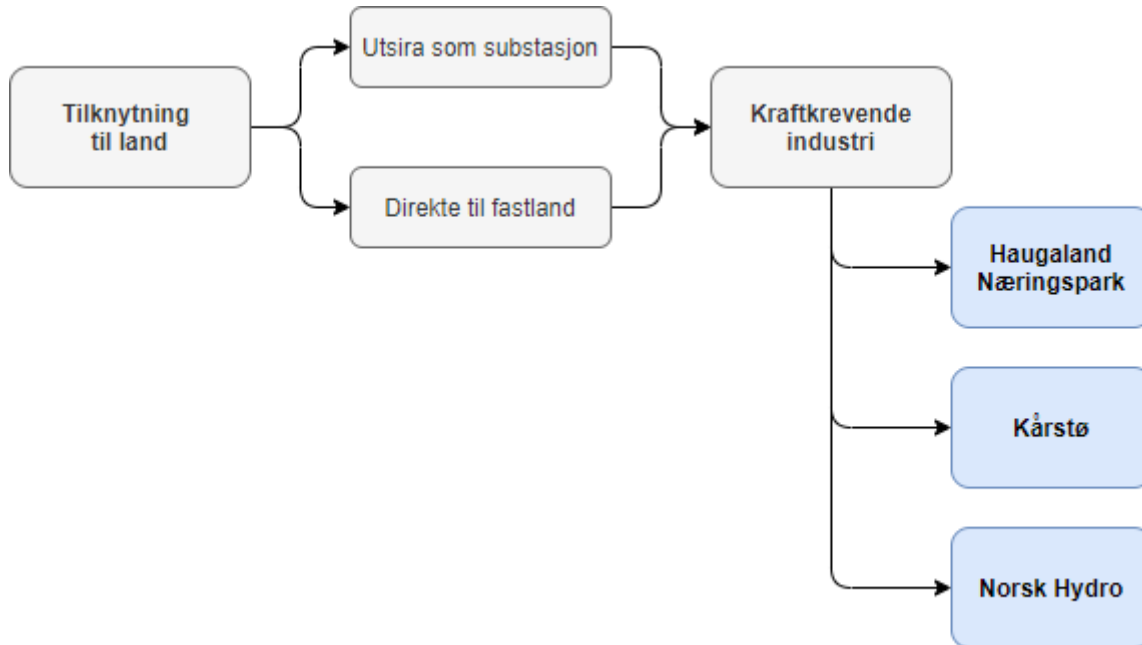
Figur 30 viser kapasitet og størrelse i elektrifiseringsfasene av Johan Sverdrup. Etter dialog med Equinor ble det presisert at Sleipner ikke var en del av konseptet den gang denne ble tegnet. Dersom innretningen skal forsynes med kraft fra Utsira Nord, må eksportkabler til feltet være kompatibelt med eksisterende anlegg. Dette kan innebære transformering av spenningsnivå.

Som nevnt tidligere vil elektrifisering av petroleumsinnretninger på norsk sokkel være en industrivirksomhet som har behov for kraft. Utsira Nord feltet kan være en kraftprodusent som supplerer deler av denne kraften hovedsakelig grunnet sin lokasjon opp mot planlagte kraft-fra-land prosjekter. Ser man på de nærliggende feltene på Utsirahøyden kan Utsira Nord feltet bidra med forsyning og dermed redusere belastningen fra regionalnettet på Haugalandet.

Utsira Nord feltet kan teoretisk sett levere ca. 40 % av det økte kraftforbruket til de såkalte kraft-fra-land prosjektene dersom man tar for seg en 500 MW vindpark.

### 3.2 Tilknytning til land

Figur 31 viser grunnlag for mulighet og en oversikt over kraftkrevende landbasert industri på Haugalandet, enten med direkte tilknytning eller med Utsira som substasjon.



Figur 31 Kraftkrevende industri i nærheten av produksjonsfeltet.

#### 3.2.1 Bakgrunn

Ifølge Haugaland Kraft er det på Haugalandet mye industri og lite kraftproduksjon, noe som gjør det til et underskuddsområde. I tillegg er kapasiteten på nettet begrenset. Industriforbruket på Haugalandet er forventet til å øke, noe som gjør at det trengs oppgraderinger i transmisjonsnettet [74].

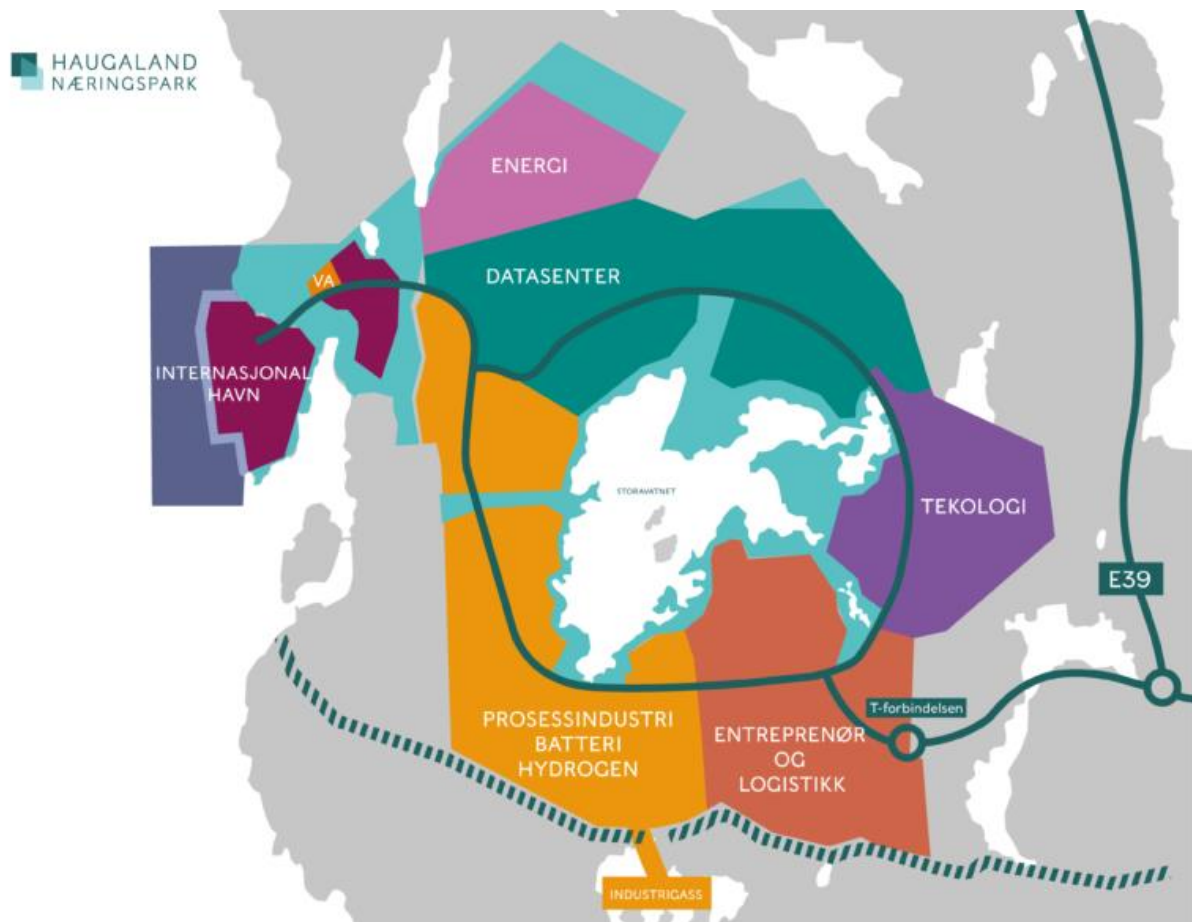
Haugaland Kraft forventer at industriforbruket på Haugalandet kan øke med opptil 900 MW. Dette på bakgrunn av elektrifisering av Utsirahøyden, mulig utvidelse av Hydro Karmøy, elektrifisering av gassprosesseringsanlegg på Kårstø, og etablering av ny industri i Haugaland Næringspark. Disse endringene er ikke nettet dimensjonert for, men Statnett planlegger en ny 420 kV ledning fra Blåfalli til Gismarvik [30].

Den nye transmisjonslinjen vil øke N-1 kapasiteten med ca. 500 MW og i tillegg tilrettelegge for 500 MW økning i forbruk [75].

### 3.2.2 Haugaland Næringspark

I NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse legger de fram at produksjon av battericeller, datasentre og hydrogenproduksjon er store forbrukere av energi. De to sistnevnte er anslått å vokse fram mot 2040. Dette fordi at man forventer at det trengs mer lagring av data og at hydrogen vil være en viktig energibærer i framtiden [16].

Dette er tilfellet for Haugaland Næringspark, hvor det er snakk om at det kommer store industriprosjekter. Statkraft ønsker å tiltrekke storskala datasenter til parken. Panasonic, Hydro og Equinor ser på muligheten for å etablere en batterifabrikk. I tillegg kan parken være en bra lokasjon for å opprette et pilotprosjekt innenfor hydrogenproduksjon. Dette er alle store forbrukere og videre utvikling av næringsparken vil derfor kreve at kraftkapasiteten på regionalnettet økes [76]. Figur 32 viser området.



Figur 32 Oversikt over Haugaland Næringspark og satsingsområder.  
Kredit: Haugaland Næringspark [77].

### 3.2.3 Kårstø

Tabell 9 Oversikt over store utslippspunkt i landbasert industri som ligger i nærheten av produksjonsfeltet. Kredit: [75].

Bedrift	Næring	Utslipp [mill.tonn]	Strøm [TWh]
Kårstø	Gassanlegg	1,1	0,8
Hydro Karmøy	Aluminium	0,5	3,5

NVE gjennomførte i 2020 en studie på muligheten for å få ned utslipp av klimagasser gjennom elektrifisering av de største landbaserte industrianleggene i Norge. I rapporten la de frem syv anlegg. Tabell 9 viser to av disse, hvor det ene er gassprosesseringsanlegget på Kårstø [75].

Elektrifiseringen av gassprosesseringsanlegget på Kårstø kan gjennomføres ved å gå fra kompressordrift fra naturgass til elektriske motorer, samt ta i bruk elektriske kjeler for å produsere prosessvarme. Ved gjennomføring av disse tiltakene hevder NVE at det vil kreve et økt effektbehov på 460 MW, tilsvarende 3,9 TWh. Delelektrifisering av anlegget vil kun kreve 160 MW. Dersom anlegget blir fullelektrifisert hevder NVE at man potensielt vil kutte et estimert klimagassutslipp med opptil 750 000 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Drift av sikkerhetssystemene gjør at deler av anlegget ikke kan elektrifiseres slik at man ikke kan oppnå nullutslipp [75].

### 3.2.4 Norsk Hydro, Karmøy

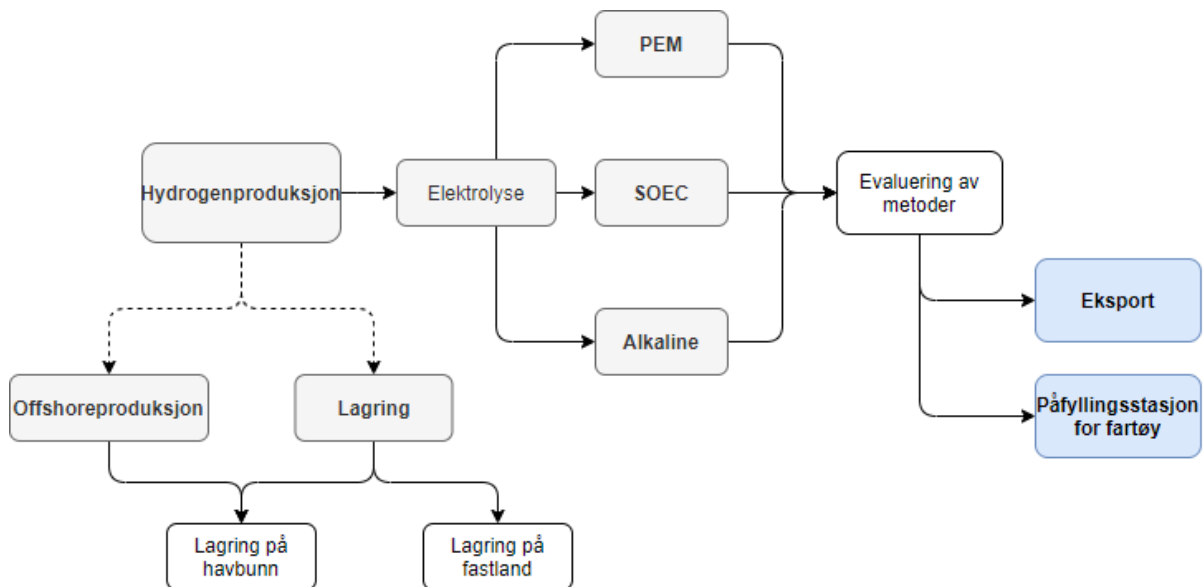
På Karmøy testet Hydro Aluminium ut en ny elektrolyseteknologi i sin aluminiumsproduksjon. Dette pilotanlegget ble i sommeren 2018 satt i full drift. Produksjonskapasiteten var på 75 000 tonn, med et kraftforbruk på 1 TWh. Hydro signaliserte tidligere at det kunne komme et fullskalaanlegg i drift fra 2022/2023, som ville brukt 3,7 TWh årlig. Dette prosjektet er foreløpig satt på vent. [78].

En viktig faktor for å oppnå klimamål som nevnt i innledningen vil være elektrifisering av landbaserte industrianlegg. En slik elektrifisering vil kreve oppgraderinger i kraftnettet. Uavhengig av hvor stor elektrifiseringen blir på Haugalandet og hvor mye industri som etableres, kan Utsira Nord fungere som leverandør og kan dermed redusere belastningen på regionalnettet.



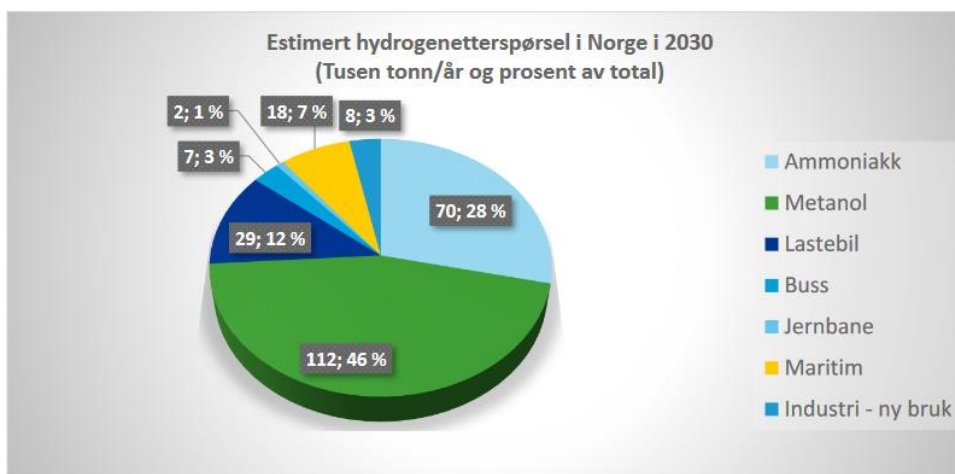
### 3.3 Hydrogenproduksjon

Figur 33 viser en skisse over produksjon av hydrogen og ulike anvendelsesområder som kan være aktuelle for Utsira Nord feltet. Grunnen til at hydrogenproduksjon anses som en mulighet er fordi det finnes store potensialer til utnyttelse av hydrogen. Blant annet hydrogen som energibærer. Det finnes flere prosjekter som allerede benytter seg av hydrogen enten i ren form eller til å framstille et biprodukt som for eksempel ammoniakk.



Figur 33 Proses og mulighet for anvendelse av hydrogen.

#### 3.3.1 Bakgrunn



Figur 34 Oversikt over etterspørsel av hydrogen i 2030.  
Kredit: DNV [79].

Det er ikke et globalt eller regionalt handelsmarked for hydrogen, men Figur 34 utarbeidet av DNV estimerer at etterspørselen i Norge i 2030 kan være 246 000 tonn/år. Siden det ikke er noe handelsmarked for hydrogen er det også usikkerhet når det kommer til prissetting.

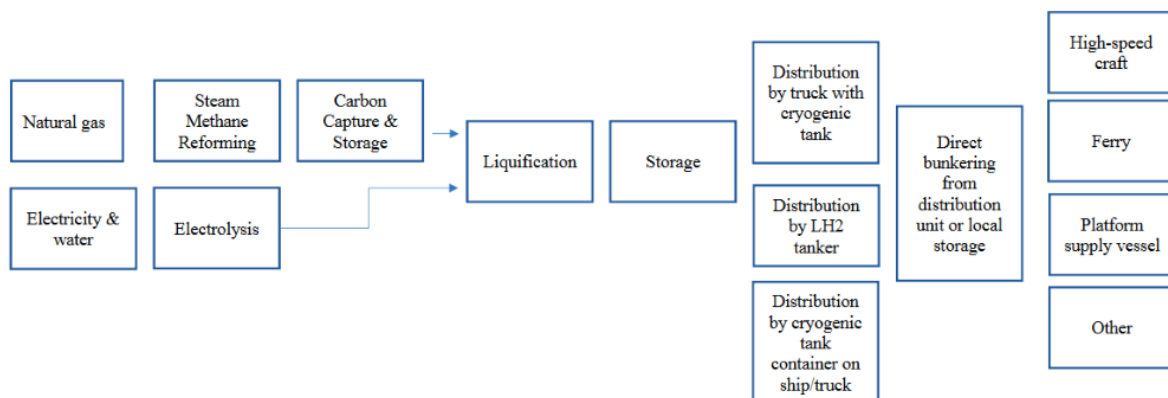
I tillegg avhenger det av størrelsen på produksjonen, strømpris, pris på naturgass og distribusjonskostnader. Flere studier har estimert hvor hydrogenprisen vil ligge, Tabell 10 tar for seg en estimering av kostnad og pris av hydrogen [80].

Tabell 10 Oversikt over estimerte kostnader og priser for hydrogen.  
Kredit: [80].

Produksjonskostnad per kg	Salgspris per kg	År	Form	Fremstilling
4,4-5,3 €	11,5-14,5 €	Estimert nåverdi	Komprimert	Elektrolyse
0,9-2,6 €	4,4-6,1 €	2025-2030	Komprimert	Elektrolyse

### 3.3.2 Produksjon

Figur 35 viser forskjellige måter til å fremstille hydrogen, ulike måter å lagre hydrogen og forskjellige bruksområder.



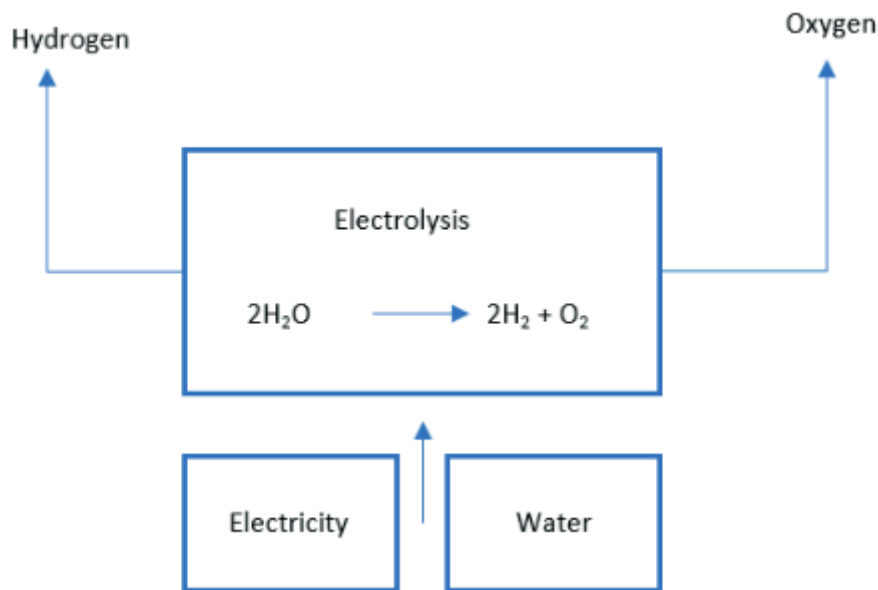
Figur 35 Framtidige verdikjeder for flytende hydrogen i Norge.  
Kredit: NCE Maritime CleanTech [80].

Hydrogen kan fremstilles på tre forskjellige måter. Disse kalles for grønn, blå og grå hydrogen. I Figur 35 er grønn og blå hydrogen illustrert.

Grønn hydrogen	Blå hydrogen	Grå hydrogen
Elektrolyse-prosess med fornybar energi	Gassreformering med karbonfangst	Gassreformering uten karbonfangst.

Videre i rapporten vil det ikke tas med blå eller grå hydrogen.

Figur 36 tar for seg fremstilling av grønn hydrogen, da med en forutsetning av at elektrisiteten kommer fra en fornybar energikilde, som for eksempel vindkraft.



Figur 36 Hydrogen ved hjelp av elektrolyse.  
Kredit: NCE Maritime CleanTech [80].

### 3.3.2.1 Hydrogenproduksjon til havs

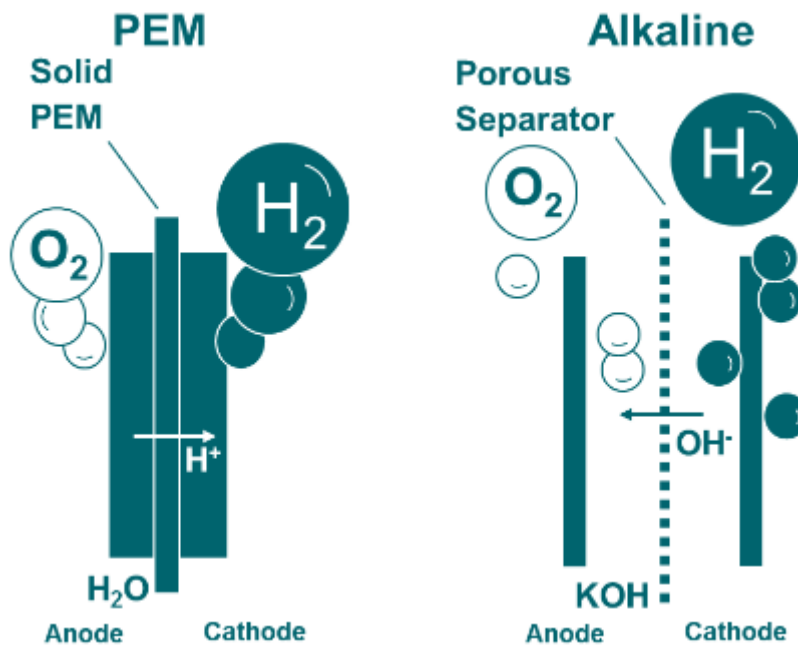
En mulighet for å produsere hydrogen til havs er å sette opp en Power-2-gas plattform. Denne bruker kraften til å produsere hydrogen som transporteres via gassrør eller fartøy til videre bruk [81].

Siemens er en aktør som ser på om det er mulig å produsere hydrogen integrert i turbinen. Dette åpner opp flere muligheter da man slipper kostnader knyttet opp mot produksjon i form av kabling og oppretting av elektrolysestasjon, samt risiko knyttet til lagring av hydrogen [82]. Turbinen de ser på er den eksisterende SG "14-222 DD" turbinen [83].

Tabell 11 legger frem fire forskjellige elektrolyseprosesser for å spalte om vann til hydrogen og oksygen.

Tabell 11 Forskjellige elektrolyseprosesser.

	<b>PEM</b>	<b>Alkaline</b>	<b>SOEC</b>	<b>Sjøvann</b>
<b>Prosess ved hjelp av elektrisitet</b>	For å produsere hydrogen gass trengs bare vann.	For å produsere hydrogen gass trengs vann og en elektrolytt i form av kaliumhydroksid (KOH)	For å produsere hydrogen gass trenger man damp samt en kompressor	For å produsere hydrogen gass trengs bare saltvann.



Figur 37 Elektrolyse-prosesser som er dominerende.  
Kredit: Siemens Energy [84].

I dagens marked er det to dominerende elektrolyse-prosesser. Dette er PEM og Alkaline, som vist i Figur 37 [84].

For å produsere hydrogen til havs trenger man vann. Det finnes rikelig med saltvann, men det er kun sjøvannselektrolyse som kan anvende det direkte. Siden dette er en metode som fremdeles forskes på, er den ikke kommersielt tilgjengelig [85].

Man må derfor framstille vann ved hjelp av enten termisk oppvarming eller omvendt osmose. Termisk oppvarming går ut på å varme opp saltvann slik at det kondenserer, og på den måten skiller man ut saltet og man står igjen med vann som kan anvendes i elektrolyse. Omvendt osmose er en prosess hvor saltvannet går gjennom en membran som filtrerer vekk saltet, slik at man står igjen med vann som kan anvendes videre i elektrolyse [86].

### 3.3.3 Lagring

En av de største utfordringene med hydrogenproduksjon er lagring, da hydrogengass krever et stort lagringsvolum for å bli brukt som energibærer. Lagringstankene stilles det store krav til, dette for at gassen ikke skal lekke ut grunnet sin molekylære oppbygning. Det er vanlig at hydrogengass lagres ved høyt trykk, ca. 350 – 700 bar.

Det er også mulig å gjøre gassen flytende. Dette krever enten en lav temperatur eller et enormt høyt trykk. Formålet med å utvinne flytende hydrogen er at man kan lagre mer.

En annen lagringsmetode er å produsere enten ammoniakk eller metanol. Da har man muligheten til å lagre mer og transportere i større kvantum. Benytter man en slik lagringsform vil man få energitap og muligens klimagassutslipp ved en eventuell spalting i ettertid.

Man kan også lagre hydrogen i faste materialer, såkalte metalhydrider [87].

Videre ses det på en mulighet som innebærer at man lagrer hydrogenet i naturlige reservoarer. Dette er testet i Østerrike hvor man hentet ut 82 % av det som ble lagret noen måneder etter det ble pumpet ned [88].

TechnipFMC er en aktør som ser på muligheten til å produsere og lagre hydrogen til havs. Prosjektet Deep Purple går ut på å framstille hydrogen fra sjøvann, for så å lagre det på havbunnen til fremtidig bruk [89].

Dette prosjektet er relevant for Utsira Nord fordi lokasjonen egner seg bra, da store deler av skipstrafikken i Norge ferdes langs Utsira. Videre kan dette legge grunnlaget for en mulig fremtidig påfyllingsstasjon for fartøy som benytter seg av hydrogen som drivstoff.

### 3.3.4 Påfyllingsstasjon for fartøy

Et av bruksområdene til hydrogen er som drivstoff til fartøy, dette er enten hydrogen i ren form, eller framstilt som ammoniakk.

DNV GL anslår at ammoniakk kan stå for 25 prosent av drivstoffet i internasjonal skipsfart i 2050 [90].

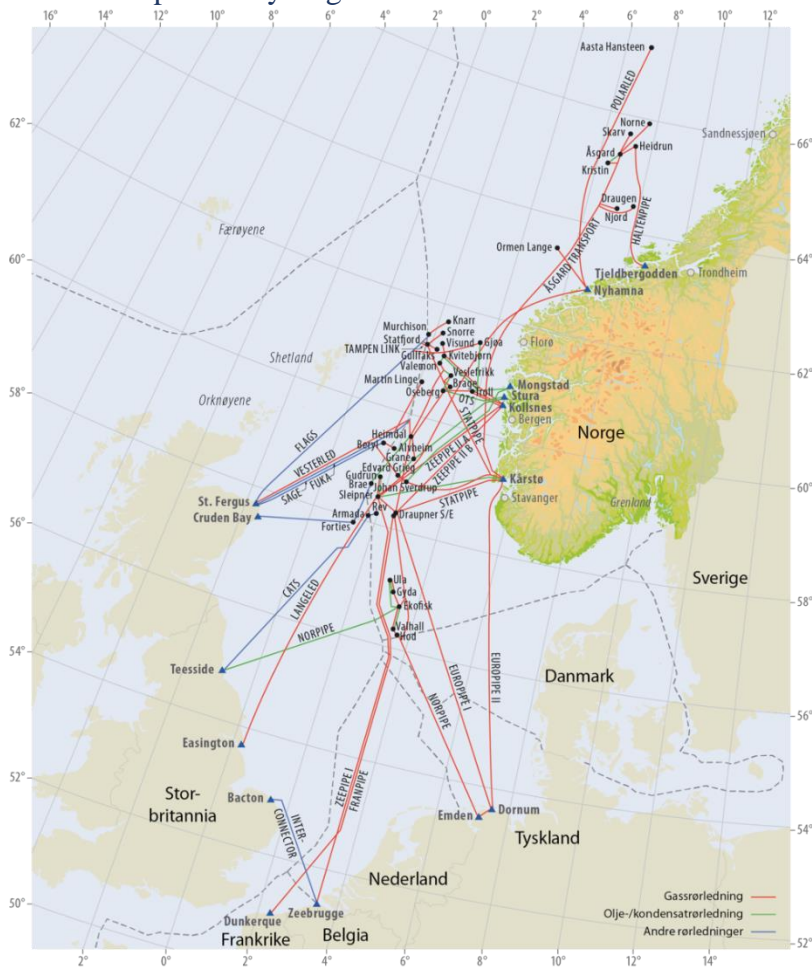
Det kommer stadig mer prosjekter i Norge som innebærer bruk av ammoniakk som drivstoff. Eksempler på slike prosjekter er presentert i Tabell 12:

*Tabell 12 Prosjekter som ser på ammoniakk som drivstoff.  
Kredit: [91], [92], [93].*

<b>Aktør</b>	<b>Prosjekt</b>
<b>GSP</b>	Bulkskipsprosjekt
<b>Color Line</b>	Oslo – Kiel ruten
<b>Eidesvik</b>	Viking Energy

Et eksempel på bruk av hvor hydrogen benyttes som drivstoff er Wilhelmsen gruppens Topeka prosjekt [94].

### 3.3.5 Eksport av hydrogen



Figur 38 Oversikt over rørtransportsystem på norsk sokkel.  
Kredit: Oljedirektoratet [95].

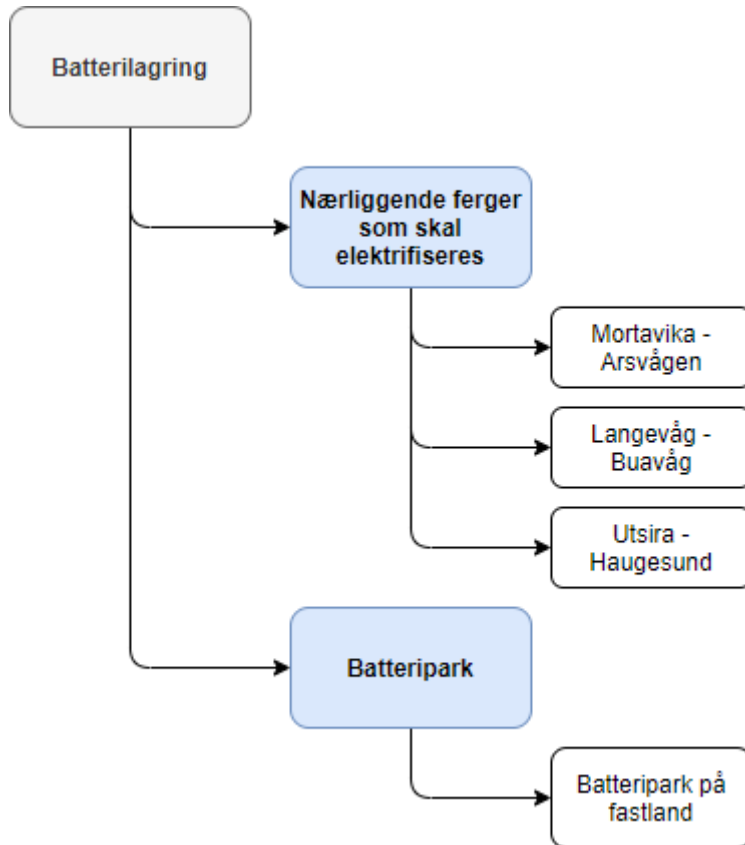
Det er mulig å eksportere hydrogen ved bruk av eksisterende gassrør som vist i Figur 38. For å eksportere hydrogen er det avhengig av at det er ledig kapasitet, og at det er etterspørsel for hydrogen. En annen viktig faktor er markedsverdien [79].

Våren 2021 kommer det en stortingsmelding som tar for seg langsiktig verdiskaping fra norske energiressurser, denne skal framlegge et veikart for hydrogen [96].

Grunnet at det er forventet at etterspørselen av hydrogenproduksjon vil øke og stadig flere aktører ser på bruk av hydrogen som en energibærer kan dette være en form for fremtidig lagring av produsert energi fra Utsira Nord feltet.

### 3.4 Batterilagring

Figur 39 framstiller muligheter for å lagre den produserte energien i batterier i nærliggende områder.

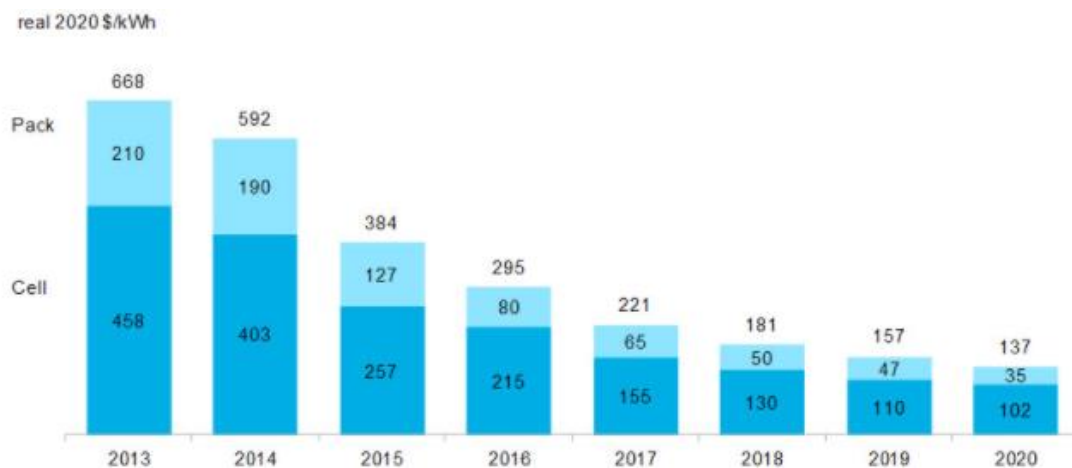


Figur 39 Ulike områder som kan byttes til batterilagring.

Som tidligere nevnt produserer vindturbiner kun energi når det er vind og følger ikke forbruket.

En stor trend i dagens samfunn er elektrifisering. Både elektriske kjøretøy, fartøy og fly er eksempler på dette. Pådriveren for en slik utvikling er teknologien bak batterilagring, og da mener man hovedsakelig om litium-ionbatterier. De blir stadig mer effektive, og kostnaden reduseres [97].





Figur 40 Kostnadsoversikt av batteripakke og battericelle.  
Kredit: BloombergNEF [98].

Figur 40 viser en illustrasjon over synkende pris i litiumbatterier. 16. desember 2020 meddelte BloombergNEF at en gjennomsnittspris lå på 137 \$/kWh, samt at de regnet med en gjennomsnittspris på 100 \$/kWh innen 2023 [98].

Utviklingen av batterilagring bidrar til å oppnå potensialer innenfor modernisering av strømmettet, samt åpner for overgang til smartnett. Utviklingen av teknologi framskynder vekst av batterilagring og omvendt.

For å oppnå miljømål har flere et sterkt ønske om å ta i bruk batteriløsninger. De ønsker også å være mer uavhengige i form av strømproduksjon, samt øke driftsikkerheten til sine nettsystemer [99].

Deloitte hevder at den mest dominerende anvendelsen av batterier globalt er frekvensregulering som ligger på ca. 50 % etterfulgt av reserve kapasitet med på ca. 9 % [100]. Batterier har stor nok kapasitet til å kunne balansere svingninger i strømforsyningen som varierer fra sekunder til en time, men egner seg ikke til å lagre strøm over lengre tid [97].

### 3.4.1 Anvendelser

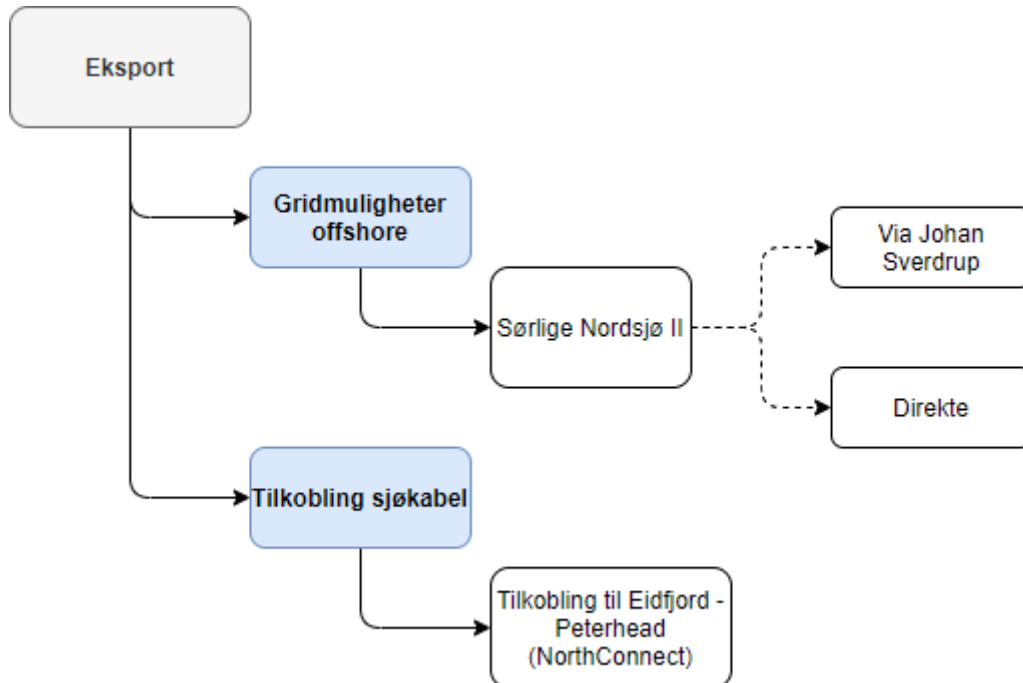
Fjord 1 satser på å elektrifisere flåten innen 2030 [101]. Dette betyr at de to fergeforbindelsene mellom Mortavika – Arsvågen og Langevåg – Buavåg vil bli elektrifisert. Det kan dermed være aktuelt å forsyne disse ladestasjonene med kraft fra vindparken. I tillegg kan man også forsyne fergen mellom Utsira – Haugesund.

Som tidligere nevnt kan batterilagring også være en stabilisator til de såkalte effekttoppene. Altså være en bufferløsning som bidrar til forsyning når forespørselen er størst. Dette er en trend som er i vekst om dagen og gjennomføres både i liten og stor grad. Liten, i form av små solcellepaneler til lokal lagring, eller stort i form av såkalte batteriparker. Ett av disse er det såkalte Rødehavsprosjektet som er ett byggeprosjekt i Saudi-Arabia som skal ha en kapasitet på hele 1000 MWh. I tillegg finnes flere store batteriparker i verden. I Australia har man Hornsdale Power Reserve med en kapasitet på 129 MWh, men som skal utvides. I tillegg er ett annet planlagt å bygges i delstaten Victoria, med en kapasitet på 450 MWh [102].

Ved å lagre energien i batterier kan man benytte denne energien fra Utsira Nord når det er lav produksjon grunnet lite vind. Dermed vil man kunne forsyne og regulere frekvensen når det er stor belastning på nettet uavhengig av vind. Motsatt vil man kunne lade opp batteriene når det er høy produksjon slik at man oppnår full utnyttelse av vindressursene. Man kan for eksempel som nevnt tidligere i delkapittel 3.2, som omhandler tilknytning til land, forsyne landbaserte industrianlegg ved hjelp av batterier som bufferløsning.

### 3.5 Eksport

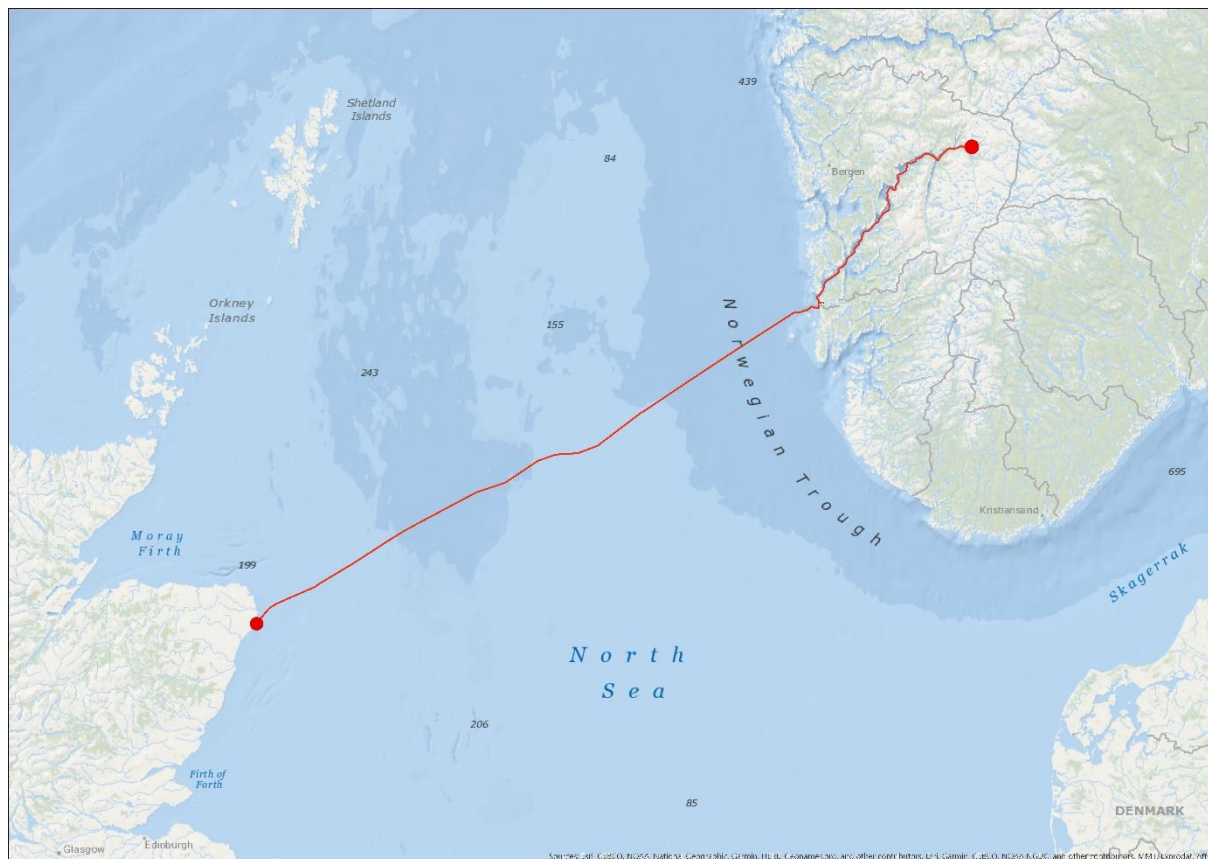
Figur 41 illustrerer eksempler til å eksportere kraften fra feltet til andre nasjoner, enten ved å etablere et grid eller direkte transmisjon.



Figur 41 Muligheter for å eksportere kraft fra produksjonsfeltet.

Det kan virke som at det er lite sannsynlig at eksport vil være en av de mest aktuelle mulighetene. Dette fordi det er lange avstander til de ulike aktørene, samt utfordringer knyttet opp mot tilkobling på eksisterende grid. De mulighetene som har blitt sett på er blant annet å etablere en tilkobling til Sørlige Nordsjø II, da denne legger til rette for eksport av energi til Danmark, Tyskland, Nederland. Dette kan eventuelt gjennomføres ved direkte kabel mellom feltene, eller ved å etablere ett grid mellom petroleumsinnretninger på norsk sokkel, via Johan Sverdrup.

I tillegg har det blitt sett på muligheten for å koble seg til sjøkabelen NorthSea-Link, som vil gå fra Kvilldal til Blyth, men da denne allerede er under utbygging som nevnt tidligere i kapittel 2.3.3 anses denne som mindre sannsynlig. En mer sannsynlig mulighet er å koble seg på Eidfjord – Peterhead som vil passere like under Utsira Nord feltet, dette er vist i Figur 42. Da forbindelsen planlegges i drift i 2024 vil mulighetene for samarbeid være større i forhold til Kvilldal – Blyth.



Figur 42 Illustrasjon over planlagt kabelføring av North Connect.  
Kredit: NorthConnect [103].

Som vist i Tabell 5 i delkapittel 2.4.1 kan man se at det er mulig å eksportere 1500 MW, men det vil da være avhengig av avstand og spenningsnivå på eksportkabel.

## 4 Illustrasjonstegninger

Etter dialog med Utsira kommune konkluderer de med at det ikke er mulig med hverken batterilagring eller hydrogenproduksjon i storskala. Dette er fordi slike prosjekter krever store arealer noe som ikke er ønsket fra kommunen. Utsira kommune er derimot positive til å fungere som en bidragsgiver for bærekraftige løsninger. De har også sett for seg at de kan fungere som en substasjon, hvor man kan sette opp en omformerstasjon. Det vil her være en mulighet for å transformere opp spenningsnivået og konvertere vekselstrøm til likestrøm, hvis ønskelig.

Det kan anses at dersom det blir 3 aktører som hver får tildelt 500 MW, vil Utsira kunne være en aktuell substasjon. Dersom det blir en enkel aktør som tildeles 1500 MW er det usikkert om dette blir tilfellet.

Etter dialog med Haugaland kraft kom man fram til at det finnes flere forskjellige alternativer, både til tilkoblingspunkt og størrelse på overføringskablene. Det var litt usikkerhet rundt overføringskapasitetene til sjøkablene. Noen eksempler er presentert i Tabell 13.

*Tabell 13 Eksempler på spenningsnivå for overføringskabler.*

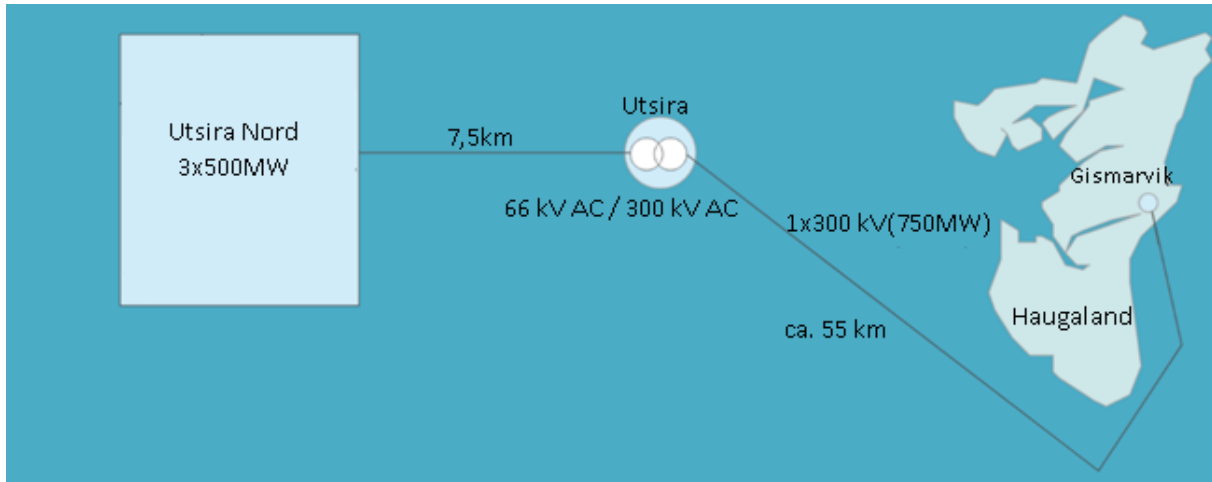
Spenningsnivå	Størrelse
4x132 kV	600 MW
2x132 kV	460 MW
1x300 kV	750 MW
1x420 kV	1060 MW

Tilkoblingspunkt som er ansett som aktuelle er Karmøy, grunnet lokasjon og Gismarvik, grunnet ny installasjon med høy kapasitet.

Dialogene legger grunnlag for illustrasjonstegninger i dette kapitlet.

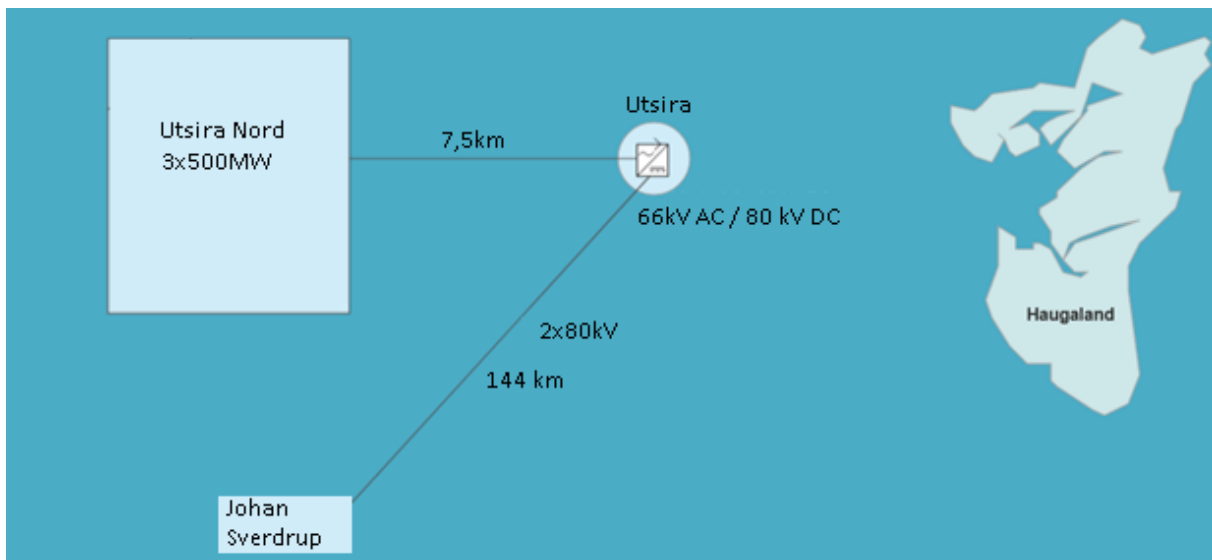
#### 4.1 Utsira som substasjon

Som tidligere nevnt er det en mulighet at Utsira anvendes som substasjon. Figurene nedenfor illustrerer noen forslag til kabelføring.



Figur 43 Kabelføring til Gismarvik via Utsira.

Etter dialog med Utsira kommune ble det presentert at noen aktører som var interessert i Utsira Nord feltet var også interessert i at det kom en felles kabel ut til Utsira som Statnett stod ansvarlig for. Den mest naturlige kabelføringen vil da være Gismarvik – Utsira som vist i Figur 43. Grunnlaget for at det er blitt valgt en 300 kV transmisjonskabel, er fordi driftsspenningen på den nye transformatorstasjonen som er planlagt til Gismarvik er på 300 kV.

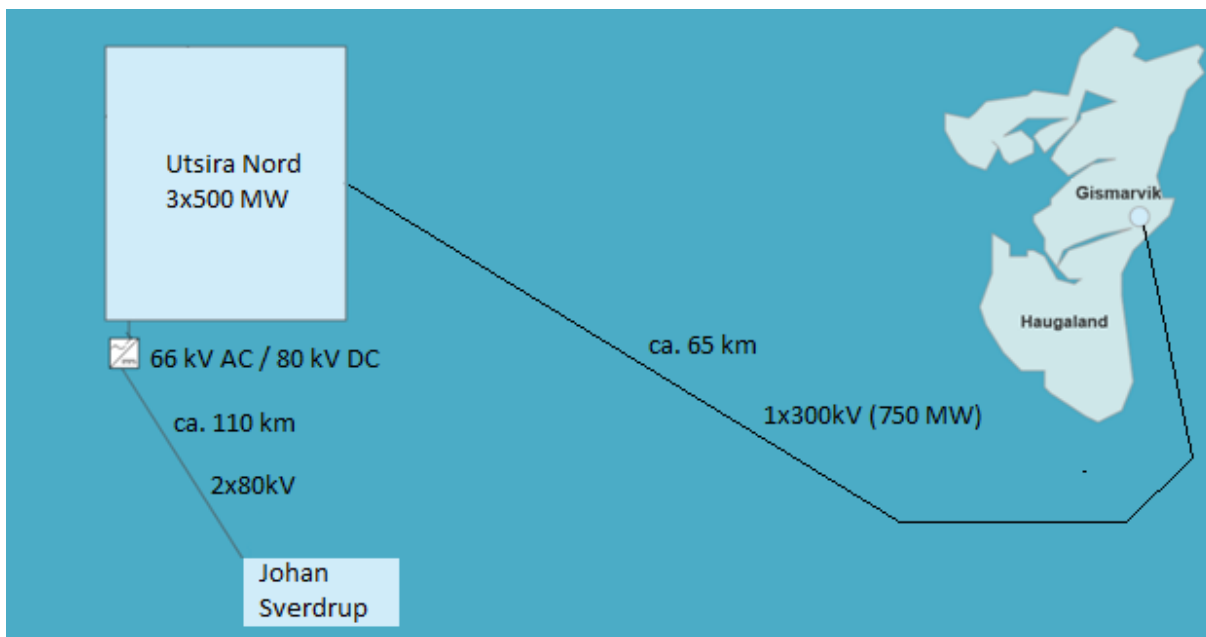


Figur 44 Kabelføring til Johan Sverdrup via Utsira.

Det er også blitt sett på muligheten til å ha en konverteringsstasjon på Utsira hvor man videre har en forbindelse til Johan Sverdrup feltet. Grunnlaget for anvendelse av 80 kV som spenningsnivå er at det allerede er lagt kabler fra Kårstø som benytter seg av 80 kV. Dette gjør at man unngår å sette opp to konverteringsmoduler. Kabelføringen er vist i Figur 44.

#### 4.2 Ikke Utsira som substasjon

Som tidligere nevnt er det en mulighet at Utsira ikke anvendes som substasjon.

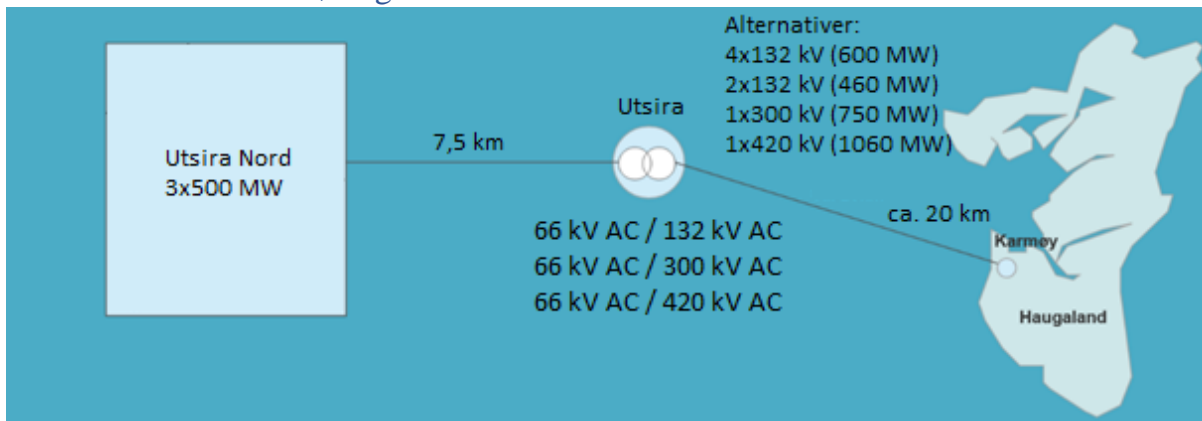


Figur 45 Kabelføring uten Utsira som substasjon.

Figur 45 viser eksempel på direkte kabelføring. Valg av kabler baserer seg på samme grunnlag som eksempel med Utsira som substasjon. Dersom kabelføringen ikke legges via Utsira kan man redusere kabellengden til Johan Sverdrup feltet med litt over 30 km dersom man går direkte fra en eventuell vindpark i den sørlige delen av Utsira Nord feltet.



### 4.3 Alternativ kabelføring til fastland



Figur 46 Alternativ spenningsnivå og tilkobling på Karmøy.

Figur 46 viser flere ulike alternativer i form av spenningsnivå og overføringskapasitet. Tilkoblingspunkt som her er illustrert er en tilkobling på Karmøy i stedet for Gismarvik. Man vil da redusere kabellengden, men dette krever igjen utbedring av nettet på Karmøy. Spenningsnivåene og overføringskapasitetene kan også benyttes som alternativer i stedet for spenningsnivå som vist i Figur 43.

## 5 Konklusjon

Målet med oppgaven var å kartlegge muligheter for distribusjon og lagring av den produserte energien til en 500 MW flytende vindpark med lokasjon på Utsira Nord feltet. Oppgaven baserte seg på innhenting av data fra publiserte rapporter og artikler samt dialog med relevante aktører.

Mulighetene som ble sett på var elektrifisering av norsk sokkel, tilknytning til land, hydrogenproduksjon, batterilagring og eksport.

Av disse fem ble elektrifisering av norsk sokkel og tilknytning til land ansett som primærforbrukere, mens hydrogenproduksjon og batterilagring ble ansett som sekundærforbrukere. Den siste muligheten som ble sett på var at all produksjon går til eksport.

For å oppnå klimamål vil elektrifisering av petroleumsinnretninger og store landbaserte industrianlegg være nødvendig. Korte avstander til nærliggende felt på Utsirahøyden og til kraftkrevende industri på Haugalandet som kan elektrifiseres gjør at Utsira Nord feltet kan bidra med forsyning og dermed redusere belastningen på regionalnettet på Haugalandet.

En av utfordringene med vindkraft er at produksjonen ikke kan reguleres ved endringer i forbruk. I tilfeller hvor man har høy produksjon og lavt forbruk er det nødvendig med alternative lagringsmetoder. Hydrogen anses som en fremtidig energibærer som kan anvendes til ulike formål. Grunnet sin lokasjon kan en påfyllingsstasjon på feltet være en fremtidig mulighet. Bedre virkningsgrad gjør at batterilagring anses som en alternativ lagringsmetode. Batterier på Utsira eller på fastlandet kan forsterke driftssikkerheten til både Utsirahøyden og regionalnettet på Haugalandet.

I vår oppgave anses eksport som mindre sannsynlig, men i tilfellet hvor den samlede kapasiteten på feltet er 1500 MW vil det være en teoretisk sannsynlighet at den totale kraftproduksjonen eksporteres.

Det er stor usikkerhet knyttet til nøyaktigheten av fordelingen av kraftproduksjonen. Dette fordi det er mange faktorer som spiller inn. I hovedgrunn er det avhengig av hvilke aktører som får utbygge og hva deres visjon er. Man kan likevel forvente at det satses innenfor de framlagte mulighetene.

Det ble prøvd å opprette dialoger med flere relevante aktører for å danne et mer nøyaktig resultat. Da dette ikke ble oppnådd forblir det fortsatt en generell usikkerhet rundt elektrifisering, både av landbasert industri og petroleumsinnretninger.

Videre arbeid vil innebære å gjennomføre beregninger som er avgrenset i innledningen. Økonomiske og tekniske beregninger må gjennomføres for å danne seg et mer oversiktlig bilde over kostnader og energitap for de kartlagte mulighetene.

Det vil også være nødvendig å sette seg inn i aktuelle lovverk, samt gjennomføre konsekvensutredninger for diverse kartlagte muligheter.

## 6 Referanser

- [1] Miljødirektoratet, «Miljøstatus,» 18 02 2021. [Internett]. Available: <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/miljomal/klima/miljomal-5.2/>. [Funnet 18 01 2021].
- [2] NVE, «Energiforsyning,» 20 04 2021. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vindkraft/havvind-i-norge/>. [Funnet 10 05 2021].
- [3] Lovdata, «Lov om fornybar energiproduksjon til havs (havenergilova),» Olje- og Energidepartementet, 2010.
- [4] Lovdata, «Forskrift til havenergilova (havenergilovforskrifta),» Olje- og Energidepartementet, 2020.
- [5] Regjeringen, «Aktuelt,» 12 06 2020. [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/apning-for-omrader-av-havvind/id2706059/>. [Funnet 12 01 2021].
- [6] Innovasjon Norge, «Subsites,» [Internett]. Available: [https://www.innovasjon Norge.no/no/subsites/forside/om\\_klyngeprogrammet/kart/arena/norwegian-offshore-wind-cluster/](https://www.innovasjon Norge.no/no/subsites/forside/om_klyngeprogrammet/kart/arena/norwegian-offshore-wind-cluster/). [Funnet 10 02 2021].
- [7] O. P. Pedersen, «Artikler,» 15 07 2020. [Internett]. Available: <https://www.tu.no/artikler/investeringene-i-havvind-eksploderer-allerede-storre-enn-hele-fjoraret/496046>. [Funnet 12 05 2021].
- [8] NVE, «Temakart,» NVE, [Internett]. Available: <https://temakart.nve.no/tema/havvind>. [Funnet 23 04 2021].
- [9] Equinor, «News,» 23 03 2021. [Internett]. Available: <https://www.equinor.com/no/news/20210323-hywind-scotland-uk-best-performing-offshore-wind-farm.html>. [Funnet 25 03 2021].
- [10] NVE, «Havvind Strategisk konsekvensutredning,» NVE, Oslo, 2012.
- [11] SSB, «Energi og Industri,» 08 05 2018. [Internett]. Available: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/vi-bruker-mindre-strom-hjemme>. [Funnet 06 04 2021].
- [12] Vindportalen, «Offshore,» [Internett]. Available: <https://vindportalen.no/offshore>. [Funnet 16 02 2021].

- [13] NVE, «Energiforsyning,» 08 03 2021. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vindkraft/>. [Funnet 07 04 2021].
- [14] SSB, «Statbank,» [Internett]. Available: <https://www.ssb.no/statbank/table/12824>. [Funnet 13 05 2021].
- [15] WindEurope, «Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2020,» WindEurope, Brussel, 2021.
- [16] NVE, «LANGSIKTIG KRAFTMARKEDSANALYSE 2020 - 2040,» Ingvild Vestre Sem, Oslo, 2020.
- [17] U.S. Department of Energy, «EERE,» [Internett]. Available: <https://www.energy.gov/eere/wind/inside-wind-turbine> . [Funnet 08 03 2021].
- [18] P. Tavner, Offshore Wind Turbines: Reliability, availability and maintenance: Reliability, availability and maintenance, London: The Institution of Engineering and Technology, 2012.
- [19] E. Hau, Wind Turbines, Berlin: Springer-Verlag Heidelberg, 2013.
- [20] WindEurope, «About wind,» [Internett]. Available: <https://windeurope.org/about-wind/wind-basics/>. [Funnet 09 04 2021].
- [21] L. Sivertsen, Elektriske maskiner, Bergen: Fagbokforlaget, 2019.
- [22] M. Kvistad, Elektriske maskiner og magnetiseringsutstyr, Flekkefjord: Elforlaget, 1999.
- [23] S. Bua, M. Dalva og O. Vaag Thorsen, Roterende elektriske maskiner, Oslo: Universitetsforlaget, 1994.
- [24] E. Osmanbasic, «Story,» 07 04 2020. [Internett]. Available: <https://www.engineering.com/story/the-future-of-wind-turbines-comparing-direct-drive-and-gearbox>. [Funnet 21 04 2021].
- [25] Energifakta Norge, «Norsk energiforsyning - Kraftmarked,» 17 03 2021. [Internett]. Available: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>. [Funnet 09 04 2021].
- [26] Energifakta Norge, «Norsk energiforsyning - kraftnett,» 10 04 2019. [Internett]. Available: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/> . [Funnet 09 04 2021].
- [27] K. Appunn, «Factsheets,» 23 01 2015. [Internett]. Available: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/setting-power-price-merit-order-effect>. [Funnet 21 04 2021].
- [28] Oljedirektoratet, «Kraft fra land til norsk sokkel,» Oljedirektoratet, Stavanger, 2020.

- [29] Statnett, «Nettutviklingsplan 2019,» Statnett, Oslo, 2019.
- [30] Haugaland Kraft, «Regional Kraftsystemutgreiing Hovudrapport for Sunnhordaland og Nord-Rogaland 2020-2040,» Haugaland Kraft, 2020.
- [31] NVE, «Leveringskvalitet,» 29 04 2021. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/leveringskvalitet/leveringspali telighet/avbruddsstatistikk/avbruddsstatistikk-2020/> . [Funnet 13 05 2021].
- [32] K. Magnussen, «Artikler,» 21 02 2019. [Internett]. Available: <https://www.tu.no/artikler/her-er-norges-stromkabler-til-utlandet/457474?key=YZ35u7uC>. [Funnet 23 04 2021].
- [33] M. Keene, «Comparing offshore wind turbine foundations,» AX Control, 21 01 2021. [Internett]. Available: <https://www.windpowerengineering.com/comparing-offshore-wind-turbine-foundations/>. [Funnet 03 05 2021].
- [34] IRENA, «FLOATING FOUNDATIONS: A game changer for offshore wind power,» IRENA, 2016.
- [35] DNV GL, «DNVGL-ST-0126 Support structures for wind turbines,» DNV GL, 2016.
- [36] DNV GL, «DNVGL-ST-0119 Floating wind turbine structures,» DNV GL, 2018.
- [37] S. Je-Seok , K. Wook-Won og K. Jin-O, «Study on Designing for Inner Grid of Offshore Wind Farm,» 2015.
- [38] DNV GL, «Qualification procedure for offshore high-voltage direct current (HVDC) technologies,» DNV GL, 2014.
- [39] Seaway 7, «NorthSeaRegion,» 10 02 2021. [Internett]. Available: [https://northsearegion.eu/media/16570/seaway7-midterm-conference-decomtools\\_poppinga.pdf](https://northsearegion.eu/media/16570/seaway7-midterm-conference-decomtools_poppinga.pdf). [Funnet 05 19 2021].
- [40] Standard Norge, «NEK IEC 60038:2009,» IEC, 2009.
- [41] HitachiABB, «References,» [Internett]. Available: <https://www.hitachiabb-powergrids.com/africa/en/references/hvdc/italy---greece-hvdc-link>. [Funnet 16 04 2021].
- [42] HitachiABB, «References,» [Internett]. Available: <https://www.hitachiabb-powergrids.com/africa/en/references/hvdc/swepol-link>. [Funnet 16 04 2021].
- [43] HitachiABB, «Referances,» [Internett]. Available: <https://www.hitachiabb-powergrids.com/africa/en/references/hvdc/baltic-cable>. [Funnet 16 04 2021].
- [44] HitachiABB, «References,» [Internett]. Available: <https://www.hitachiabb-powergrids.com/africa/en/references/hvdc/nordbalt>. [Funnet 16 04 2021].

- [45] ABB, «Interconnecting the Netherlands and UK power grids BritNed HVDC submarine cable link,» ABB.
- [46] Siemens Energy, «News,» 12 08 2019. [Internett]. Available: <https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2019/eurotunnel-power-link.html>. [Funnet 16 04 2021].
- [47] Statnett, «Vare prosjekter,» [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/vare-prosjekter/mellomlandsforbindelser/nordlink/>. [Funnet 16 04 2021].
- [48] Statnett, «Våre prosjekter,» [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/vare-prosjekter/mellomlandsforbindelser/north-sea-link/>. [Funnet 20 05 2021].
- [49] DNV GL, «66 kV Systems for Offshore Wind Farms,» DNV GL, 2015.
- [50] Prysmian Group, «66 kV Submarine Cable Systems for Offshore Wind,» Prysmian Group, Milano.
- [51] Standard Norge, «NS-EN 10257-2:2011 Ulegerte ståltråd belagt med sink eller sinklegering for armering av kraftkabler eller telekommunikasjonskabler - Del 2: Sjøkabler,» Standard Norge, 2011.
- [52] A. Klein og D. Haugland, «Optimization of reliable cyclic cable layouts in offshore wind farms,» Informa UK Limited, trading as Taylor Francis Group, Bergen, 2020.
- [53] M. Lerch, M. De-Prada-Gil og C. Molins, «Collection Grid Optimization of a Floating Offshore Wind Farm using Particle Swarm Theory,» IREC, UPC, 2019.
- [54] C. El Mokhi og A. Addaim, «Optimization of Wind Turbine Interconnections in an Offshore Wind Farm Using Metaheuristic Algorithms,» 2020.
- [55] M. Fischetti og D. Pisinger, «Optimal wind farm cable routing: Modeling branches and offshore transformer modules,» Networks, Lyngby, 2018.
- [56] DNV GL, «DNVGL-ST-0145 Offshore Substation,» DNV GL, 2016.
- [57] J. Sandstad og Ø. Grøn, «Vekselstrøm,» 08 12 2019. [Internett]. Available: <https://snl.no/vekselstr%C3%B8m>. [Funnet 13 04 2021].
- [58] O. R. Valmot, «Artikler,» 11 03 2017. [Internett]. Available: <https://www.tu.no/artikler/hvordan-flytte-mye-strom-veldig-langt-svaret-er-i-okende-grad-likestrom/377292>. [Funnet 14 04 2021].
- [59] Ø. Lie, «Artikler,» 17 03 2015. [Internett]. Available: <https://www.tu.no/artikler/lavere-frekvens-kan-gjore-vekselstrom-bedre-enn-likestrom-ogsa-pa-lange-avstander/222666>. [Funnet 14 04 2021].

- [60] SemcoMaritime, «News,» 10 12 2020. [Internett]. Available: <https://www.semcomaritime.com/news/hvdc-and-hvac-transmission>. [Funnet 14 04 2021].
- [61] HitachiABB, «References,» [Internett]. Available: <https://www.hitachiabb-powergrids.com/references/hvdc/borwin1>. [Funnet 16 04 2021].
- [62] Siemens, «Assets,» 2015. [Internett]. Available: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:2c208787-94c1-42aa-a344-725ac2787dd4/factsheet-borwin2-en.pdf>. [Funnet 16 04 2021].
- [63] Siemens, «Assests,» 02 2020. [Internett]. Available: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:dcc4289e-9325-4daf-9b29-f60e8ff3c194/Factsheet-BorWin3-en.pdf>. [Funnet 16 04 2021].
- [64] HitachiABB, «References,» [Internett]. Available: <https://www.hitachiabb-powergrids.com/references/hvdc/dolwin1>. [Funnet 16 04 2021].
- [65] HitachiABB, «References,» [Internett]. Available: <https://www.hitachiabb-powergrids.com/references/hvdc/dolwin2>. [Funnet 16 04 2021].
- [66] Tennet, «Our Grid,» [Internett]. Available: <https://www.tennet.eu/our-grid/offshore-projects-germany/dolwin3/>. [Funnet 16 04 2021].
- [67] Siemens, «Assets,» 02 2015. [Internett]. Available: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:194bee5a-0c57-43b7-a8f3-c002a8543155/factsheet-helwin1-en.pdf>. [Funnet 16 04 2021].
- [68] Siemens, «Assets,» 06 2015. [Internett]. Available: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:fbd16fa3-e56d-4c08-805a-736318abacb7/factsheet-helwin2-en.pdf>. [Funnet 16 04 2021].
- [69] Siemens, «Assets,» 04 2015. [Internett]. Available: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:0065b6c7-7e4c-47e7-8c19-7cb754aa395c/factsheet-sylwin1-e.pdf>. [Funnet 16 04 2021].
- [70] R. Ryndzionaek og L. Sienkiewicz, «Evolution of the HVDC Link Connecting Offshore Wind Farms to Onshore Power Systems,» 2020.
- [71] Tennet, «Wind energy the offshore grid,» Tennet.
- [72] Equinor, «What we do,» Equinor, [Internett]. Available: <https://www.equinor.com/no/what-we-do/hywind-tampen.html>. [Funnet 20 04 2021].
- [73] Statoil, «Johan Sverdrup - Kraft fra land,» Statoil, 2014.
- [74] Haugaland Kraft, «Næringsutvikling og økt kraftbehov på Haugalandet,» Haugaland Kraft, 2019.



- [75] NVE, «ELEKTRIFISERING AV LANDBASERTE INDUSTRIANLEGG I NORGE,» NVE, Oslo, 2020.
- [76] Haugaland Næringspark, «Hjemmeside,» Haugaland Næringspark, [Internett]. Available: <https://haugaland-park.no/>. [Funnet 21 04 2021].
- [77] Haugaland Næringspark, «Parken,» Haugaland Næringspark, [Internett]. Available: <https://haugaland-park.no/parken/>. [Funnet 20 05 2021].
- [78] G. O. Mollestad, «Story,» 04 02 2020. [Internett]. Available: <https://www.montelnews.com/no/story/hydro-legger-fullskalaanlegg-p%C3%A5-karmy-p%C3%A5-is/1084368>. [Funnet 21 04 2021].
- [79] DNV GL, «Produksjon og bruk av hydrogen i Norge,» DNV GL, Høvik, 2019.
- [80] NCE Maritime CleanTech, «Norwegian future value chains for liquid hydrogen,» NCE Maritime CleanTech, 2019.
- [81] Tractebel Engie, «News,» 01 10 2019. [Internett]. Available: <https://tractebel-engie.com/en/news/2019/400-mw-offshore-hydrogen-production-takes-system-to-new-levels>. [Funnet 23 04 2021].
- [82] B. Godske, «Artikler,» 17 01 2021. [Internett]. Available: [https://www.tu.no/artikler/ny-type-havvindturbin-skal-produsere-hydrogen-direkte-i-turbintarnet/505614?fbclid=IwAR3grMj8trX5CFIdLANof03yJ\\_vBlhx6ogI6XL60NdJ\\_q6HiX10NpLkX9-U](https://www.tu.no/artikler/ny-type-havvindturbin-skal-produsere-hydrogen-direkte-i-turbintarnet/505614?fbclid=IwAR3grMj8trX5CFIdLANof03yJ_vBlhx6ogI6XL60NdJ_q6HiX10NpLkX9-U). [Funnet 21 04 2021].
- [83] Siemens Gamesa, «Media,» 13 01 2021. [Internett]. Available: <https://www.siemensgamesa.com/en-int/-/media/siemensgamesa/downloads/en/newsroom/2021/01/siemens-gamesa-press-release-agreement-siemens-energy-green-hydrogen-en.pdf>. [Funnet 21 04 2021].
- [84] Siemens, «Assets,» Siemens, 01 2019. [Internett]. Available: <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:5342163d-2333-4c8d-ae85-2a0e8d45db56/white-paper-efficiency-en.pdf>. [Funnet 14 04 2021].
- [85] E. I. Garcia De Jesus, «News,» 18 03 2019. [Internett]. Available: <https://news.stanford.edu/2019/03/18/new-way-generate-hydrogen-fuel-seawater/>. [Funnet 14 04 2021].
- [86] FrisktVann, «FrisktVann,» [Internett]. Available: <https://frisktvann.no/>. [Funnet 14 04 2021].
- [87] NVE, «Publikasjoner,» 2019. [Internett]. Available: [https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019\\_12.pdf](https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_12.pdf). [Funnet 14 04 2021].

- [88] Ø. Rygg Haanes, 17 06 2019. [Internett]. Available: <https://forskning.no/partner-teknologi-universitetet-i-bergen/slik-kan-vi-lagre-vind-og-sol-under-bakken/1346161>. [Funnet 21 04 2021].
- [89] TechnipFMC, «Media,» 25 02 2021. [Internett]. Available: <https://www.technipfmc.com/en/media/news/2021/02/deep-purple-pilot-project-gets-support-from-innovation-norway/#> . [Funnet 21 04 2021].
- [90] K. Å. Øystese, «Blogg,» 21 09 2019. [Internett]. Available: <https://energiogklima.no/blogg/ammoniakk-kan-dekke-25-prosent-av-skipsfartens-drivstoff-i-2050/>. [Funnet 20 04 2021].
- [91] T. Stensvold, «Artikler,» 09 10 2020. [Internett]. Available: <https://www.tu.no/artikler/31-rederier-vil-bygge-nullutslipps-bulkskip/500558?key=G7FS4Kc8>. [Funnet 20 04 2021].
- [92] T. Stensvold, «Artikler,» 27 04 2020. [Internett]. Available: <https://www.tu.no/artikler/pilotstudie-color-fantasy-pa-ammoniakk/490392?key=UJwORalW>. [Funnet 20 04 2021].
- [93] T. Stensvold og A. Broch Jensen, «Artikler,» 23 01 2020. [Internett]. Available: <https://www.tu.no/artikler/verdens-forste-eidesvik-bygger-om-viking-energy-til-ammoniakk-drift/483392?key=5r2iSSH8>. [Funnet 20 04 2021].
- [94] Enova, «news,» 17 12 2020. [Internett]. Available: <https://www.mynewsdesk.com/no/enova-sf/news/sjoesetter-hydrogensatsing-med-hydrogenfartoy-i-fast-rute-417761?fbclid=IwAR1QYf-6vUmN0-0QoZIBQNI9Ex2IKzKR52JPteFelRjzkM3mYI9QqKI6TTY>. [Funnet 20 04 2021].
- [95] Norsk Petroleum, «Produksjon og Eksport,» 25 01 2021. [Internett]. Available: <https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/rortransportssystemet/>. [Funnet 23 04 2021].
- [96] B. Solaas, «Meninger,» 08 01 2021. [Internett]. Available: <https://www.aftenbladet.no/meninger/debatt/i/JJ6GgJ/hydrogen-ettsporselen-i-europa-skaper-store-muligheter-for-norge>. [Funnet 21 04 2021].
- [97] Statkraft, «Nyheter,» Statkraft, 2018. [Internett]. Available: <https://www.statkraft.no/nyheter/nyheter-og-pressemedlinger/arkiv/2018/fornybart-balansegang-med-batterier/>. [Funnet 14 04 2021].
- [98] BloombergNEF, «Blog,» BloombergNEF, 16 12 2020. [Internett]. Available: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/> . [Funnet 14 04 2021].

- [99] Deloitte, «Pages,» Deloitte, [Internett]. Available: <https://www2.deloitte.com/no/no/pages/energy-and-resources/articles/global-energilagring.html> . [Funnet 14 04 2021].
- [100] Deloitte, «Supercharged: Challenges and oppurtunities in global battery storage markets,» Deloitte, 2018.
- [101] J.-A. Tomasgard, «Artikler,» 25 04 2020. [Internett]. Available: <https://www.tu.no/artikler/el-boom-i-ferge-norge-over-60-nye-el-ferger-er-under-bygging/490695?key=Cfnwglmz>. [Funnet 21 04 2021].
- [102] J. Edgren, «Artikler,» 06 12 2020. [Internett]. Available: <https://www.tu.no/artikler/det-storstilte-turistanlegget-skal-fa-verdens-storste-batteripark/503688>. [Funnet 21 04 2021].
- [103] NorthConnect, «Hvor og når,» NorthConnect, [Internett]. Available: <https://northconnect.no/hvor-og-naar>. [Funnet 03 05 2021].