



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2021 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning (MINA)

Kraftmarkedet i Norge og Norden frem mot 2050

Power marked in Norway and the Nordic countries
toward 2050

Henning Winsnes Astrup

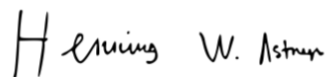
Fornybar energi

Forord

Denne masteroppgaven markerer slutten på mitt toårige masterprogram i fornybar energi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. Temaet for masteroppgaven min er det nordiske kraftmarkedet og dette la grunnlaget for valgt problemstilling.

Jeg ønsker å takke min veileder Torjus Folsland Bolkesjø for gode innspill og god veiledning gjennom hele prosessen. Jeg ønsker også å takke PHD- stipendiat Yi- Kuang Cheng for hjelp til å kjøre Balmorel- modellen samt å svare på tilhørende spørsmål. Jeg vil også takke familie for både støtte og korrekturlesning gjennom masterperioden.

Norges miljø- og biovitenskapelige universitet

A handwritten signature in black ink that reads "Henning W. Astrup". The signature is written in a cursive, slightly slanted style.

Ås, 1juni 2021

Henning Winsnes Astrup

Sammendrag

Kraftmarkedet i Norge og Norden er i endring, der en omstilling til et mer klimavennlig energisystem er viktig for å nå målet om klimanøytralitet i 2050. Vi står overfor et grønt skifte der vi i fremtiden vil ha mer uregulerbar kraftproduksjon som vind- og solkraft. Kraftsystemet er komplekst og prisutviklingen bestemmes av tilbud og etterspørsel, eller kraftproduksjon og kraftforbruk.

I denne oppgaven skal jeg ta for meg følgende problemstilling;

Hvordan vil energimiksen og endringer i kraftforbruk i Norge og Norden bli frem mot 2050, og hvordan vil dette påvirke prisvolatiliteten og prisutviklingen?

Metoden som er benyttet for å besvare den nevnte problemstilling omfatter litteraturstudie som danner grunnlaget for egne forbruksfremskrivninger om kraftforbruket i Norge og Norden. Forbruksfremskrivninger er utarbeidet i Microsoft Excel og er inndata som brukes til å kjøre Balmorel- modellen.

Gjennom resultatene i denne studien kommer det frem at vindkraft og økende CO₂ - pris er med på å presse ned de nordiske kraftprisene med utgangspunkt i antakelser som er benyttet. Til tross for dette vil kraftprisen i snitt øke i alle de nordiske landene, der vi anslår mer volatile priser om vinteren utover analyseperioden. Sommerprisen vil i snitt minke frem mot 2050. Denne studien skiller seg fra andre studier der jeg blant annet har lagt inn et høyt anslag kraftforbruk for datasenter i 2050 på 20 TWh. I denne oppgaven har jeg valgt å se på kraftforbruket i Norge, der jeg brukte den samme forbruksveksten for de øvrige nordiske landene. Dette er forenkling med modifikasjoner der det ved videre studier kan det være aktuelt å se på de øvrige nordiske landene på samme måte som jeg gjorde for Norge.

Abstract

The Norwegian and Nordic power markets are undergoing significant changes, whereby a transition to a more environmentally friendly energy system features prominently in the pursuit of reaching EU's goal of climate neutrality by 2050. Moreover, we are facing a green shift and a future in which we will have more intermittent power production like wind and solar power. The power grid is complex and the pricing is determined by supply and demand, or (power) consumption and production.

In this thesis, we will subsequently address the following question:

How will the energy mix and changes in power consumption in Norway and the Nordic region look toward 2050, and how will this affect the price volatility and price development?

The method used in investigating the aforementioned topic includes several literature review studies which forms the basis for unique consumer projections for Norway and the Nordic countries. The consumer projections were prepared in Microsoft Excel, using input data to run the Balmorel model.

The results of this study suggest, using the assumptions made, that wind power and increasing CO₂- prices both contribute to suppressing the Nordic power prices. Despite this, according to this study, the power prices will (on average) increase in all the Nordic countries, where we have assumed more volatile prices during winter throughout the analysis period. The price during summer will (on average) decrease toward 2050. This study stands out from other studies, in that I have (among other things) accounted for a large estimated power consumption from data centers in 2050, at 20 TWh. In this thesis, I have chosen to consider the power consumption in Norway. I have, however, used the same consumer growth for the other Nordic countries. Consequently, this is somewhat simplified with modifications as required. For further studies, it could be relevant to consider the other Nordic countries the same way in which I did for Norway.

Innhold

FORORD	III
SAMMENDRAG	IV
ABSTRACT	V
FIGURLISTE	IX
TABELLISTE	X
FORMELLISTE	XI
NOMENKLATUR	XII
1 INNLEDNING	1
1.1 INTRODUKSJON	1
1.2 PROBLEMSTILLING	3
2 BAKGRUNN	4
2.1 UREGULERBARE FORNYBARE ENERGIKILDER	4
2.1.1 Vindkraft	4
2.1.2 Solkraft.....	6
2.2 MARGINALKOSTNADER (MACC).....	8
2.3 ENERGIKOSTNAD LCOE	9
2.4 NORD POOL	11
2.5 DET NORDISKE KRAFTMARKEDET	13
2.6 NY INDUSTRI – LITTERATUR	16
2.6.1 Datasenter	17
2.6.2 Batterifabrikker	18
2.6.3 Hydrogen	19
3 METODE OG DATAGRUNNLAG	22
3.1.1 Balmorel - viktige momenter	22
3.1.2 Litteratursøk og datainnsamling	24
3.1.3 Forutsetninger for modellbygging.....	25
4 RESULTATER	30
4.1 FORBRUKSVEKST I NORGE FORDELT PÅ SEKTORER - INNDATA.....	31
4.2 FORBRUKSVEKST I NORDEN FORDELT PÅ SEKTORER - INNDATA.....	33
4.3 FORBRUKSVEKST I NORGE – HIGH_DEMAND_STRICTNO.....	33
4.4 FORBRUKSVEKST I NORDEN – HIGH_DEMAND_STRICTNO	34
4.5 KRAFTPRODUKSJON I NORGE - HIGH_DEMAND_STRICTNO	35
4.6 KRAFTPRODUKSJON I NORDEN - HIGH_DEMAND_STRICTNO OG HIGH_DEMAND_RELAXNO	36
4.7 PRISVOLATILITET FOR 2020-2050	39
4.8 PRISUTVIKLING I NORGE FORDELT PÅ PRISSENER (NO1- NO5)	41
4.9 PRISUTVIKLING I NORDEN.....	42
5 DISKUSJON	44
5.1 ENERGIMIKSEN I NORDEN	44
5.2 KRAFTFORBRUK I NORGE OG NORDEN	45
5.3 PRISVOLATILITET I DET NORDISKE KRAFTMARKEDET.....	46
5.4 KRAFTPRISER I NORGE	47
5.5 KRAFTPRISER I NORDEN	47
6 KONKLUSJON	48
7 REFERANSER	49

Figurliste

FIGUR 1 POTENSIALET FOR LANDBASERT VINDKRAFT I EUROPA (MW/KM2) (ENEVOLDSEN ET AL., 2019)	5
FIGUR 2 CSP- TEKNOLOGIER (AICHMAYER, 2018)	7
FIGUR 3 HISTORISK UTVIKLING I ELEKTRISITETSPRODUKSJON AV SOLCELLEPANELER I NORDEN, TALL HENTET FRA IEA	8
FIGUR 4 MARGINALKOSTNADS KURVE FOR ULIKE TEKNOLOGIER (EKINS ET AL., 2012)	9
FIGUR 5 ENERGIKOSTNAD FOR DET NORSKE MARKEDET, TALL HENTET FRA NVE- NOTAT	11
FIGUR 6 PRISOMRÅDER FOR DET NORDISKE KRAFTMARKEDET (SCHARFF AND AMELIN, 2016)	13
FIGUR 7 KRAFTPRODUKSJON I NORDEN PER 2020, TALL HENTET FRA STATNETT SIN MARKEDSRAPPORT	14
FIGUR 8 KRAFTPRODUKSJON I NORDEN 2020-2040, TALL HENTET FRA STATNETT SIN MARKEDSRAPPORT	15
FIGUR 9 PROSESSINDUSTRIENS 15 STØRSTE ENKELTFORBRUKERE	16
FIGUR 10 DATASENTER OG NETTVERK (IEA, 2020)	17
FIGUR 11 PLASSERING AV NORSKE DATASENTER (GROUP, 2020)	18
FIGUR 12 BALMOREL KJERNESTRUKTUR (WIESE ET AL., 2018)	24
FIGUR 13 FORVENTEDE ENDRINGER I KRAFTFORBRUK I NORGE 2050 PER SEKTOR	31
FIGUR 14 KRAFTFORBRUK I NORGE I 2020 OG 2050	32
FIGUR 15 VEKST I FORBRUK TRANSPORTSEKTOREN 2050	32
FIGUR 16 KRAFTFORBRUK FOR NORDEN MED UTGANGSPUNKT I NORSK FORBRUKSVEKST FREM MOT 2050 ...	33
FIGUR 17 KRAFTFORBRUK NORGE 2020- 2050	34
FIGUR 18 KRAFTFORBRUK I NORDEN 2020- 2050	35
FIGUR 19 KRAFTPRODUKSJON I NORGE MED UTGANGSPUNKT I VALGTE SCENARIER	36
FIGUR 20 KRAFTPRODUKSJON I NORDEN SCENARIO HIGH_ DEMAND_ STRICTNO	38
FIGUR 21 KRAFTPRODUKSJON NORDEN 2030- 2050 FOR VALGTE SCENARIER	38
FIGUR 22 ENERGIMIKS I NORDEN 2040 FOR STATNETT OG BALMOREL	39
FIGUR 23 PRISVARIGHETSKURVE NORGE FOR 2030, 2040 OG 2050 (SESONGVARIASJON)	40
FIGUR 24 VINTERPRISER NORGE 2030, 2040 OG 2050 (MINST TIL STØRST)	40
FIGUR 25 SOMMERPRISER NORGE 2030, 2040 OG 2050 (MINST TIL STØRST)	41
FIGUR 26 KRAFTPRIS I NORGE FORDELT PÅ PRISSONER	42
FIGUR 27 GJENNOMSNITTLIG KRAFTPRIS I NORDEN MOT 2050	43

Tabelliste

TABELL 1 MULIGE BATTERIFABRIKKER I NORGE.....	19
TABELL 2 HYDROGENPROSJEKTER I MARITIM TRANSPOT, BASERT PÅ TILSENDET SKRIV (WILHELMSEN, 2021)....	21
TABELL 3 BEFOLKNING PER PRISSONE	28
TABELL 3 KRAFTFORBRUK I NORDEN BALMOREL RESULTATER, TALL FRA STATNETT SIN MARKEDSRAPPORT	46

Formelliste

FORMEL 1 KINETISK ENERGI	4
FORMEL 2 MASSEN (M) AV LUFT PER SEKUND	4
FORMEL 3 VINDKRAFTFORMEL (WATT)	4
FORMEL 4 ENERGIKOSTNAD LCOE (NOK/KWH)	10

Nomenklatur

AWS – Amazon web service

CCS – Carbon Capture Storage

CHP – Back – Pressure – Combined heat and power

CHP- extraction – Combined heat and power extraction

Condensing – Kjernekraft

CSP – Concentrating Solar Power

EGD – European Green Deal

Eksogent – Utenfor modellen

Endogent – Innenfor modellen

EU ETS – European Trading System

Intraseasonal – Elect – Storage - Elektrisk lagring sesong

LCOE – Levelized cost of energy

MACC – Marginal abatement cost curve

O/U – Opprusting og utvidelse

PEM – Proton- Exchange membrane

PV – Photovoltaics

SHC – Solar heating and cooling

TSO – Transmission system operator

VRE – variable renewable energy

vRES – Variable renewable energy sources

1 Innledning

1.1 Introduksjon

Kraftmarkedet i Norden er i stor endring, og flere muligheter og utfordringer må løses. Klimautfordringer og bærekraft setter agendaen globalt og nasjonalt. FNs bærekraftsmål, Parisavtalen og EUs egne mål legger føringer for Norge og Norden. Dette vil igjen påvirke energimiks og prisutvikling for Norden. Norden har en positiv kraftbalanse, hvilket betyr netto kraftoverskudd. Kraftsystemet er komplekst og prisutviklingen bestemmes av tilbud og etterspørsel, eller kraftproduksjon og kraftforbruk. I Norden ser vi en økende andel uregulerbar kraftproduksjon som sol- og vindkraft. Her vil fornybar energi presse ned prisen, mens fossil produksjon bidrar til å løfte prisene fordi tilbudet synker. Sol og vind er en tilnærmet ubegrenset ressurs der produksjonskostnadene for disse energikildene har falt og forventes å falle ytterligere, se Figur 5. Landbasert vind og havvind er uregulerbar kraft der det anslås at kostnaden reduseres med 37-49 % innen 2050 (Wiser et al., 2021).

Kraftprisen varierer gjennom sesongen og kraftprisen er høyest på vinteren der etterspørselen er størst. Hvordan den fremtidige kraftprisen vil utvikle seg frem mot 2040, er det knyttet stor usikkerhet til og er avhengig av blant annet politisk satsning, teknologiutvikling og hvordan kraftprisen i Europa vil utvikle seg.

Den politiske satsningen i Norden har ledet til kunnskapsutveskling og fordelingseffekter. De nordiske landene har gjennom fremtidsrettet politikk lagt til rette for kunnskap, forskning og utvikling. Dette har resultert i at Norden er en global og viktig bidragsyter til fornybar energi. Norden har bidratt til innovasjon på vind og bioenergi de siste 30 årene. Politikken og satsningen på rene, grønne teknologier gir oss arbeidsplasser og minkende energikostnader (Miremedi et al., 2019). Trender for vind og sol tilsier at energikostnadene vil minke frem mot 2040. Minkende energikostnader vil resultere i økt lønnsomhet og lavere priser, samt et press på fossil produksjon. Fossil produksjon som olje, naturgass og kull har høye marginalkostnader (NOK/MWH) sammenlignet med sol, vind og vann. Dersom kvoteprisen øker i fremtiden vil dette medføre at marginalkostnaden for fossil produksjon blir såpass høy at det vil være ulønnsomt med denne typen produksjon, som videre leder til en raskere omstilling og økt implementering av fornybare energikilder.

Kraftmarkedet er i stadig endring der vi står ovenfor en klimavennlig energiomstilling, der politisk satsning vil være viktig i årene fremover. The European Green Deal (EGD) er en klimaavtale der målsettingen er at Europa skal være karbonnøytralt i 2050 (Jaeger et al., 2021). Hovedelementer i avtalen er karbonprising, bærekraftige investeringer, industripolitikk og en overgang fra fossile til fornybare energikilder. Karbonprising er viktig for å redusere klimagassutslippene på jordkloden og innebærer at den teknologien med størst utslipp skal betale den høyeste prisen. Kraftkrevende industrier som står for store utslipp og er knyttet EU ETS (European Trading System), har en felles karbonpris i Europa. Kraftprisen på utslipp knyttet til varme- og transportsektoren er ikke underlagt EU ETS. Europa har et todelt marked der den ene halvdelen omfatter karbonprising som ligger under EU ETS, og den andre halvdelen omfatter nasjonale skatter. Bærekraftige investering påvirkes ved at karbonprisen økes, som videre leder til at grønn investering blir mer lønnsomt (Claeys et al., 2019). Overgangen i dette tilfellet er en omstilling hvor økonomien skifter til en bærekraftig produksjon, der klima og biodiversitet står sentralt.

De nordiske landene tar del i denne klimaavtalen som er med på å legge føringer for kraftmarkedet. Tidligere studier tyder på at energimiksen frem mot 2040 vil være preget av mer uregulerbar kraft som sol og vind (Wråke et al., 2016). Vannkraft er ryggraden i det nordiske kraftsystemet der 2/3 av vannkraften er bygget i Norge, hvorav dette representerer litt over 50 % av den totale kraftproduksjonen i Norden (Carl Andreas Veie et al., 2019).

Klimaprognoser tyder på at det i årene fremover vil komme økt tilsig til vannmagasinene, som leder til en produksjonsøkning. Opprustning og utvidelse (O/U) av eldre kraftverk, vil gi en netto produksjonsøkning. Eldre kraftverk kan oppgraderes dersom skatteregler, kraftpriser og rammebetingelser ligger til rette for dette. Opprusting kan typisk innebære å erstatte en gammel turbin med en ny turbin med bedre virkningsgrad. Frem mot 2040 vil Sverige og Finland samlet sett redusere kjernekraften sin, men usikkerheten er stor.

Denne studien undersøker hvordan den fremtidige energimiksen i Norge og Norden vil være frem mot 2050 og hvordan dette vil påvirke prisvolatiliteten og prisutviklingen med valgte forutsetninger. I denne studien har jeg benyttet energimodellen Balmorel som utgangspunkt for å predikere fremtidige kraftpriser. Studien legger til grunn forutsetninger og egne analyser basert på tilgjengelig litteratur. Kraftmarkedet, og dermed prisutviklingen, er uhyre komplekst og det har derfor, som i tidligere analyser, vært nødvendig å gjøre en rekke forenklinger og

tilnærmeringer for å kunne lage en prognose over fremtidig utvikling. Det kan videre synes å ha vært lagt for liten vekt på grønt og blått hydrogen som substitutt for olje og gass. Produksjon av hydrogen er kraftkrevende og kan benytte strøm fra for eksempel vannkraft. Denne studien skiller seg fra andre Balmorel- analyser, der jeg har valgt å se nærmere på forutsetningene for fremtidig kraftforbruk. Fremtidig kraftforbruk er usikkert og jeg har i denne studien har lagt vekt på følgende industrier; hydrogen, batterifabriker, datasenter og CCS. Potensialet for industrivekst i disse næringene er stor, og vil trolig spille en viktig rolle frem mot 2050.

1.2 Problemstilling

I denne studien har jeg valgt følgende problemstilling;

Hvordan vil energimiksen og endringer i kraftforbruk i Norge og Norden bli frem mot 2050, og hvordan vil dette påvirke prisvolatiliteten og prisutviklingen?

Videre i oppgaven presenteres bakgrunn som gir leseren kunnskap om det nordiske kraftmarkedet.

2 Bakgrunn

2.1 Uregulerbare fornybare energikilder

2.1.1 Vindkraft

Vindkraft er en uregulerbar fornybar energikilde, der bevegelsesenergien i vinden driver rotorbladene som gjør at elektrisk energi dannes. Bevegelsesenergien i vinden er kinetisk og bestemmes av følgende formel (Formel 1). Energien i vinden bestemmes av massen og vindhastigheten kvadrert.

Formel 1 Kinetisk energi

$$Ek = \frac{1}{2} * m * V^2$$

m = masse i kilogram

V = vindhastighet i m/s

Ek = kinetisk energi gitt i Joule

Formel 2 Massen (m) av luft per sekund

$$m = \rho * A * V$$

$$\rho = \text{Lufttetthet} \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$A = \pi * r^2 \text{ (m}^2\text{)}$$

r = radius turbinblader (m)

Formel 3 Vindkraftformel (watt)

$$P = \frac{1}{2} \rho * A * V^3$$

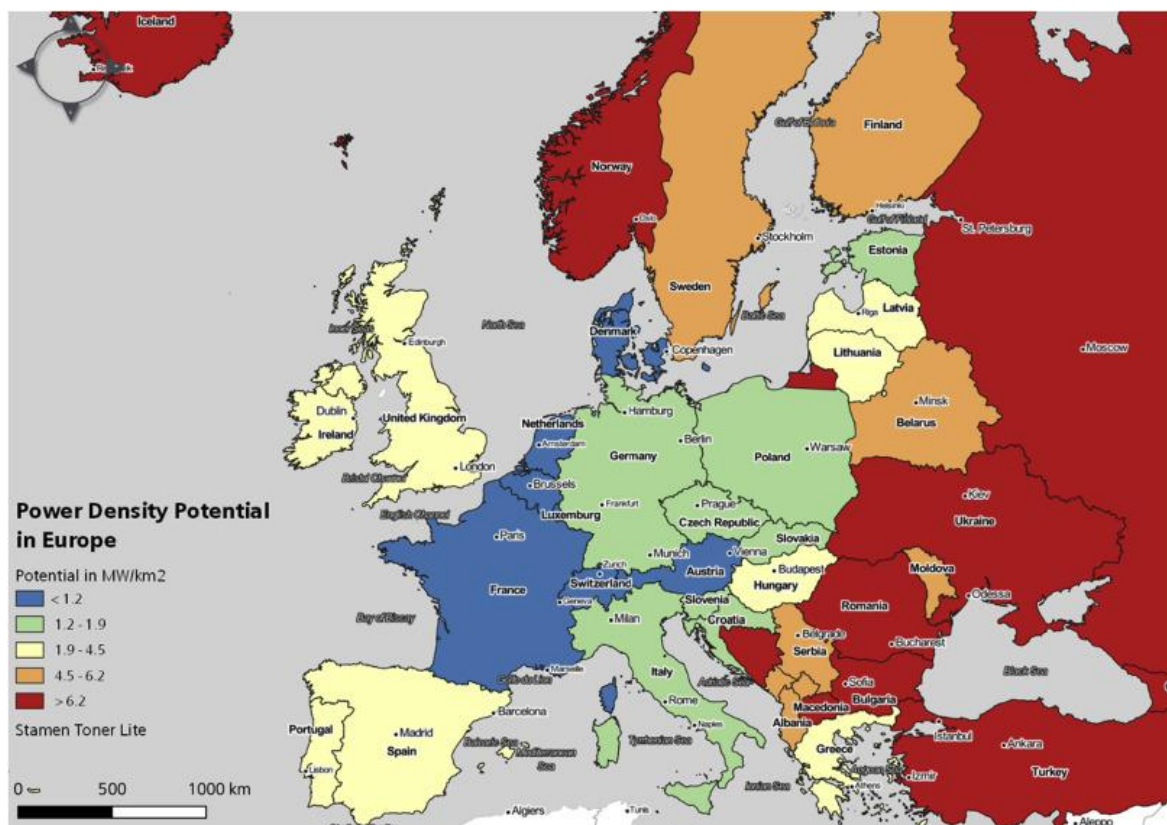
Formel 3 får vi ved å kombinere Formel 1 og Formel 2. Formel 3 representerer den kinetiske energien til vinden gitt i watt, som strømmer gjennom det sirkulære området rundt turbinbladene (Boyle et al., 2012

). Middelvind og lengden på turbinbladene er viktige bestanddeler som påvirker den elektriske kraften en turbin er kapabel til å levere. Øker man lengden på turbinbladene vil vindturbinen fange opp mer bevegelsesenergi fra vinden som gjør at elektrisitetsproduksjonen øker.

Vindhastigheten i Formel 3 er oppgitt i tredje potens, som tilsier viktigheten den har å si for total energi levert. Dersom man øker vindhastigheten fra 6 m/s til 8 m/s vil kraften i vinden øke med en faktor på mer enn to (Boyle et al., 2012). Når man skal regne ut energien til en

vindturbin er det naturlig å inkludere betz grense. Betz grense omfatter en perfekt vindturbin, uten tap og er følgende ($C_p \text{ Betz} = 16/27$) (Manwell et al., 2010). Betz grense er en teoretisk grense som tilsier at det er mulig å hente ut 59,3 % av energien som passerer forbi turbinbladene.

Figur 1 viser potensialet for landbasert vindkraft i Europa gitt i MW/Km². Figur 1 ser vi de røde fargene ($>6,2 \text{ MW/Km}^2$) er de områdene der potensialet er størst. Norge er det landet i Norden som har det største landbaserte vindkraftpotensialet, etterfulgt av Sverige og Finland. Danmark er det nordiske landet med laveste landbasert vindkraftpotensiale med $< 1,2 \text{ MW/Km}^2$. Teoretisk potensialet som vist i Figur 1 er ikke det samme som realiserbart potensiale. Potensialet som vises i Figur 1 omfatter det teoretiske potensialet der landområder som ikke er egnet til vindkraftprosjektutvikling er inkludert. Årsaken til at landområder ikke er egnet skyldes konflikter ved arealbruk, privat eierskap og sosial motstand (Enevoldsen et al., 2019).



Figur 1 Potensialet for landbasert vindkraft i Europa (MW/Km²) (Enevoldsen et al., 2019)

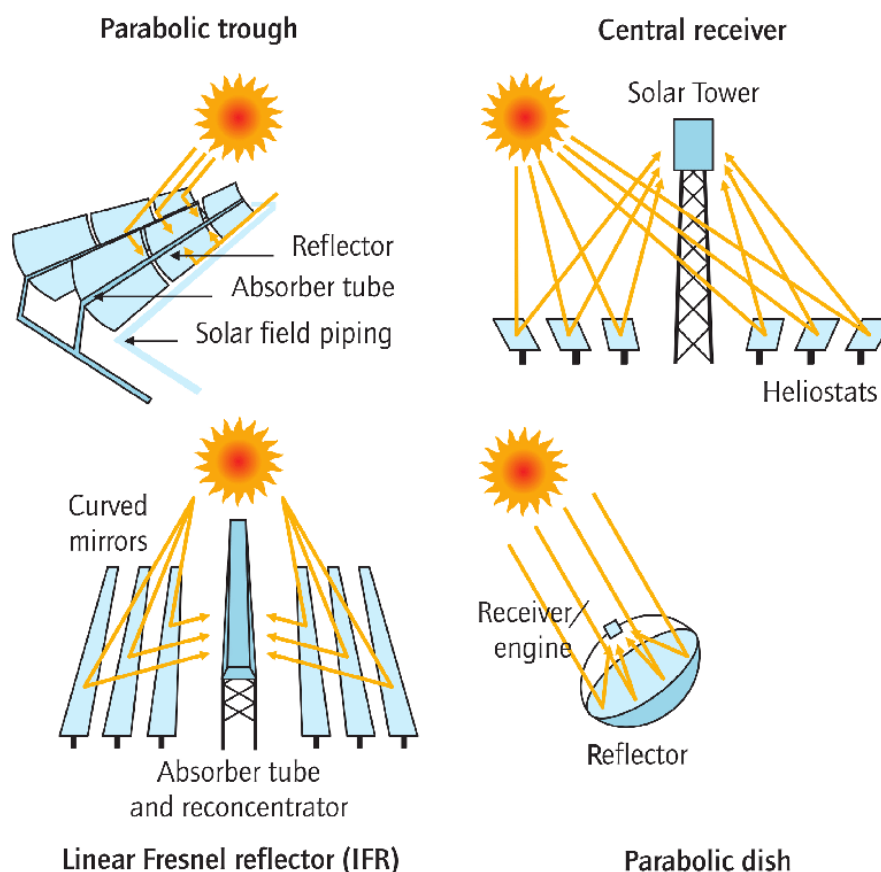
2.1.2 Solkraft

Solkraft er i likhet med vindkraft en uregulerbar fornybar energikilde. Hvor mye energi man kan høste fra solen er avhengig av teknologi og geografisk lokasjon. Solenergi er en ren energikilde der potensialet for videre vekst er enorm. 120 petawatt er den naturlige tilgjengelige solenergien som faller på jordkloden. Dette vil si at all energien mottatt fra sola kan tilfredsstille hele verdens etterspørsel i mer enn 20 år (Chu and Meisen, 2011). Solenergi kan deles inn følgende teknologier; CSP (concentrated solar power), PV(photovoltaic) SHC (Solar Heating and Cooling).

Concentrated solar power (CSP) er et solvarmesystem der designet varierer (Figur 2). Solvarmesystemet benytter seg av speil og linser for å samle en konsentrert mengde av innkomne solstråler. Den konsentrerte mengde solstråler som fanges opp brukes til å generere strøm gjennom en termodynamisk prosess. Fordelen med CSP systemer er at de har mulighet for å produsere strøm når solen er borte (Khan and Arsalan, 2016). Denne typen teknologi har følgende egenskaper (Desideri et al., 2013);

- CSP teknologien har høy virkningsgrad hvor varme inputen er høy (termodynamisk sirkel).
- CSP teknologien benytter seg av direkte solinnstråling, som inkluderer tapet for både diffus og reflektert stråling.
- CSP teknologien har høyere verdier av direkte normal solinnstråling.
- CSP teknologien har høye kapitalkostnader, og er derav lite egnet for små solcelleparker.

CSP teknologien er 90 % av markedet dominert av parabolske disk (Khan and Arsalan, 2016). Figur 2 gir en oversikt over fire CSP- teknologier; Parabolsk disk, sentral mottaker med soltårn og Linear Fresnel mottaker.



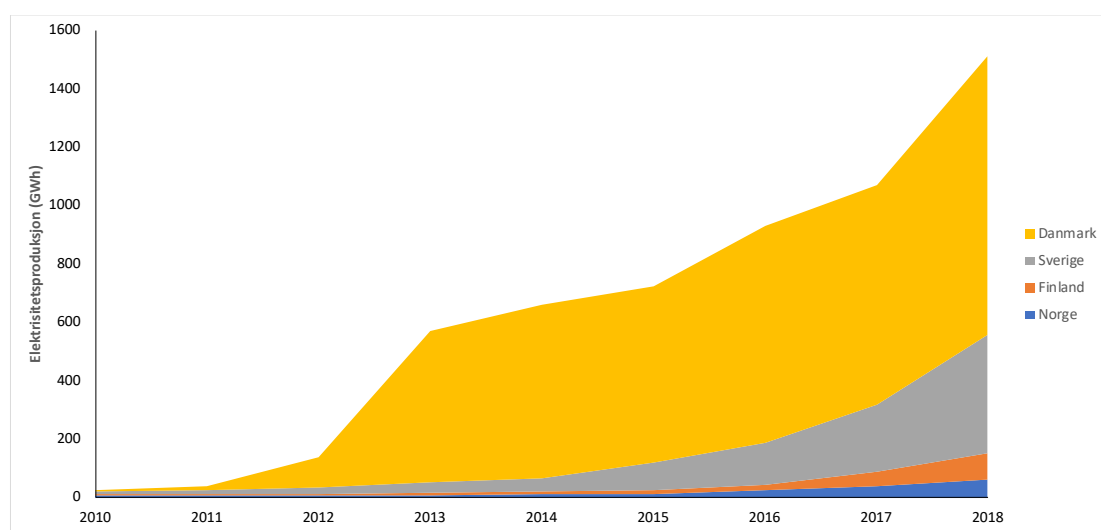
Figur 2 CSP- teknologier (Aichmayer, 2018)

PV- teknologien omdanner direkte innkommen solinnstråling til elektrisk energi. PV- teknologien representeres ved hjelp av solcellepaneler. Solcellepaneler kan brukes alt fra privatboliger til industribygg. PV systemer kan enten være koblet til eksisterende nett eller være enkeltstående anlegg. Solcellepaneler på en privatbolig er et eksempel på et enkeltstående anlegg der elektrisitetsproduksjonen går til å dekke eget forbruk.

I SHC (solar heating and cooling) blir energien i solen brukt til formål som oppvarming og kjøling. Det å benytte seg av energien i solen til oppvarming av vann er en velkjent teknologi på verdensbasis. Med denne teknologien kan varmtvannsberedere konvertere varme effektivt med en lav teknologibasert risiko og kostnad (Ge et al., 2018). Solkjøling og soloppvarming har mange likheter og utfyller etterspørselen i bygg. Solkjøling kan benyttes i klimaanlegg, slik at man får en behagelig innetemperatur.

Figur 3 gir en oversikt over elektrisitetsproduksjonen fra solcellepaneler i Norden fra 2010-2018. Solenergi er en av de raskest voksende fornybare energikildene og vil spille en viktig

rolle dersom vi skal nå målet om netto nullutslipp i 2050. Solcellepaneler er en teknologi der forskning og utvikling presser ned kostnadene. Den gjennomsnittlige salgsprisen på solcellemoduler har sunket fra 33 NOK per watt i 2007 til 3 Watt per watt i 2017 (Comello et al., 2018). Norge og Finland er de nordiske landene med lavest elektrisitetsproduksjon og lavest markedsvekst gjennom tidsperioden 2010-2018. Norge sin elektrisitetsproduksjon fra solceller er i 2018 61 GWh, mens i Finland er det 90 GWh (IEA, 2019). Figur 3 ser vi at Danmark er det landet i Norden som historisk sett har størst produksjon og markedsvekst, etterfulgt av Sverige. Danmark (63 %) og Sverige (27 %) utgjør til sammen 90 % av den totale elektrisitetsproduksjonen fra solceller i Norden.



Figur 3 Historisk utvikling i elektrisitetsproduksjon av solcellepaneler i Norden, tall hentet fra IEA

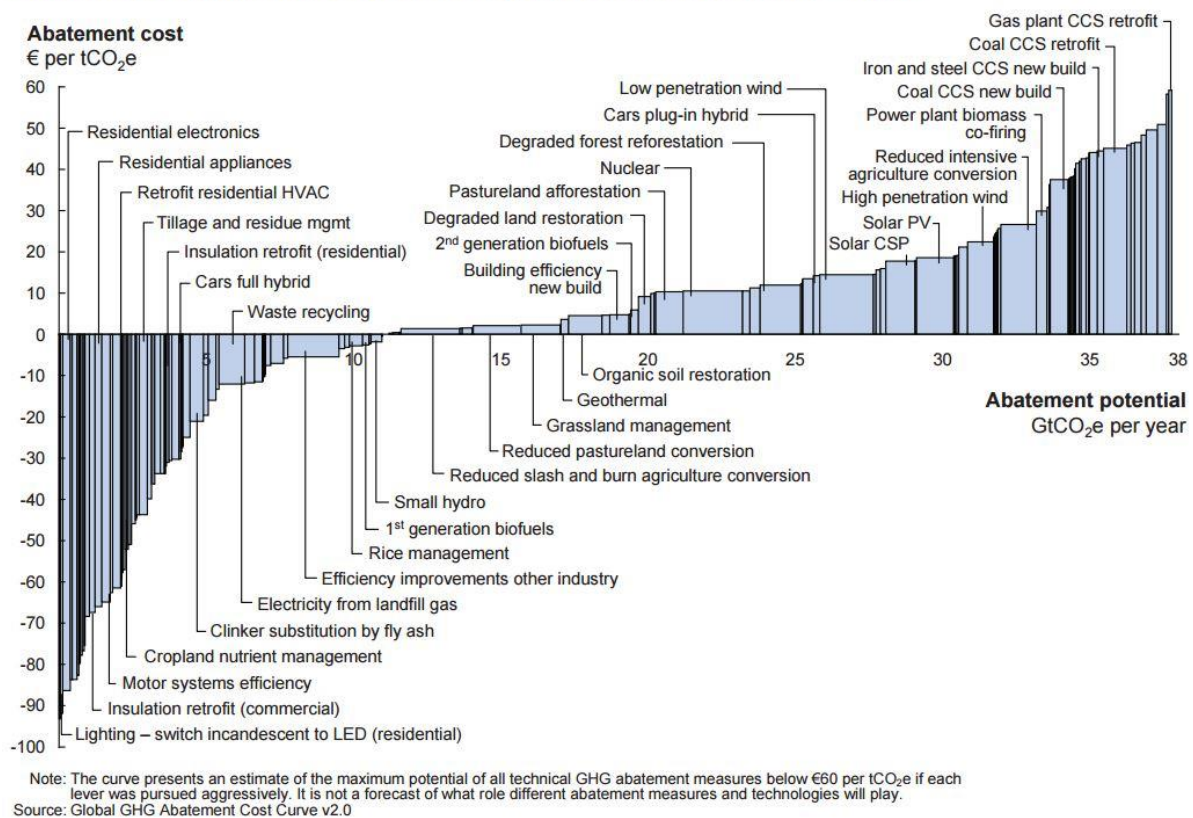
2.2 Marginalkostnader (MACC)

MACC (Marginal Abatement Cost Curve) er et verktøy som tar for seg en reduksjon i kostnader og reduksjon i drivhusgasser fordelt på ulike teknologier. X-aksen i Figur 4 viser potensialet for å redusere drivhusgasser (GtCO₂ ekvivalenter per år).

Ved å studere kurven ser vi at fornybare energikilder skiller seg fra fossil energikilder der den førnevnte energikilden har større mulighet for å redusere drivhusgasser til en lavere kostnad. Desto bredere rektanglet er, desto større er potensialet for å redusere utslipp. Y-aksen representerer kostnaden å redusere drivhusgasser gitt i EURO per tCO₂ ekvivalenter i løpet av 2030 (Ritchie, 2017).

Figur 4 er representert med negative kostnader, dette betyr at det forekommer teknologier som gir økonomisk avkastning på lang sikt (Ritchie, 2017). Eksempler på dette kan være; overgang til LED pærer, isolering (bygg) og resirkulering av avfall (Figur 4). MACC kan benyttes for å se på investeringer som tar høyde for både pris (y-akse) og reduksjonspotensiale for klimagasser (x-akse). Dette verktøyet kan være nyttig for å kartlegge hvilke teknologier som er kostnadseffektive og hvilke som er miljøeffektive. Valget man vil foreta seg kan sees på som en avveining. Det å isolere en bygning vil ha en negativ kostnad i det lange løpet, mens det vil ha en mindre effekt på reduksjonen av drivhusgassene. Dersom man ser på solenergi, vil det ha en større klimagevinst til en større kostnad. Her vil det være en avveining, der man velger det som tilfredsstillende behovet best.

Global GHG abatement cost curve beyond business-as-usual – 2030



Figur 4 Marginalkostnads kurve for ulike teknologier (Ekins et al., 2012)

2.3 Energikostnad LCOE

LCOE (Levelized Cost Of Energy) er totale kostnader over elektrisk energi produsert for levetiden (Formel 4). Totale kostnader omfatter capex, opex og brenselkostnader for den aktuelle teknologien. Capex omfatter investeringskostnader, mens opex skal dekke løpende

kostander som drift- og vedlikeholdskostnader. $E(t)$ står for summen av elektrisitet summert over levetiden i T (år). Brenselskostnader varierer avhengig av om det er fossil eller fornybar energi som er energikilde. Fornybar energi skiller seg fra fossil energi ved at brenselskostnaden er på null (Shen et al., 2020).

Formel 4 Energikostnad LCOE (nok/KWh)

$$LCOE = \frac{NNV \text{ total kostnad for levetiden}}{NNV \text{ elektrisk energi produsert for levetiden}}$$

$$LCOE = \frac{\sum \frac{(capex + opex + brenselseskost)}{(1+r)^t}}{\sum \frac{E(t)}{(1+r)^t}}$$

Capex : investeringskostnader

Opex: Drift – og vedlikeholdskostander

Brenselseskostander : kostandene varierer avhengig av teknologien

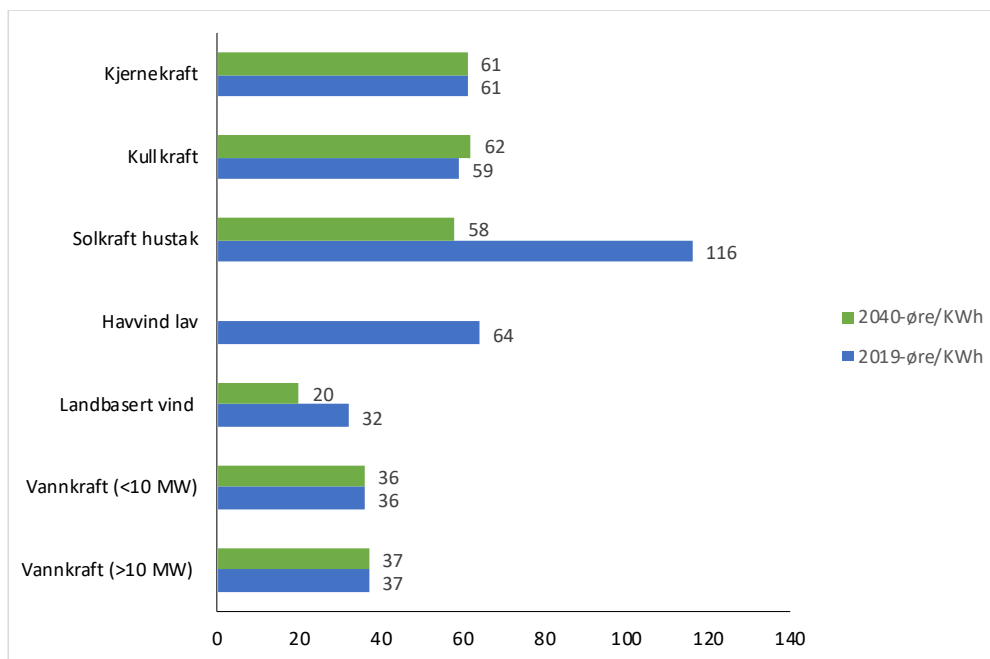
R : diskonteringsrente

Et: Summen av elektrisitet generert

T : år

LCOE er et nyttig mål for å kartlegge hvilke teknologier som gir «break even» eller lønnsomhet. Energikostnaden benyttes av forskere, investorer, prosjektledere og beslutningstakere. Dette verktøyet gjør det lettere for de nevnte partene å velge modne og kostnadseffektive teknologier som gir lønnsomhet.

Figur 5 viser energikostnadene i øre/KWh fordelt på ulike teknologier for 2019 og 2040. Her ser vi ingen endring i energikostnader for vannkraft for årene 2030 og 2040. For landbasert vind vil kostnaden reduseres fra 32 øre/KWh til 20 øre/KWh i 2040. I Figur 5 ser vi at fornybare energikilder er de teknologiene der energikostnaden reduseres mest. For kullkraft vil energikostnaden derimot øke fra 59 til 62 øre/KWh fra 2019 til 2040 (NVE, 2019).



Figur 5 Energikostnad for det norske markedet, tall hentet fra NVE- notat

2.4 Nord Pool

Nord Pool er en felles strømbørs for Norden og de baltiske landene, der det foregår fysisk handel av elektrisk kraft. Nord Pool har utviklet seg parallelt med det nordiske elektrisitetmarkedet, der Norge tok en del avdel i el- markedet i 1993. Sverige tok del i dette markedet i 1996, mens Finland deltok i 1998. Danmark var det siste landet som deltok i elektrisitetmarkedet med Vest – Danmark i 1999 og Øst- Danmark i 2000. (Botterud et al., 2010).

Denne deltakelsen er med å skape en felles markeds plass for utveksling og salg av elektrisk kraft. Kraftmarkedet består av engros- og sluttbrukermarkedet. Engrosmarkedet omfatter handel av kraft der man kan selge eller kjøpe et bestemt kvantum kraft. Kraftprodusenter, kraftleverandører, meglere og store industrikunder er viktige aktører i engrosmarkedet (EnergifaktaNorge, 2021). Engrosmarkedet består av følgende markeder;

- Day- ahead markedet.
- Intraday- markedet
- Balansemarkedet.

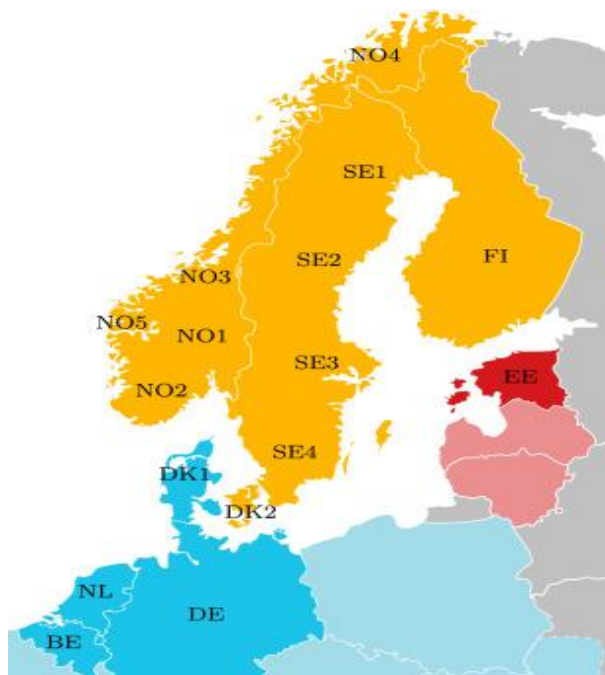
Engrosmarkedet er knyttet opp mot Nord Pool markedet og operer med day- ahead marked og Intraday marked. Førstnevnte omhandler majoriteten av handel, mens Intraday markedet bidrar til at markedet med tilbud og etterspørsel er i balanse. Day- ahead marked vil si at vi har et lukket marked der kunder kan selge og kjøpe kraft for de kommende 24 timene.

Markedet gir tilgang til day- ahead handel mellom 15 land, med henholdsvis 21 budsoner. Day ahead- markedet består av mer enn 300 kjøpere og selgere der det kommer inn 2 000 bestillinger hver dag. På årlig basis vil denne handelen utgjøre omkring 500 TWh (NordPool, 2020)

Intraday- markedet og day- ahead markedet er en del av den fysiske handelen og arbeider sammen. På Intraday markedet handles fysisk kraft inntil samme dag før levering. Det at man kan handle elektrisk kraft kort tid opptil levering, resulterer i at medlemslandene har en god fleksibilitet og mulighet for å redusere ubalanse i systemet. Intraday markedet regnes å bli viktigere fremtiden, ettersom vi ser en økende andel av vRES (Variable Renewable Sources) i markedet. Fordelen med Intraday markedet er at man har evne til å regulere produksjon og forbruk etter prognoser slik at man unngår ekstra kostnader på grunn av ubalanse i systemet (Scharff and Amelin, 2016).

Balansemarkedet er en del av engrosmarkedet og har ansvaret for styring av produksjon og forbruk. Transmission system Operator (TSO) i Norge er Statnett, og har det overordnede ansvaret for korrekt regulering av balansen i systemet. Statnett sin hovedoppgave er å sørge for at systemet til enhver tid er i balanse, hvilket betyr at frekvensen ligger på omkring 50 Hz. Sluttbrukermarkedet omfatter privatkunder/industrikunder som handler strøm hos en valgt strømleverandør. Norge sitt sluttbrukermarked består av; 1/3 husholdningskunder, 1/3 industri og 1/3 mellomstore brukere som hoteller og kjedebutikker (EnergifaktaNorge, 2021).

Figur 6 viser ulike land med tilhørende prisområder. Norge er delt inn i fem soner; NO1, NO2, NO3, NO4 og NO5. Sverige deles inn i SE1, SE2, SE3 og SE4, mens Danmark deles inn i DK1 og DK2. Finland skiller seg fra de andre nordiske landene ved at de har en felles prissone F1. Nord Pool fremlegger daglige kraftpriser for det respektive landene. Prisene i Norden er volatile, avhengig av sesong og implementering av vRES. Nord Pool operer med både systempriser og områdepriser.



Figur 6 Prisområder for det nordiske kraftmarkedet (Scharff and Amelin, 2016)

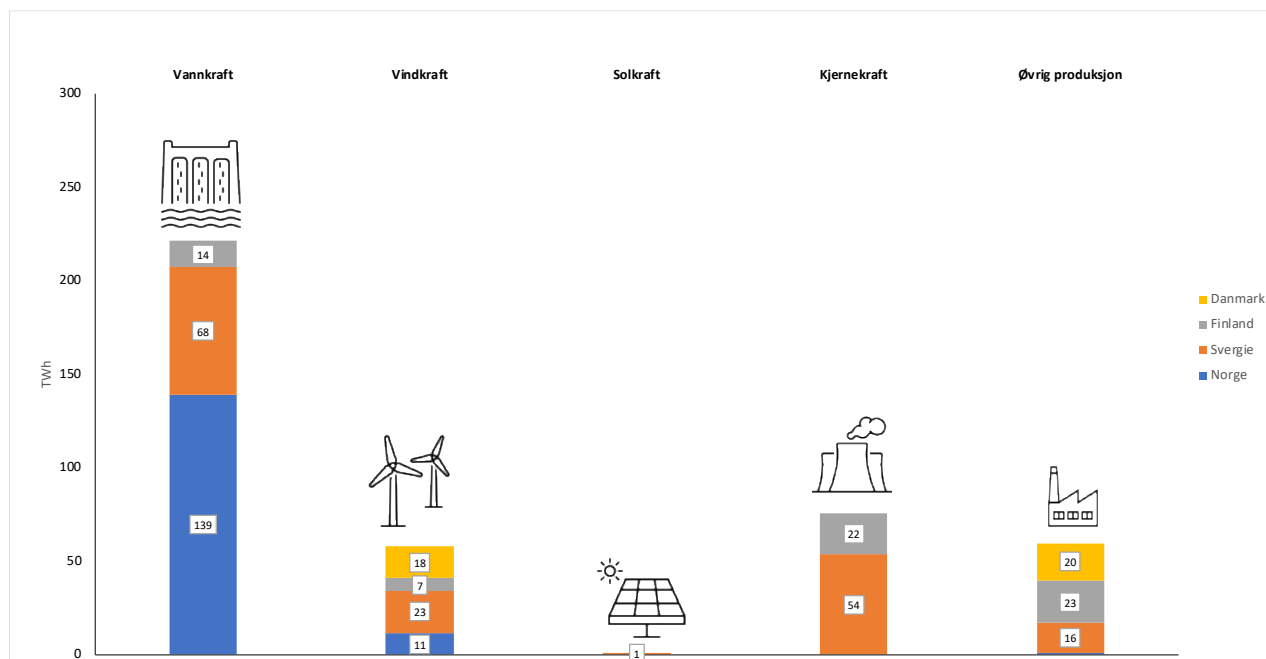
Nord Pool opererer med en systempris de fastsetter hver time, der de ikke tar høyde for overføringsbegrensninger i det nordiske nettet. Områdepriser som omfatter kraftprisen, skiller seg fra systemprisen ved at de tar høyde for flaskehalser i transmisjonsnettet. Områdepriser varierer avhengig av geografisk lokasjon, der områder kan ha kraftoverskudd eller kraftunderskudd. Områder med underskudd vil importere kraft, mens overskuddsområder vil eksportere kraft, hvilket leder til bedre krafttilgang og forsyningssikkerhet. Områdepriser er et viktig verktøy som synliggjør behovet for mer langsiktige tiltak i kraftsystemet samt at det gir signaler til forbrukere og produsenter hvor det er hensiktsmessig å lokalisere produksjonen sin (EnergifaktaNorge, 2021).

2.5 Det nordiske kraftmarkedet

Det nordiske kraftmarkedet er i endring, der forbruk og produksjon er viktige brikker for den fremtidige energimiksen i Norden. I skrivende stund ser vi at det nordiske kraftmarkedet elektrifiserer, samt at det implementeres mer uregulerbar kraft som sol- og vindkraft. For at en grønn omstilling skal inntreffe, kreves det en nasjonal klimapolitikk. Norge, Sverige, Finland, Danmark og Finland deltar i Green Deal der målsettingen er netto nullutslipp i 2050.

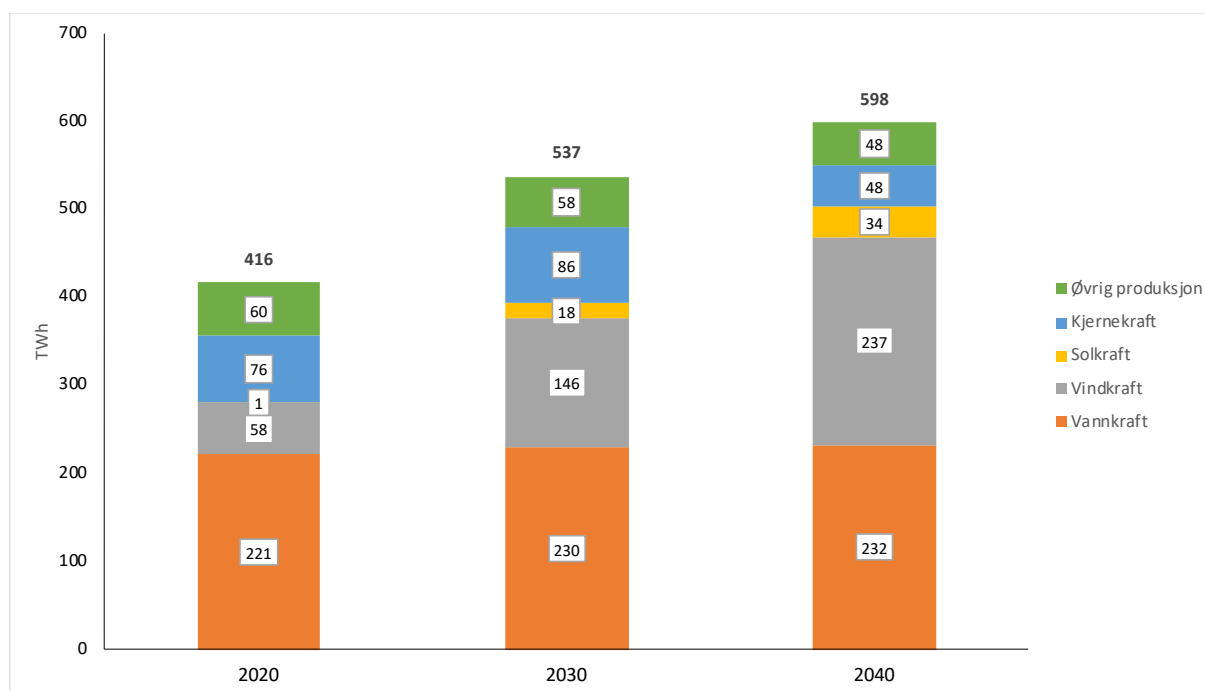
Figur 7 representerer kraftproduksjonen for Norge, Sverige, Finland og Danmark for 2020 fordelt på ulike sektorer. Figur 7 ser man at vannkraften utgjør ryggraden i det nordiske

kraftproduksjonen. Norge og Sverige står for 94 % av denne regulerbare produksjonen, hvor resten er fordelt på Finland og Danmark. Kjernekraftproduksjonen er fordelt på Sverige og Finland med henholdsvis 54 TWh og 22 TWh (Figur 7). Vindkraften er en uregulerbar energikilde som utfyller vannkraften godt. Danmark og Sverige har en vindkraftproduksjon på 23 TWh og 18 TWh og utgjør 59 % av den totale kraftproduksjonen i Norden.



Figur 7 Kraftproduksjon i Norden per 2020, tall hentet fra Statnett sin markedsrapport

Figur 8 omfatter kraftproduksjonen i Norden fra 2020-2040. Vannkraften sin produksjon øker fra 221 TWh til 232 TWh. Vindkraftproduksjonen vil øke fra 58 TWh til 237 TWh, der havvind vil ha størst markedsvekst. Solkraft står for 1 TWh av det nordiske kraftsystemet i 2020 og regner med å vokse til 34 TWh i 2050. Kjernekraftproduksjonen i Sverige og Finland øker fra 76 TWh til 86 TWh. Kjernekraften står for 18 % av Nordens kraftproduksjon og er en viktig regulerbar energikilde som bidrar til energisikkerhet og jevne markedspriser. (Julie Gunnerød et al., 2020).



Figur 8 Kraftproduksjon i Norden 2020-2040, tall hentet fra Statnett sin markedsrapport

Det nordiske kraftmarkedet er i endring der både produksjon og kraftforbruk vokser frem mot 2050. Det nordiske kraftmarkedet regner med å ha en positiv kraftbalanse helt frem til 2050, der produksjon er høyere enn forbruket gjennom hele analyseperioden. Kraftbalansen i det nordiske markedet er i stor grad avhengig av endringer på produksjonssiden. I Figur 8 ser vi at kjernekraftproduksjonen og vindkraftproduksjonen øker, som gir størst kraftbalanse i år 2030. I perioden 2030-2040 ser vi en nedgang i kjernekraftproduksjon i Finland og Sverige som gjør at den nordiske kraftbalansen synker. Kraftforbruket i Norden er avhengig av følgende trender;

- Overgang fra fossil energibruk til strøm.
- Nye og store kraftforbrukere som datasenter, hydrogenproduksjon og batterifabriker.
- Energieffektivisering demper veksten i kraftforbruket.

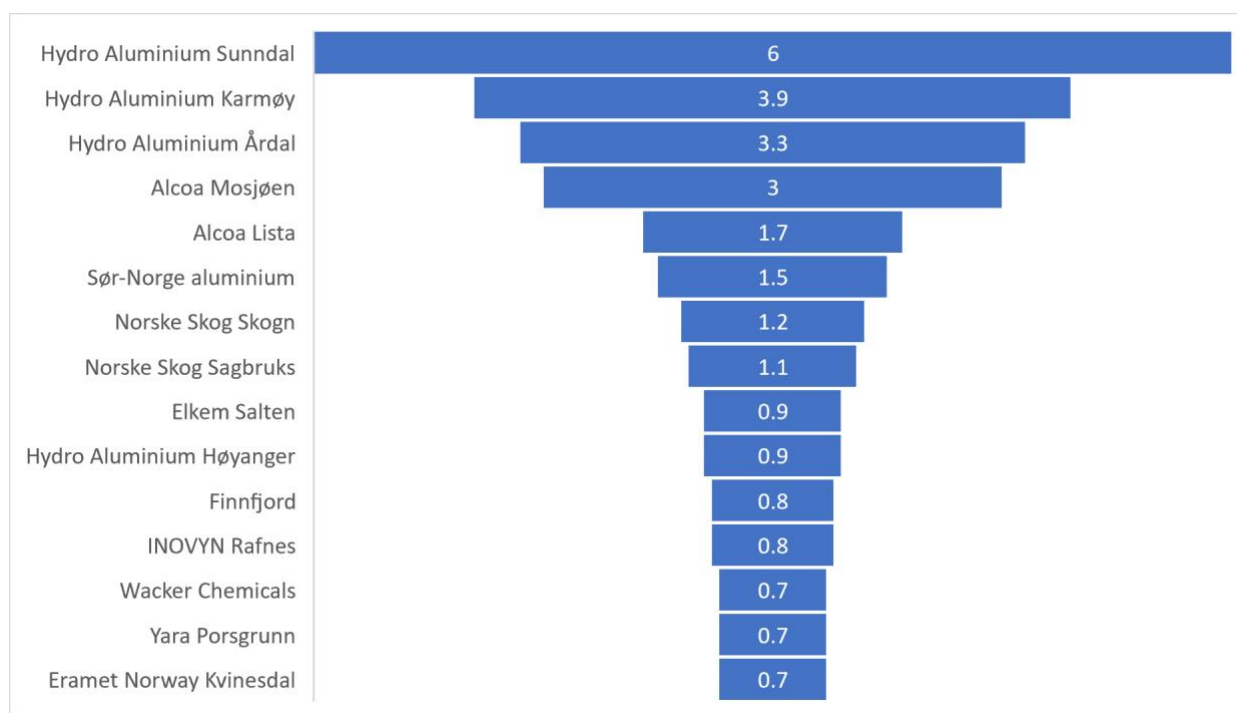
(Ingvild Vestre Sem et al., 2020)

Veksten i kraftforbruk i Norden er usikker og avhengig av politikk og teknologisk utvikling. I Norden ser vi en økende elektrifisering av transportsektoren som følge av fallende batterikostnader. Fallende kostnader sammen med økt etterspørsel gjør det attraktivt for utbygging av batterifabriker i Norden og Europa. Datasenter er også en næring i vekst der

etterspørselen etter lagring av data øker. Norden har et enormt potensial for etablering av datasenter med komparative fordeler som gjør det lønnsomt å legge produksjonen her. I Norden er tilgangen på ren og billig, fornybar strøm stor og et klima som krever lite behov for kjølig. Dette er én av flere årsaker til at store teknologiselskaper som Apple, google, Microsoft og AWS ser på Norden som ett attraktivt område for etablering av datasenter. En annen næring som trolig vil vokse er blå og grønn hydrogenproduksjon. Dersom hydrogenproduksjonen blir produsert med riktig teknologi vil dette gi en netto klimagevinst.

Kraftmarkedet er som nevnt avhengig av forbruk og produksjon der prosessindustrien har et stort potensial og mulighet for en klimavennlig omleggelse. Prosessindustrien i Norge er en kraftintensiv næring der årlig kraftforbruk ligger på omkring 40 TWh, og er den største enkeltforbrukeren av kraft i Norge (Håvard I. Moe et al., 2021).

Figur 9 viser de 15 største enkeltforbrukerne i prosessindustrien der den totale elektrisitetsproduksjonen er 27 TWh.



Figur 9 Prosessindustriens 15 største enkeltforbrukere

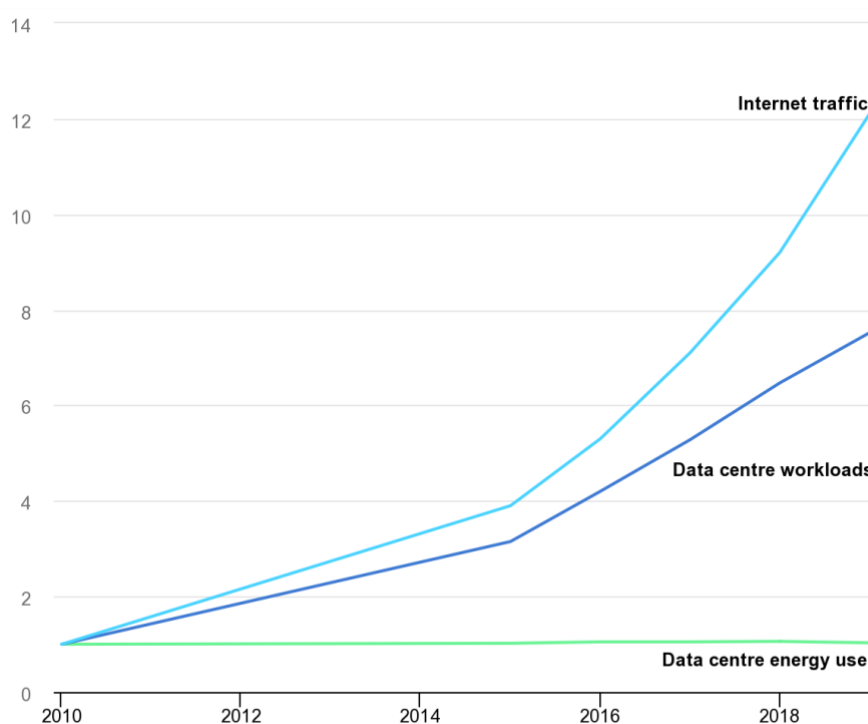
2.6 Ny industri – Litteratur

Ny industri omfatter datasenter, batterifabrikker og hydrogen og neste delkapittel gir en kort innføring i overnevnte.

2.6.1 Datasenter

Datasenter er i ferd med å vokse frem nasjonalt og globalt. Figur 10 gir en oversikt over internettveksten i verden, datasenterlasten og datasenterenergibruken. Y-aksen indikerer indeksverdier der indeks for 2010 er satt til 1. Indeksverdier på 1 vil si at det ikke foreligger noe vekst.

Siden 2010 har antall internettbrukere doblet, mens internettrafikken har økt med en indeksverdi på 12 (IEA, 2020). Datasenterlasten, som er senterets evne til å prosessere data, har økt til en Indeks på 7.5 (Figur 10). Ser man på datasenterets energibruk så vil den være konstant i tidsperioden 2010- 2019. Datasenterets totale strømbehov i verden var 200 TWh i 2019, noe som tilsvarer 1 % av det globale behovet for elektrisitet (IEA, 2020).



Figur 10 Datasenter og nettverk (IEA, 2020)

Datasenter i Norge er en voksende næring med et enormt potensial. Veksten i datasenter avhengig av eksisterende planer og politisk satsning. Potensialet for veksten her i landet skyldes rikelig tilgang på ren elektrisk kraft samt et kjølig klima. Norge har i dag 18- colocation datasentre (Figur 11). NVE anslår at effektbehovet for datasenter i Norge i 2019 er

135 MW (Jarand Hole, 2019). Colocation datasentrene er lokalisert etter en geografisk inndeling der 40 % av kapasitet er i Oslo- området, mens de resterende 60 % av kapasiteten er spredt rundt i Sør- og Midt- Norge (Group, 2020). De seks største aktørene for batterifabrikker i Norge står for om lag 70 % av den totale installerte kapasiteten, der de resterende prosentene er tilknyttet mindre aktører (Group, 2020).



Figur 11 Plassering av norske datasenter (Group, 2020)

2.6.2 Batterifabrikker

Norge er et område som er egnet for batteriproduksjon, der vi har rikelig tilgang ren energi. Tabell 1 er en samling av mulige batterifabrikker i Norge de kommende årene. Det er stor usikkerhet knyttet opp mot hva som er planer og hva som faktisk realiseres.

Tabell 1 Mulige batterifabrikker i Norge

Prosjekt	Partnere	Beskrivelse
Batterifabrikk i Mo i rana  1	Freyr Alussa Energy Acquisition Corp.	Planer om battericelle- produksjon i Mo i Rana. Mo industripark skal det bygges fire fabrikker mot 2025, der det anslås at fabrikken skal gi 43 GWh med battericelleproduksjon innen 2025. Satsningen på batterifabrikken vil gi omkring 1500 nye arbeidsplasser, der produksjonsstart er ventet i løpet av 2022. (Thonhaugen, 2021)
Morrow Batteries Arendal  2	Morrow Batteries Agder energi	Planer om batterifabrikk i Arendal. Fabrikken skal produsere batterier til bil og- skipsindustrien. Skape grønn vekst, samt 2000-2500 nye arbeidsplasser på Sørlandet. (Ditlefesen et al., 2020)
Beyonders Sandnes batterier  3	Equinor, DSD, Arendals Fossekompani, Must Invest	Batterifabrikk i på Kalberg der 125 millioner er skutt inn for å lage batterier av sagflis. Beyonders regner med en fullskala produksjon i 2024 der målet er å produsere titalls tusen battericeller hver dag. (Grøndal, 2021)
Joint initiativ battery (batterifabrikk)  4	Equinor, Hydro, Panasonics	Equinor, Hydro og Pamasonic har planer om en batterifabrikk med oppstart 2025. Området er ikke bestemt (under planlegging)

2.6.3 Hydrogen

Hydrogen er en energibærer og regnes som det letteste stoffet i den periodiske tabell.

Hydrogen eksisterer ikke selv i naturen, det er koblet til andre grunnstoffer som karbon i planter, petroleum og naturgass eller vann som er festet til oksygen (Platzer and Sarigul-Klijn,

¹ Batterifabrikk i Mo i rana (bilde: <https://energiteknikk.net/2019/10/siemens- og-freyr-med-batteri-avtale/>)

² Batterifabrikk i Arendal (bilde: <https://www.at.no/transport/541522>)

³ Batterifabrikk i Sandnes (bilde: <https://e24.no/naeringsliv/i/weK0a4/batteriselskapet-beyonders-skall-bygge-ny-fabrikk-ogsaa-de-vil-trolig-til-kalberg>)

⁴ Joint initiativ batterifabrikk (bilde: <https://e24.no/det-groenne-skiftet/i/JJIWm7/kjemper-om-equinors-hydros-og-panasonics-batterifabrikk-hadde-vaert-enormt-viktig>)

2021). Hydrogen er som nevnt en energibærer og er avhengig av en energikilde for å separere seg fra sin kjemiske forbindelse. Hydrogen kan fremstilles grått, grønt eller blått. Grått hydrogen er reformering av naturgass. Blått hydrogen er reformering av naturgass med CCS og grønt hydrogen er elektrolyse av vann produsert fra fornybar energi.

Hydrogen har gode muligheter for å lagre store mengder energi over lengre tid, sammenlignet med batterier. Hydrogen kan lagres fysisk eller material- basert. Først nevnte kan lagres som; komprimert hydrogen, flytende hydrogen eller en kombinasjon av komprimert hydrogen og avkjølt hydrogen. Material- basert lagring kan være; metallhybrider eller kjemisk lagring. Den vanligste formen for lagring er fysisk lagring som både er mest moden og mest kostnadseffektiv (Platzer and Sarigul-Klijn, 2021). Hydrogen består av små H_2 – molekyler der det kreves spesialbygde tanker for å unngå lekkasje og eksplosjon.

Hydrogen har lav volumetrisk tetthet, og lagres normalt mellom 350-700 bar. Dersom man ønsker en bedre utnyttelse av lagringen kan hydrogengassen omdannes slik at den blir flytende. Flytende H_2 krever enten høyt trykk eller lav temperatur, på grunn av at hydrogen fordamper ved - 253 °C under atmosfærisk trykk (Hallgeir Horne 2019).

Hydrogen som energibærer er en viktig brikke for at vi skal bli klimanøytrale i 2050. Hydrogen har mange anvendelsesområder, der teknologi og innovasjon står sentralt. Hydrogen kan brukes i biler, busser, trucker, lastebiler, maritim transport, jernbane, industri og luftfart. Transportsektoren står for 31 % av det norske klimagassutslippene der over halvparten av disse er knyttet til veitrafikken (Miljødirektoratet, 2020). Hydrogenbiler er et utslippsfritt alternativ til de konvensjonelle fossile bilene på markedet. Bilene benytter seg av en brenselcelle (PEM- brenselcelle) som produserer elektrisk strøm fra hydrogen, hvor strømmen brukes til å drive en elektrisk motor.

Hydrogen i lastebiler er felt som satses på, der det foreligger muligheter og utfordringer. Lang rekkevidde taler for at hydrogen vil være en god løsning for en mer bærekraftig transportsektor. Hydrogen i maritim transport er under utvikling, der det foreligger planer og mulige prosjekter. Tabell 2 gir en oversikt over mulige hydrogenprosjekter i maritim transportsektor. Oppstarten av prosjektene og hva som realiseres er usikkert og ikke tatt høyde her. Tabell 2 belyser ulike anvendelser hydrogen har i maritim sektor.

Tabell 2 Hydrogenprosjekter i maritim transport, basert på tilsendt skriv (Wilhelmsen, 2021)

Prosjekter	Partnere	Beskrivelse
Topeka- To hydrogendrevne frakteskip  5	Wilhelmsen- gruppen	Bygge to hydrogendrevne frakteskip som skal kunne seile inntil 750 kilometer utslippsfritt, ved hjelp av brenselceller for hydrogen på 3 megawatt kombinert med batterier på 1000 kilowattimer. Fra 2024 skal to hydrogendrevne skip frakte gods mellom Kristiansund og Stavanger. • Drift 2024
Danskefergen på Hydrogen (drift 2027)  6	DFDS, Ballard, Hexagon Purus, Lloyds Register, Ørsted med flere	Målet er å drive den med en brenselcelle på 23 megawatt. Hydrogentankene på den nye fergen skal ha en kapasitet på 44 tonn. Dette vil redusere CO₂- utslippene med 64.000 tonn i året. Hydrogenet skal produseres med havvind fra Ørsted. • Drift 2027
Hydrogendrevet katamaranfartøy  7	Flakk international og Brødrne Aa	Utvikle og pilotere et hydrogendrevet, nullutslipps katamaranfartøy for kombinert passasjerer og biltransport. Pågående PILOT- E prosjekt Hellesylt Hydrogen Hub vil sikre leveranser av grønt hydrogen. • Tildelt- Pilot- E støtte i 2020
Vestfjordsambandet på hydrogen  8		Regjeringen har bestemt at det fra 2024 vil det stilles krav om at fergesambandet på Vestfjorden i Nordland skal bruke hydrogen som drivstoff. • Drift 2024
Seashuttle  9	Arena Ocean Hyway Cluster	Utvikle to mindre, hybride containerskip som skal gå i rute mellom Polen og Norge. Skal seile utslippsfritt 20 prosent av tiden, i hovedsak i Oslofjorden. • Ukjent når det er operativt

Neste kapittel redegjøres metoden og forutsetninger som ligger til grunne for å kunne simulere kraftprisen i Balmorel- modellen.

⁵ Topeka hydrogendrevne frakteskip (bilde : <https://www.tu.no/artikler/bygger-forste-hydrogendrevne-frakteskip/501401>)

⁶ Danskebåten hydrogen (bilde <https://e24.no/det-groenne-skiftet/i/vAlJd5/dfds-vil-drive-danskebaaten-med-hydrogen-fra-2027>)

⁷ Hydrogen drevet katamaranfartøy (bilde : <https://www.tu.no/artikler/denne-baten-kan-bli-en-game-changer/414047>)

⁸ Vestfjordsambandet (bilde : <https://www.energinorge.no/fagomrader/fornybar-energi/nyheter/2020/regjeringen-krever-hydrogenferge-pa-vestfjorden/>)

⁹ Seashuttle hydrogen (bilde : <https://www.hyon.no/projects>)

3 Metode og datagrunnlag

3.1.1 Balmorel - viktige momenter

Balmorel er en partiell likevekts energimodell for samtidig optimalisering av produksjon, overføring og forbruk av elektrisitet og varme der man antar perfekt konkurransedyktig marked (Ravn et al., 2001). Perfekt konkurranse vil si at prisen i markedet bestemmes av tilbud og etterspørsel. Modellen er en åpen kilde, hvilket betyr at offentligheten har mulighet for å modifisere den etter eget behov og ønske. Modellen er det lett å tilpasse og har god funksjonalitet der det er mulig å supplere med tillegg. Ved hjelp av programmering kan man legge inn tillegg som for eksempel hydrogen og elektriske kjøretøy. Dette gjør modellen robust og fleksibel for endringer.

Balmorel sin etterspørselsside består av teknologier, beregnet forbruk der idriftsetting og avvikling defineres som eksogene variabler (Wiese et al., 2018). Etterspørselssiden består av valgte teknologier med ulike, brenselkostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader, forventet levetid samt ulik miljøpåvirkning. Modellen er som sagt fleksibel, der man kan foreta lang- og kortsiktige analyser. Langsiktige kan være endogene investeringer som strekker seg over flere år (eks varmepumpe). Kortsiktige analyser kan være et år med timevis intervaller.

Balmorel er en hierarkisk modell der den geografiske inndeling går fra bred til smal inndeling; land, region og til område. Det første laget omfatter datainput som; politikk, bærekraftige mål, resursbegrensinger og brenselkostnader. Land- laget blir ofte benyttet som et lag som oppsummerer resultatene. Regionlaget tar for seg elektrisitetsetterspørselen og overføringer/flyt mellom regionene. Det siste laget tar for seg fjernvarmbelasting på arealnivå og lokale ressurser som vind og vann (Wiese et al., 2018). En region kan eksempelvis deles inn i to områder der man skiller mellom landbasert vind og havvind. I Norge har vi fem regioner NO1, NO2, NO3, NO4 og NO5 som strekker seg fra Kristiansand i sør til Tromsø i nord.

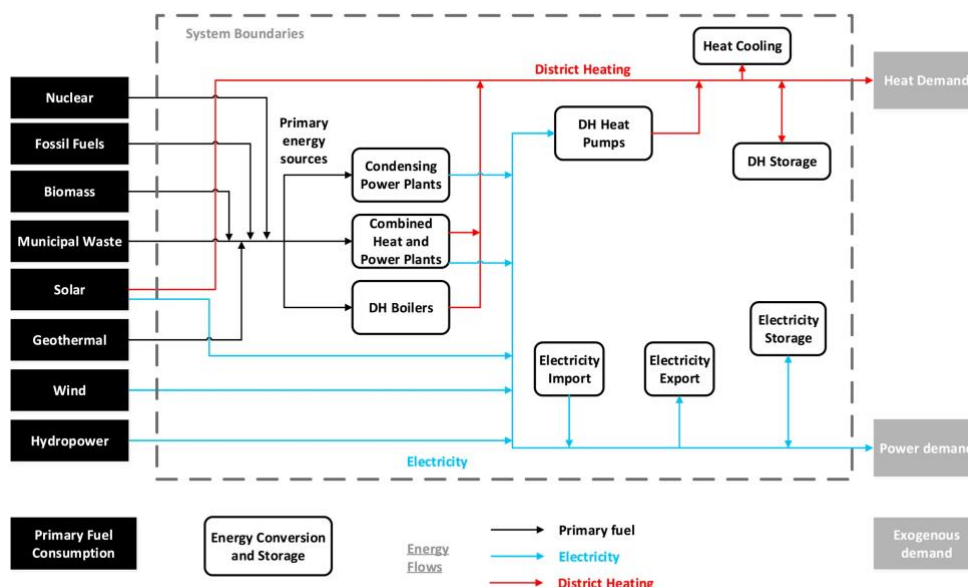
Balmorel- modellen er hierarkisk der tidsoppløsningen deles inn i år, uker og timer.

Energimodellen omfatter 52 uker i et år, der en normal uke omfatter 168 timer.

I modelleringen har vi foretatt en forenkling ved å benytte 144 timer i en uke, som medfører at vi sparer modellen beregningstid. Simuleringen som er foretatt er omfattende der analyseperioden strekker seg over 30 år.

Modellen kan kjøres i fire forskjellige moduler; Kortsiktig (balbase1), kortsiktig(balbase2), Sesong(balbase3) og rullende horisont (balbase4.) De ulike modulene har forskjellige optimalisering avhengig av tilgjengelig data og hvordan man velger å bygge opp modellen. Modulene har ulike spesifisering som gir informasjon om fremtidens elektrisitet, fjernvarmesektor, politikk og avgifter. Balbase1 modulen kjører kortsiktige operasjoner, der optimaliseringsperioden er på ett år (kortsiktig) eller mer, der man antar perfekt fremsyn i modellåret. Optimaliseringen inkluderer ikke endogene investeringer i produksjon og overføringskapasitet. Denne modulen benytter seg av eksogene brukerspesifiserte parametere som baserer seg på brukerens antagelser og utviklingen av energisektoren, klima og energipolitikk. Balbase2 benytter seg også av en modellhorisont på ett år eller mer. Den skiller seg fra balbase1 ved at modulen inkluderer endogene investeringer for produksjon og overføringskapasitet. I likhet med den andre modulen er det også mulig med optimalisering av sesong lagring. Balbase3 er relativt lik som balbase1, men har en optimaliseringsperiode på en sesong. Denne modulen skiller seg fra balbase1 ved at den har høyere oppløsning, og egner seg for langsiktige og kortsiktige studier av sesongmessige scenarioer. Balbase4 skiller seg fra Balbase1 og Balbase2 ved at det tar for seg en optimeringsperiode som strekker seg over en periode mer enn ett år. Denne modulen tar i bruk en rullende horisont tilnærming, som vil si at man ser på kommende år med sekvenser som overlapper hverandre. Balbase4 benyttes for å predikere elektrisitetsprisen for de kommende årene (Wiese et al., 2018).

Figur 12 viser metodisk hvordan Balmorel- modellen er bygd opp. På den venstre siden har vi tilbudet for ulike teknologier som er endogene. Tilgjengelige energikilder krysser systemgrensen der noen energikilder går på varmenettet, mens andre går direkte til el- nettet. Svarte streker representerer primære drivstoffet, mens røde streker representer det som går på varmenettet. De grå boksene til høyre i figuren viser varme og kraft etterspørselen og er output data i modellen.



Figur 12 Balmore kjernestruktur (Wiese et al., 2018)

3.1.2 Litteratursøk og datainnsamling

I denne studien har jeg benyttet meg av kvantitativ metode for å besvare den valgte problemstillingen; *Hvordan vil energimiksen og endringer i kraftforbruk i Norge og Norden bli frem mot 2050, og hvordan vil dette påvirke prisvolatiliteten og prisutviklingen?* For svare på problemstillingen har jeg valgt å benytte meg av Microsoft Excel som verktøy for datainnsamling. Excel- modellen består av data hentet fra diverse markedsrapporter, avisartikler og vitenskapelige kilder.

Excel- modellen viser vekst i kraftforbruket i Norge fordelt på følgende sektorer; Industri, Ny Industri, Varme, Transport, EL- sokkel og forbruk- effektivisering. Sektorene sin vekst i forbruk er delt inn i tre tidsperioder 2030, 2040 og 2050. Den første tidsperioden er 2020-2030, den andre er 2030-2040 og den i siste er 2040-2050. De nevnte tidsperiodene ble delt inn etter Nord Pool sine prisområder; NO1, NO2, NO3, NO4 og NO5. Alle sektorene viser vekst i kraftforbruket frem mot 2030, 2040 og 2050. Prisområdene gir opplysninger om hvilke geografiske områder som opplever størst forbruksvekst. Dataen som er samlet inn er basert på en rekke antagelser og forenklinger, der usikkerheten øker jo lenger ut i analyseperioden man kommer. Kraftforbruket er i endring, der jeg med stor sikkerhet kan si at forbruket øker. Hvor stor grad denne økningen er, avhengige av mange faktorer. I denne oppgaven har jeg lagt frem

mulig forbruksvekst i Norge frem mot 2050 basert på eksisterende litteratur og planer jeg hevder har potensiale. Datamaterialet i Excel- arket skal videre brukes som Input- data i Balmorel- modellen. Energimodellen skal simulere fremtidige kraftpriser for ulike geografiske områder. Metoden min for datainnsamling gjør at man finner fremtidig kraftforbruk for både prisområde og tidsperiode.

3.1.3 Forutsetninger for modellbygging

Industri

Excel- modellen består av seks sektorer der det foreligger antakelser per sektor.

Industrisektoren i modellen omfatter nye anlegg (Aluminium, bioraffinering, silisiumlegeringer, etylen, anodeproduksjon), Hydrogen og CCS (Brevik Norcem).

Forutsetninger for veksten i denne sektoren er basert på eksisterende og fremtidige planer som kan realiseres.

Hvilke prissoner som det vil forekomme vekst i er svært usikkert (hva som bygges nytt, oppgraderinger i eksisterende planer og hva slags industri som faller bort). Vurderinger er basert på hvor industrien er i dag og hvor veksten trolig vil være i årene som kommer. I denne kategorien er planene delt inn i prisområder som gjør det lett å fordele veksten på 2030, 2040 og 2050. For nye anlegg, hydrogen og CCS har jeg lagt til en potensiell forbruksvekst som jeg hevder er realistisk. Jeg har blant annet lagt inn en ekstra vekst i hydrogen mot slutten av analyseperioden (grønt hydrogen). Det er usikkert når grønt hydrogen kommer med en lavere kostnad enn blått hydrogen.

Ny industri

Ny industri omfatter datasenter og serverparker, batterifabrikker og syntetisk brensel.

For å kartlegge potensiell vekst i datasenter tok jeg utgangspunkt i regjernings rapport om «Ringvirkningsanalyse av gjennomførte og potensielle etableringer».

Datasenter og serverparker

For å kartlegge datasenter i Norge så jeg på ulike scenarioer der jeg benyttet en markedsvekst på 18 % (Group, 2020

). Veksten i datasenter har jeg valgt å dele inn i tre scenarioer;

- **Scenario 1** - Bruker renters rente formel for å si noe om fremtidig vekst (markedsvekst på 18 %).
- **Scenario 2** - Lineær markedsvekst på 18 %.
- **Scenario 3** - Vekst på 18 % frem mot 2030, vekst på 10% frem mot 2040 og en vekst på 10 % mot 2050.

Under modelleringen i Excel kom det frem at scenario 1 ga en stor overestimering av datasenter, mens scenario 2 var noe lavt. Ut ifra dette landet jeg på scenario 3 som baserer seg på egne antakelser med en vekst på 10% frem mot 2040 og 2050 og en markedsvekst på 18 % det første tiåret. I modelleringen forutsetter jeg at veksten i datasenter vil være størst i de områdene der det allerede er etablert datasentre fra før. Veksten i datasenter antar vi er størst i de områdene (prissonene) det allerede er etablert sentre. I min analyse har jeg sett på en generell markedsvekst, der vi ikke skiller mellom ulike typer datasentre (colocation, edge og hyperscale).

Batterifabrikker

Kartleggingen av fremtidige batterifabrikker i Norge er det heftet stor usikkerhet til, hva som realiseres og hvilke prosjekter som er rene luftslott. I metoden min har jeg sett på mulige batterifabrikker som kan settes i drift innen 2050 og fordelt dette på prisområder. I min modell har jeg gjort et grovt anslag over prosjekter jeg hevder kan realiseres innenfor den gitte analyseperioden. Stor usikkerhet, lite konkrete planer og tall om hvordan utviklingen vil være mot 2050. I min modellering har jeg inkludert batteriprosjekter som Freyr (Mo i Rana), Morrow batterier (Arendal), Beyonders (Sandnes), Elkem (Herøya) og joint batteri initiativ. Sistnevnte prosjekt er et samarbeid mellom hydro, Panasonic og Equinor der omfang og hvor prosjektet skal være er usikkert. Med utgangspunkt i disse fem batterifabrikkene har jeg foretatt et grovt anslag av veksten basert på tenkt størrelse og tenkt drift av fabrikkene.

Syntetisk brensel

For syntetisk brensel bruker jeg samme forbruksvekst som prosess²¹. I modellen velger jeg å fordele veksten i prissoner der veksten er knyttet til demografien i prisområdet. Dette vil si at prisområder der befolkningsandelen er stor vil oppleve størst vekst.

Varme

Varme- markedet innebærer sektorer som husholdninger, tjenesteytende næringer og industri. Denne sektoren utgjør en liten del av den totale stipulerte forbruksveksten. Bakgrunn for liten

vekst i denne sektoren skyldes at Norge har en stor andel elektrisk energi som benyttes til oppvarming. I denne oppgaven forutsettes en vekst på 3 TWh frem mot 2050 fordelt på 2030, 2040 og 2050. Videre forutsettes en vekst i varme- forbruket på 2 TWh frem mot 2030, hvor resterende mengde fordeles likt på 2040 og 2050. Til slutt fordeles forbruksveksten på prissoner, fordelt etter demografi. Årsaken til størst vekst frem mot 2030 er planer om at varmesentraler på olje, kull og gass erstattes med elektriske varmepumper.

Transport

Transportsektoren er delt inn i full elektrifisering av veitransport og full elektrifisering av sjøtransport. Elektrifisering av veitransport omfatter elektrifisering av; varebiler, bybusser, andre busser, tunge kjøretøy, lette kjøretøy og elektrifisering av 2,7 millioner personbiler. En full elektrifisering av sjøtransport omfatter; elektrifisering av fergetransport, banetransport og landstrømsanlegg til forsyning og hydrogen til all norsk langveis sjøtransport. I Excel- arket er prisområdene sortert etter total elektrifisering (full elektrifisering veitransport samt full elektrifisering sjøtransport). I likhet med varme- sektoren har jeg valgt en demografisk tilnærming. Her antar jeg at den samlede veksten for veitransport og sjøtransport fordeler seg i størrelsesorden etter de prisområdene der befolkningen er størst. I modelleringen min velger jeg å benytte meg av en konstant befolkningsvekst for Norge gjennom hele analyseperioden. Jeg velger befolkning ved inngangen av 2020 som tilsvarer 5 367 580 mennesker.

El- sokkel

I denne kategorien antar man en full elektrifisering av norsk sokkel mot 2030 og 2040. Jeg antar at det ikke er noen form for elektrifisering i tidsrommet 2040-2050. Elektrifisering av sokkel skiller seg fra industri på land og kraft fra land. I tillegg til dette har vi tatt med elektrifiseringstiltak for transport, maskiner, og ikke- kvotepliktig industri fra klimakur. I min analyse har jeg valgt en gjennomføringsgrad på 30 % i 2030 og 2040. 30 % gjennomføringsgrad virker realistisk med tanke på at deler av industrien vil legges ned. I Excel- arket har vi samlet elektrifiseringstiltakene sin vekst inn i prisområder, som gjør det enkelt å kalkulere i hvilke prisområder veksten kommer. Det er logisk at veksten vil være størst i prisområder som allerede har mye industri, som i dette tilfellet er prisområde NO1 (Sør- Sørvest- Norge).

Forbruk - effektivisering

Forbruk – effektivisering omhandler en sekkebetegnelse for alle former for el- effektivisering som ikke dekkes av det øvrige. I modellen min regnes sekkeposten som elektrifiseringstiltak som gjør at forbruket reduseres (minus). Sekkeposten omfatter nedleggelse av ikke lønnsom industri fordelt på tidsperioden 2030, 2040 og 2050. Jeg antar at det legges ned 5TWh mot 2030, 5 TWh mot 2040 og 5 TWh mot 2050. Industriavvikling og el- sparing i byggesektoren utgjør til sammen den største andelen i sekkeposten.

De andre nordiske landene som Finland, Danmark og Sverige vil også oppleve en forbruksvekst mot 2050. Forbruksveksten i Norge frem mot 2050 baserer seg på en rekke antagelser som er beskrevet ovenfor. I Excel- arket om kraftforbruket kom jeg frem til følgende forbruksvekst;

- 19 % vekst (2020-2030)
- 41 % vekst (2030-2040)
- 56 % vekst (2040-2050)

Forbruksveksten for de andre nordiske landene vil trolig øke, men usikkerheten er stor. Jeg har i denne studien valgt å legge inn samme forbruksvekst (%) som jeg har kommet frem til i Norge, for de andre nordiske landene. Videre har jeg fordelt forbruksveksten på prisområder, der jeg har nøklet ut forbruksveksten med bakgrunn i befolkningen i de ulike prisområdene (Tabell 3). Forbruksveksten er fordelt etter prissoner (Tabell 3), der Finland skiller seg fra de andre landene ved at de kun har én prissone FI.

Tabell 3 Befolkning per Prissone

Sverige	
Prissone	Befolkning
SE1	249 614
SE2	850 887
SE3	6 614 213
SE4	2 758 547
Sum	10 473 261
Danmark	
DK1	3 133 755
DK2	2 672 738
Sum	5 806 493

Den kvantitative metoden som er beskrevet, legger grunnlaget for Balmorel- simuleringer. Jeg har i denne studien foretatt en rekke simuleringer og valgt den simuleringen som er mest realistisk. I Balmorel- simuleringen har vi valgt følgende tre scenarier; Reference_StrictNO, High_Demand_StrictNO og High_Demand_relaxNO som senere blir beskrevet.

I metoden ovenfor beskriver jeg hvordan jeg har kommet frem til kraftforbruk for de nordiske landene der jeg har fordelt forbruk på prissoner. Dataene jeg har samlet inn benyttes videre til å kjøre simuleringer i Balmorel- modellen. Balmorel- modellen gir oss blant annet kraftpriser der vi forutsetter følgende CO₂ – pris.

- 2020: 22 € /tonn
- 2030: 75.2 € /tonn
- 2040: 105.2 € /tonn
- 2050: 127.8 € /tonn

(Wråke et al., 2016)

I neste kapittel presenteres resultatene der kraftforbruk, prisvolatilitet og prisutvikling er sentrale temaer som svarer på den valgte problemstillingen.

4 Resultater

Denne studien omfatter ulike modellsimuleringer der vi benytter oss av energimodellen Balmorel. Modellen kjøres med ulike forutsetninger der vi i denne studien har valgt følgende scenarier;

0. Reference_StrictNO,
1. High_Demand_StrictNO
2. High_Demand_relaxNO.

Reference_StrictNO

Dette er basis- scenariet hvor elektrisitetsforbruket er tilnærmet konstant fra 2020 til 2050. I dette scenariet er ikke landbasert vind velkommen med bakgrunn i den politiske motstanden.

High_Demand_StrictNO

Dette scenariet tar for seg økende forbruksvekst med utgangspunkt i egne antakelser.

Scenariet bruker samme antagelser som basis- scenariet der landbasert vind har et begrenset potensial.

High_Demand_relaxNO

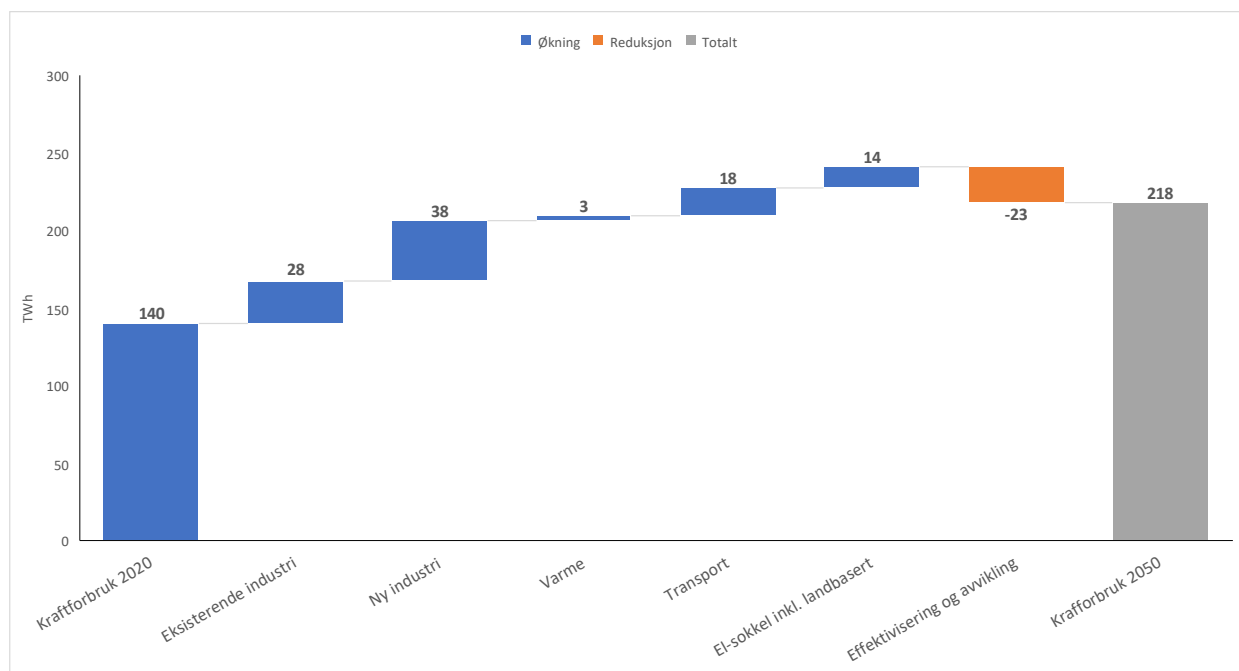
I dette scenariet er det også inkludert egne forbruksfremskrivninger som nevnt i metodekapittelet. I High_Demand_relaxNO vil landbasert vind potensialet være sammenlignbart med Sverige. Dette scenariet tar for seg en økende forbruksvekst samt at det investeres mer i landbasert vind. Modellen viser at det er mer kostnadseffektivt med landbasert vind i Norge og leder til en stor produksjonsøkning.

Null- scenariet, Reference_StrictNO, er i hovedsak brukt som referanse for å tolke scenario 1 og 2.

4.1 Forbruksvekst i Norge fordelt på sektorer - inndata

Nedenfor vises prognose for forbruk som er input til datamodellen Balmorel.

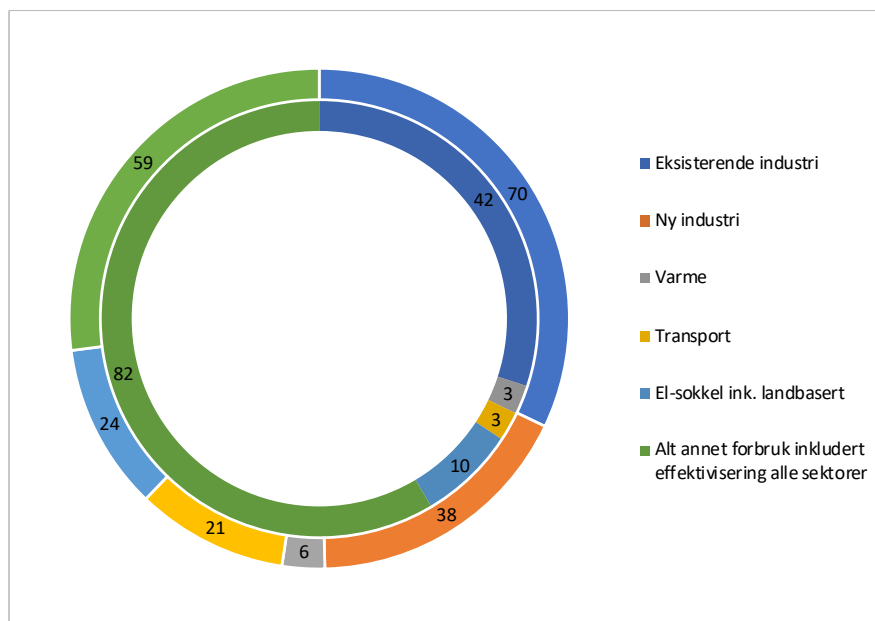
Figur 13 viser endringen i kraftforbruk i Norge frem mot 2050 med forutsetningen som er beskrevet i metoden. Vi ser at eksisterende industri omfatter en vekst i eksisterende industri på 28 TWh. Ny industri omfatter næringer som; datasenter, batterifabrikker og syntetisk brensel. Ny industri er en sektor som har rikelig mulighet for vekst dersom vi skal nå målet om netto nullutslipp i 2050. Ny industri antas å vokse med 38 TWh frem mot 2050. For transportsektoren i Norge har vi lagt til grunn en vekst på 18 TWh. Denne veksten omfatter full elektrifisering av veitransport og full elektrifisering av sjøtransport. For el- sokkelen regner vi med en forbruksvekst på 14 TWh mot 2050. Effektivisering og avvikling av næring og industri i alle sektorer inngår i sekkebetegnelsen “Effektivisering og avvikling”. Sekkeposten omfatter all effektivisering og avvikling, og gjør at kraftforbruket minker med 23 TWh.



Figur 13 Forventede endringer i kraftforbruk i Norge 2050 per sektor

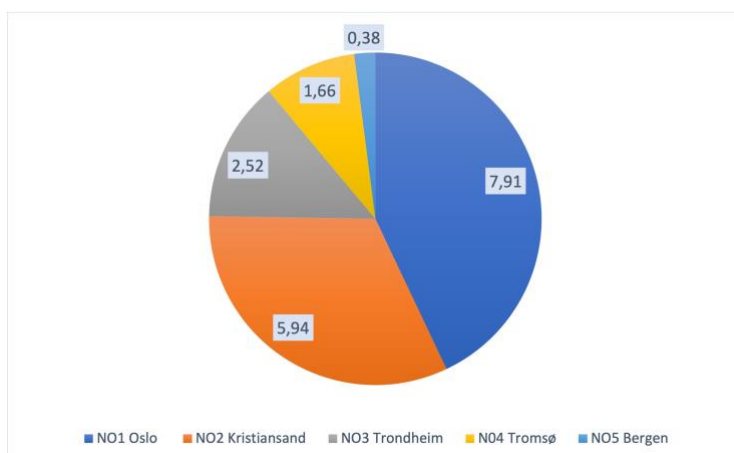
Figur 14 viser endringer i kraftforbruk for Norge, der den innerste ringen er kraftforbruk i 2020 og den ytterste ringen er kraftforbruk i 2050. Vi ser at Ny industri er den næringen der forbruksveksten er størst, etterfulgt av eksisterende industri og transport. For ny industri vil forbruksveksten i 2050 være 38 TWh, mens forbruksveksten i eksisterende industri vil være

28 TWh. Transportsektoren opplever en elektrifisering mot 2050 der vi regner med en forbruksvekst på 18 TWh. Ny industri er den sektoren som vokser mest der vi anslår en forbruksvekst på datasenter på 20 TWh og batterifabrikker på 8,5 TWh frem mot 2050.



Figur 14 Kraftforbruk i Norge i 2020 og 2050

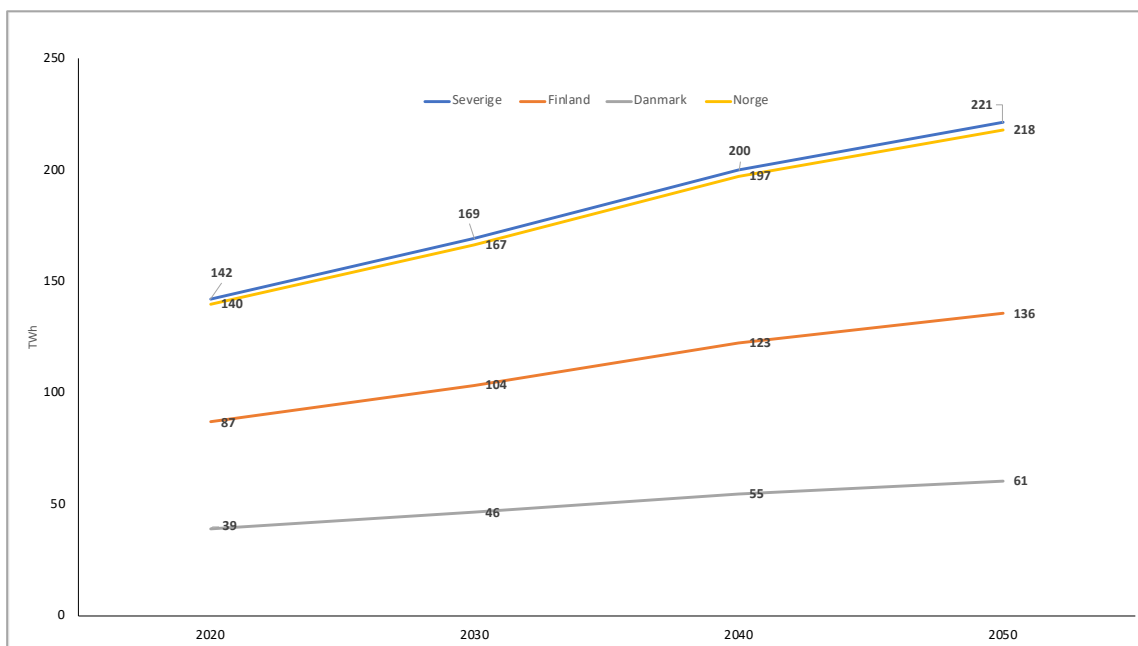
Figur 15 viser kraftforbruket i transportsektoren i Norge i 2050 fordelt per prisområde. Her ser vi at prisområde NO1 og NO2 står for 55 % av kraftforbruk i 2050. NO3 Trondheim er det prisområdet med tredje høyest forbruksvekst og utgjør 14 % av den totale kraftveksten i denne sektoren. NO4 Tromsø vil stå for 1,7 TWh forbruksvekst som tilsvarer 9 % av den totale forbruksveksten. NO5 Bergen er forbruksveksten 0,4 TWh frem mot 2050 og er den prissonen med lavest forbruksvekst.



Figur 15 Vekst i forbruk transportsektoren 2050

4.2 Forbruksvekst i Norden fordelt på sektorer - inndata

Figur 16 viser kraftforbruket i Norden frem mot 2050 under antakelse at veksten i de andre nordiske landene er den samme som har kommet frem for Norge. Sverige og Norge har relativt like forbruk gjennom og er de nordiske landene med høyest kraftforbruk. Finland er det landet med tredje størst kraftforbruk i Norden etterfulgt av Danmark der kraftforbruket er 39 TWh i 2020.

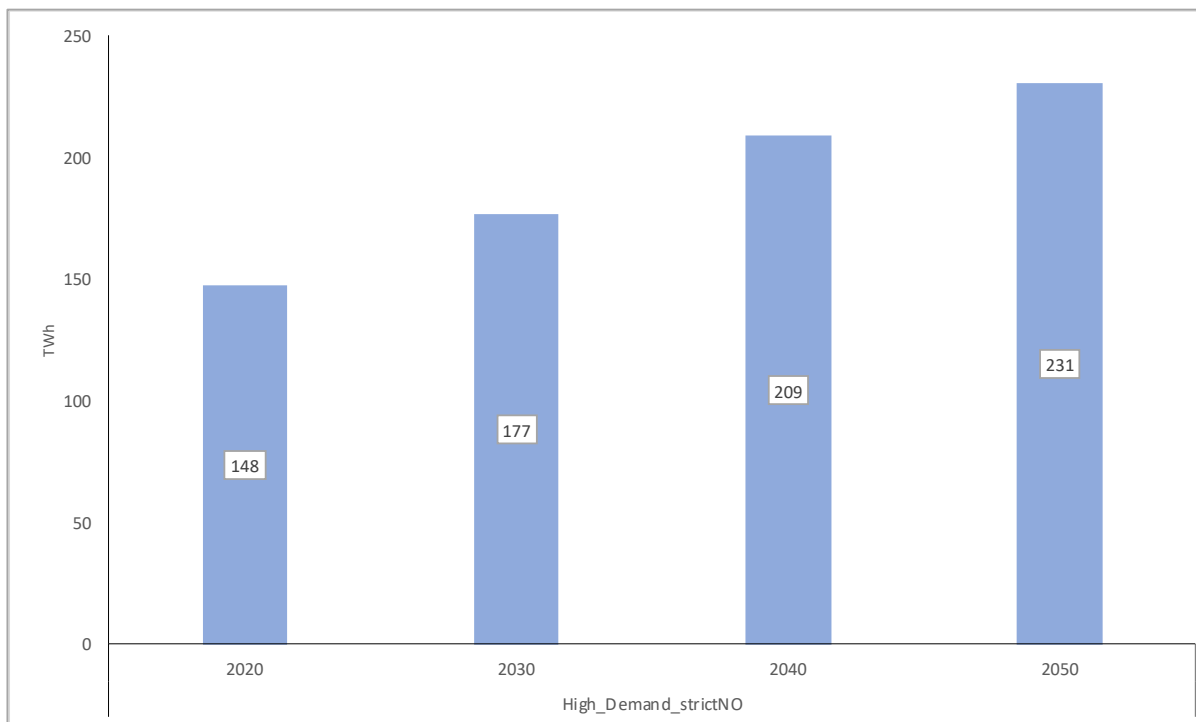


Figur 16 Kraftforbruk for Norden med utgangspunkt i Norsk forbruksvekst frem mot 2050

4.3 Forbruksvekst i Norge – High_Demand_StrictNO

Balmorel tar utgangspunkt i inndata og legger på 5 % i transmisjonstap, samt 1 TWh for endogen etterspørsel i fjernvarmesektoren i Norge. Forbruk her kan da forstås som forbruk sett fra kraftprodusents ståsted.

Figur 17 viser kraftforbruket frem mot 2050 gitt ved High_Demand_StrictNO scenariet. Forbruksfremskrivninger øker jevnt frem mot 2050 der modellsimuleringen gir oss et kraftforbruk på 231 TWh i 2050. Det siste tiåret vil forbruksveksten være lavere enn de foregående ti-årene der vi har en vekst i forbruk på 10,50 %.



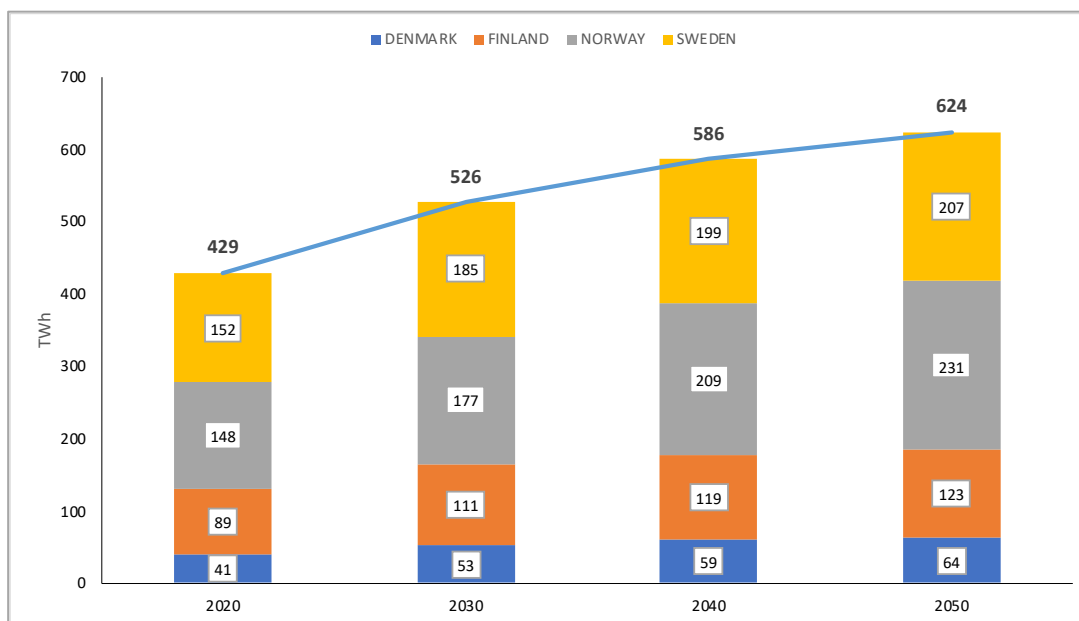
Figur 17 Kraftforbruk Norge 2020- 2050

4.4 Forbruksvekst i Norden – High_Demand_StrictNO

Figur 18 viser kraftforbruket for Norge, Sverige, Danmark og Finland.

High_Demand_StrictNO scenariet er basert på endringer i forbruket der vi har laget egne forbruksfremskrivninger for Norge, Sverige, Finland og Danmark. Norge sitt kraftforbruk i 2020 er 148 TWh og vokser til 231 TWh i 2050, hvilket tilsvarer en total vekst på 56 %.

Sverige sitt kraftforbruk er større enn Norge sitt per 2020 og vil oppleve en mindre forbruksvekst. Finland sin forbruksvekst antas å øke fra 89 TWh til 123 TWh i tidsintervallet 2020- 2050. Danmark er det landet i Norden med lavest kraftforbruk for samtlige år mellom 2020 og 2050.



Figur 18 Kraftforbruk i Norden 2020- 2050

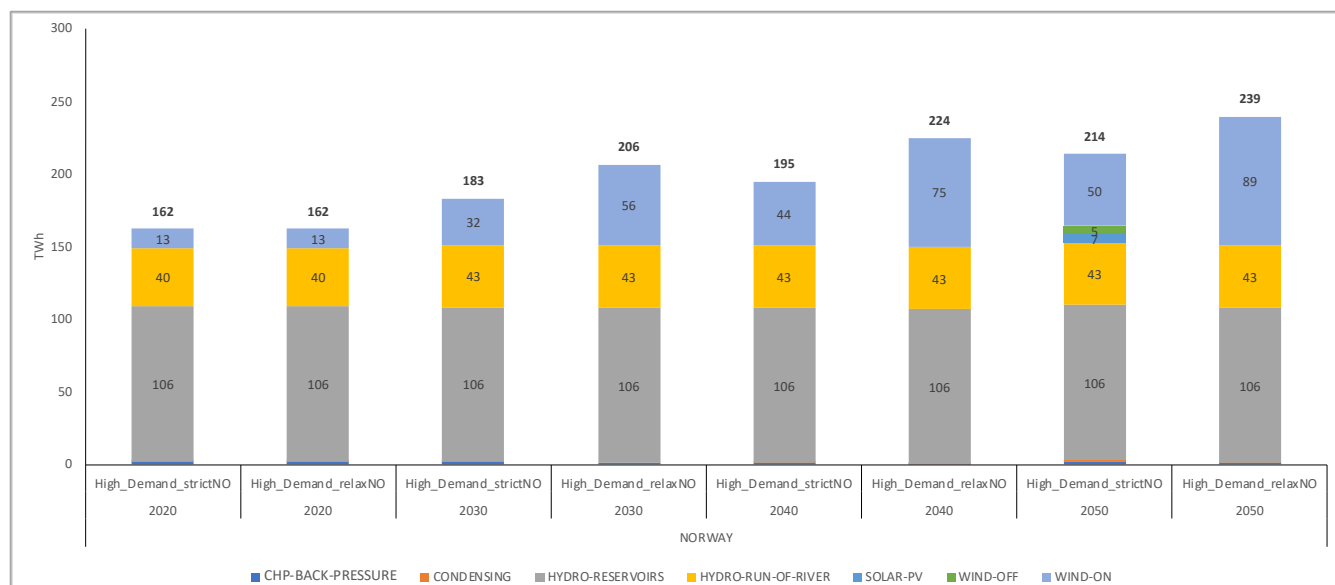
Kraftforbruket i Norden er i endring der økende etterspørsel etter kraft dekkes av ny kraftproduksjon. Øker kraftforbruket så må kraftproduksjonen dimensjoneres slik at kraftsystemet har evnen til å øke kraftproduksjon i takt med forbruksveksten.

4.5 Kraftproduksjon i Norge - High_Demand_StrictNO

Kraftproduksjonen i Norge er preget av en stor andel regulerbar vannkraft. Produksjonen er avhengig av tilbud og etterspørsel, der vi antar at produksjonsveksten og forbruksveksten begge øker proporsjonalt. Norge sin kraftproduksjon fra vannkraft tilsvarer 139 TWh i 2020 som tilsvarer 90 % av den totale produksjonen i landet. Vannkraftproduksjonen i vår simulering øker med 3 TWh frem til 2030 for begge scenariene (Figur 19). En økning i produksjon kan knyttes til opprusting og utvidelse. I de resterende årene frem mot 2050 flater veksten ut, som vil si at vi ikke får noen produksjonsøkning etter 2030. Vindkraften utfyller den regulerbare vannkraften, som medfører god fleksibilitet i kraftsystemet. I Figur 19 ser vi at landbasert vindkraft øker for begge scenariene fra 2020 til 2050, der High_Demand_relaxNO er vinneren. Dette scenariet vil samlet sett gi en markedsvekst som er 62 % større enn High_Demand_StrictNO scenariet for hele tidsperioden.

Havvind er en teknologi som per dags dato ikke er lønnsom uten subsidiering. I denne simuleringen legger vi til grunn en kraftproduksjon fra havvind på 5 TWh i 2050. Vindkraft

på land har fått mye oppmerksomhet det siste året, der vi ser en økende motstand. Solkraft er, i likhet med vindkraft, en uregulerbar energikilde i endring og vi regner med en solcelleproduksjon på 7 TWh i 2050 for High_Demand_StrictNO scenariet. Figur 19 ser vi to ulike scenarier på kraftproduksjon i Norge, der vindkraften varierer frem mot 2050.



Figur 19 Kraftproduksjon i Norge med utgangspunkt i valgte scenarier

4.6 Kraftproduksjon i Norden - High_Demand_StrictNO og High_Demand_relaxNO

Figur 20 viser mulig kraftproduksjonen for de nordiske landene, Danmark, Finland, Norge og Sverige i tidsperioden 2020-2050. Danmark er det landet i Norden med lavest kraftproduksjon for hele tidsperioden. Danmark øker kraftproduksjonen fra 41 TWh i 2020 til 86 TWh i 2050. Energimiksen i Danmark per 2020 er preget av landbasert vind og havvind, der landbasert vind er det som per dags dato er lønnsomt uten subsidiering. Landbasert vind vil vokse fra dagens nivå på 10 TWh til 61 TWh i 2050 i Danmark.

Finland har en energimiks med mye regulerbar kjernekraft og utgjorde 30 % av elektrisitetsproduksjonen i 2020. Kjernekraftproduksjonen øker fra 24 TWh til 39 TWh i tidsrommet 2020-2030. I 2030 er kjernekraftproduksjonen på sitt høyeste og utgjør 43 % av elektrisitetsproduksjonen i Finland. De resterende årene mot 2050 ser er vi en nedgang i kjernekraften ettersom mange av anleggene når sin tekniske levetid på 30 år. I 2050 vil

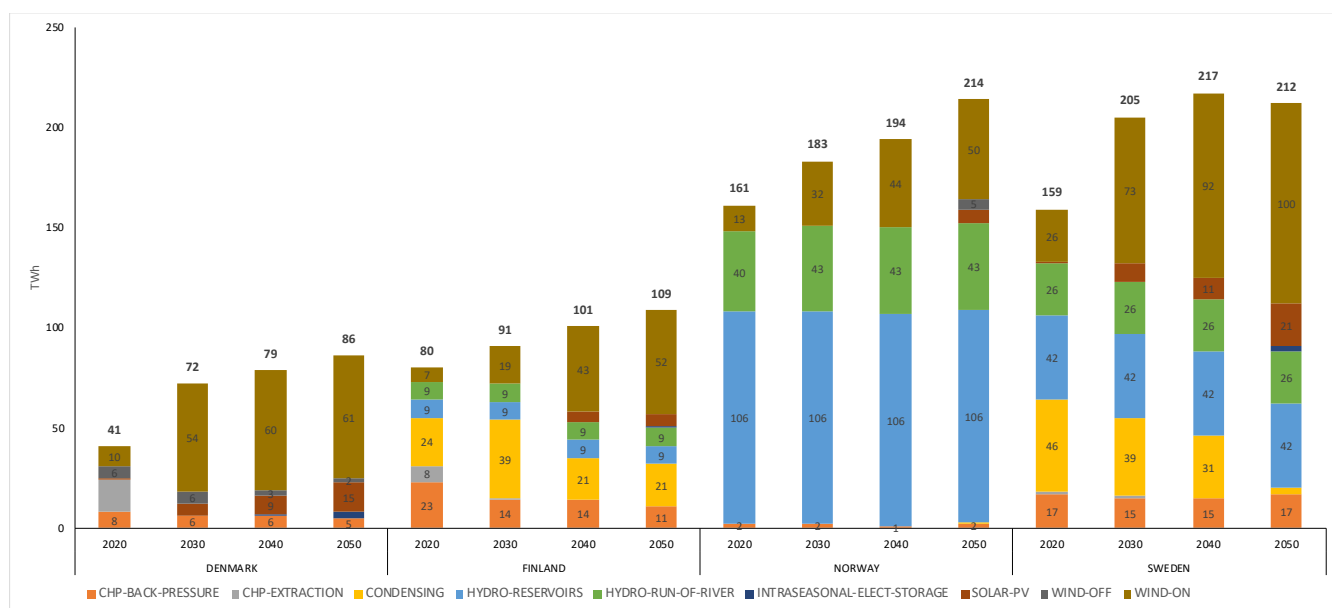
kraftproduksjonen for kjernekraft ligge på 21 TWh som utgjør omtrent 21 % av den totale elektrisitetsproduksjonen (Figur 20).

Finland har fornybar energi i form av landbasert vindkraft som i 2020 står for en kraftproduksjon på 7 TWh i 2020. Balmorel- modellen med gitte forutsetninger gir oss en kraftproduksjon på 52 TWh i 2050, som tilsvarer 47 % av elektrisitetsproduksjonen i Finland. Vannkraftproduksjon består av vannreservoarer med en produksjon på 9,1 TWh og 8,6 i vannkraft i elveløp per 2020. Denne regulerbare produksjonen vil oppleve en produksjonsøkning for vannkraft i elveløp på 0,3 TWh frem mot 2030. De resterende årene frem til 2050 vil produksjonen i vannreservoarer være 9,1 TWh og produksjonen i elveløp være 8,9 TWh (ingen økning sammenlignet med 2030).

Vannkraftproduksjonen i Norge er ryggraden i det nordiske kraftmarkedet, der den totale produksjonsveksten er lav sammenlignet med andre teknologier. Vannkraften i Norden vil etter vår modellering øke med 3 TWh fordelt på de nordiske landene. Kjernekraft er en regulerbar energikilde og utgjør en viktig del av kraftproduksjon i Sverige og Finland. Den totale kjernekraftproduksjonen vil trolig minke i frem mot 2050, der det er usikkert hvor mange reaktorer som bygges og hva som legges ned. Sverige er det nordiske landet med størst andel produsert kjernekraft per 2020 med 46 TWh. Sverige hadde omtrent dobbelt så mye kjernekraft som Finland i 2020. I 2050 er situasjonen annerledes der Finland opprettholder kjernekraftproduksjonen, mens Sverige har redusert den, se Figur 20. Sverige har ikke en konkret plan om å fase ut kjernekraften men heller ikke planer om reinvestering av kjernekraftverkene ved endt teknisk levetid (Carl Andreas Veie et al., 2019).

Sverige sin vannkraftproduksjon er i likhet med de andre nordiske landene tilnærmet konstant frem mot 2050, se Figur 20. Sverige sitt kraftsystem er i endring ettersom kjernekraften er i ferd med å fases ut. Denne endringen legger til rette for vekst i næringer som solkraft og vindkraft. Solkraft er en uregulerbar energikilde der potensialet er stort som følge av fallende energikostnader. Solenergi vil være en viktig del av kraftsystemet i årene fremover der Sverige trolig vil være det ledende nordiske landet. Sverige vil øke sin produksjon fra 7 TWh i 2020 til 21 TWh i 2050, med en markedsvekst på 71 % det siste tiåret.

Vindkraften i Sverige i 2020 utgjør 16 % av den totale elektrisitetsproduksjonen der utfasing av kjernekraft fører til at den totale andelen øker til 47 % i 2050. Sverige er det landet i Norden med høyest kraftproduksjon av vindkraft på land med henholdsvis 100 TWh i 2050.



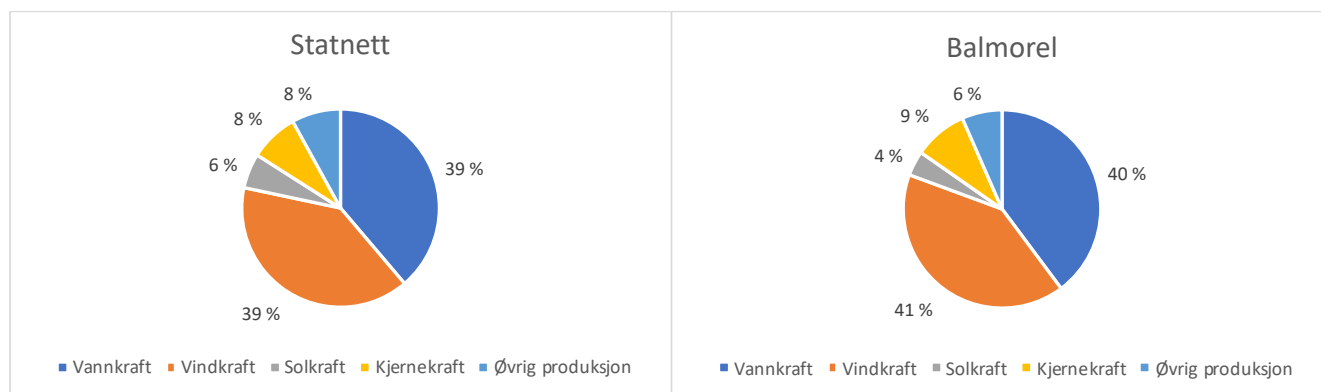
Figur 20 Kraftproduksjon i Norden scenario High_Demand_StrictNO

Figur 21 viser kraftproduksjon i Norden for scenario High_Demand_StrictNO og High_Demand_relaxNO. Kraftproduksjon i begge scenariene vil øke mot 2050. I Norge vil veksten være størst i scenariet High_Demand_relaxNO og skiller seg fra de andre nordiske landene der situasjonen er motsatt. Her vil High_Demand_StrictNO scenariet for de andre nordiske landene gi den laveste kraftproduksjon samt en rimelig kraftbalansene.



Figur 21 Kraftproduksjon Norden 2030- 2050 for valgte scenarier

Figur 22 viser energimiksen i Norden for 2040, der venstre del av figuren viser Statnett sine prognoser mens høyre del viser egne framskrivninger som er kjørt i Balmorel. Resultatene tilsier at vannkraft og vindkraft vil øke mer i min analyse enn Statnett sin. Kjernekraften er relativt like i begge analyser der 9 % av energimiksen består av kjernekraft for min analyse, se Figur 22. Solenergi vil øke i begge analysene der Statnett regner med at solkraft står for 6 % av energimiksen i 2040.

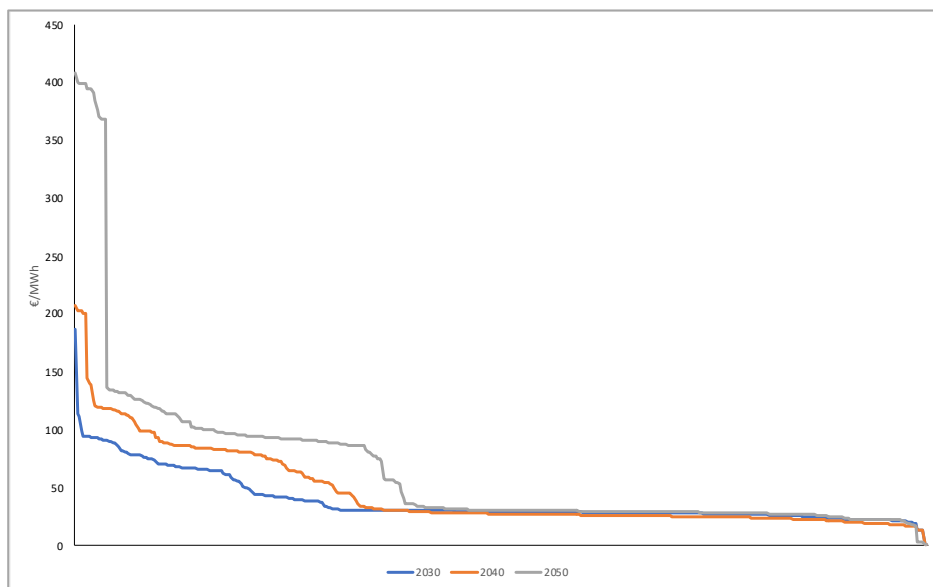


Figur 22 Energimiks i Norden 2040 for Statnett og Balmorel

4.7 Prisvolatilitet for 2020-2050

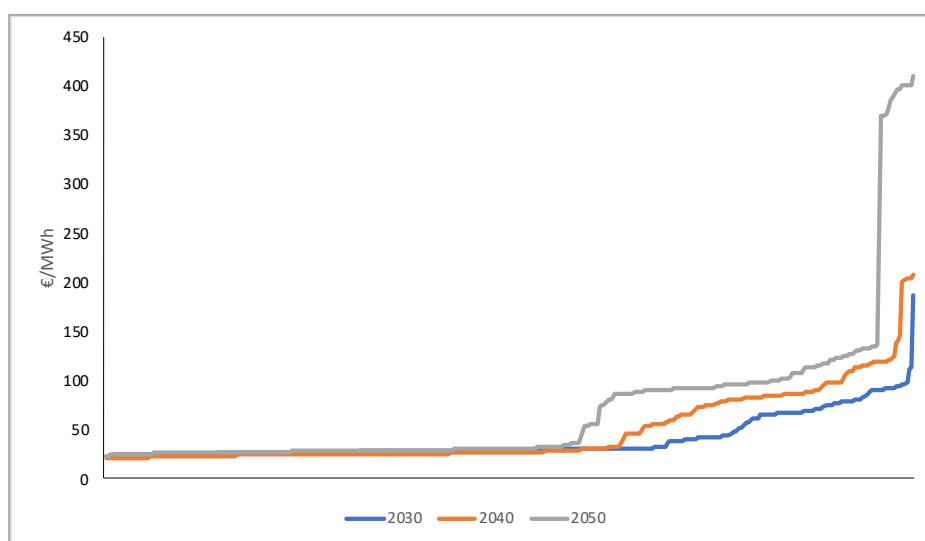
Resultatene fra Balmorel simuleringen tyder på at det nordiske markedet vil ha mer volatile priser i 2050 sammenlignet med 2020. Figur 23 viser prisutviklingen fordelt på årene 2030, 2040 og 2050 for High_Demand_StrictNO scenarioet. Prisvarighetskurven representerer kraftprisen (€/MWh) på y-aksen der vi har sortert den etter synkende priser. I Figur 23 ser vi at kraftprisene følger hverandre der prisen er lavest i 2030 og høyest i 2050.

Prisvarighetskurven vil samlet sett gi en økning i kraftpris samt gi mer volatile priser.



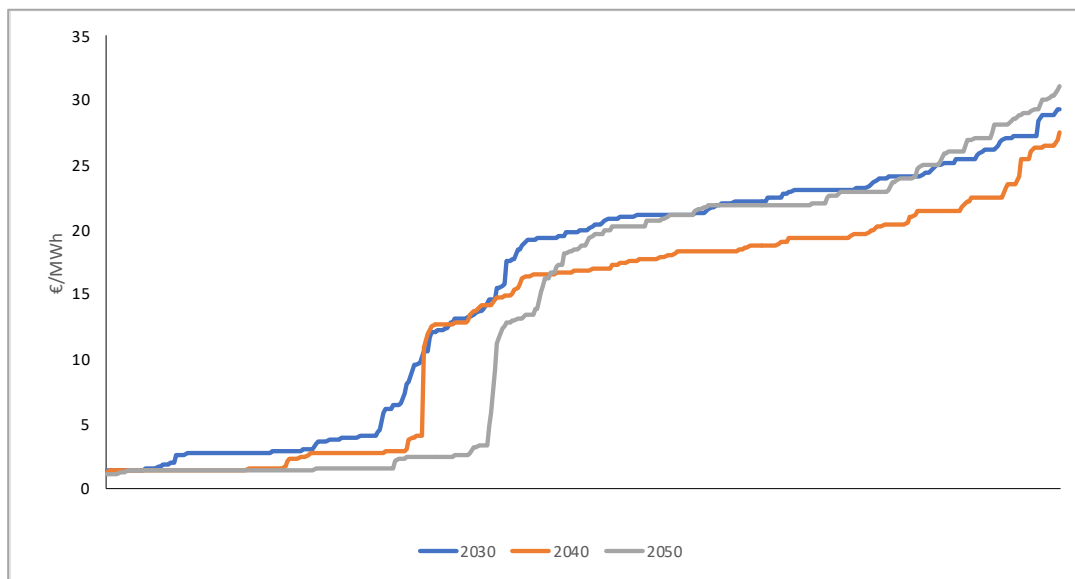
Figur 23 Prisvarighetskurve Norge for 2030, 2040 og 2050 (sesongvariasjon)

Figur 24 viser norske kraftpriser i vintermånedene gitt i 2030, 2040 og 2050. Vinterprisene er på sitt laveste i 2030 og på sitt høyeste i 2050. Økende andel av vindkraft i Norge medfører mer volatile kraftpriser der vi har store prissvingninger fra time til time. Lite vind og høy etterspørsel kan føre til store forskjeller mellom prisstopp og prisbunn i vintersesongen. De gjennomsnittlige vinterprisene i 2030 er 54 €/MWh og 71 €/MWh i 2050, som tilsvarer en markedsvekst på 31%. Simuleringen av Balmorel- modellen gir oss timespriser på 4000 €/MWh i 2030 og 5000 €/MWh i 2050, der dette er maksimale verdier som vi ikke har inkludert i Figur 24.



Figur 24 Vinterpriser Norge 2030, 2040 og 2050 (minst til størst)

Kraftpriser varierer mellom sesonger, der vi ser at sommersesongen er preget av lavere og mindre volatile kraftpriser. Mer fornybar energi og mer uregulerbar kraft i Norge vil lede til sommerpriser helt ned mot null i 2050, se Figur 25. Sommerprisen i 2030 og 2040 er relativt like, der den gjennomsnittlige kraftprisen er 16 €/MWh og 13 €/MWh. Figur 25 ser vi at kraftprisen er høyest i 2050 med 31€/MWh. Den gjennomsnittlige kraftprisen i 2050 er 14 €/MWh som og skiller seg fra vinterpriser der den gjennomsnittlige prisen øker i hele tidsperioden frem mot 2050.



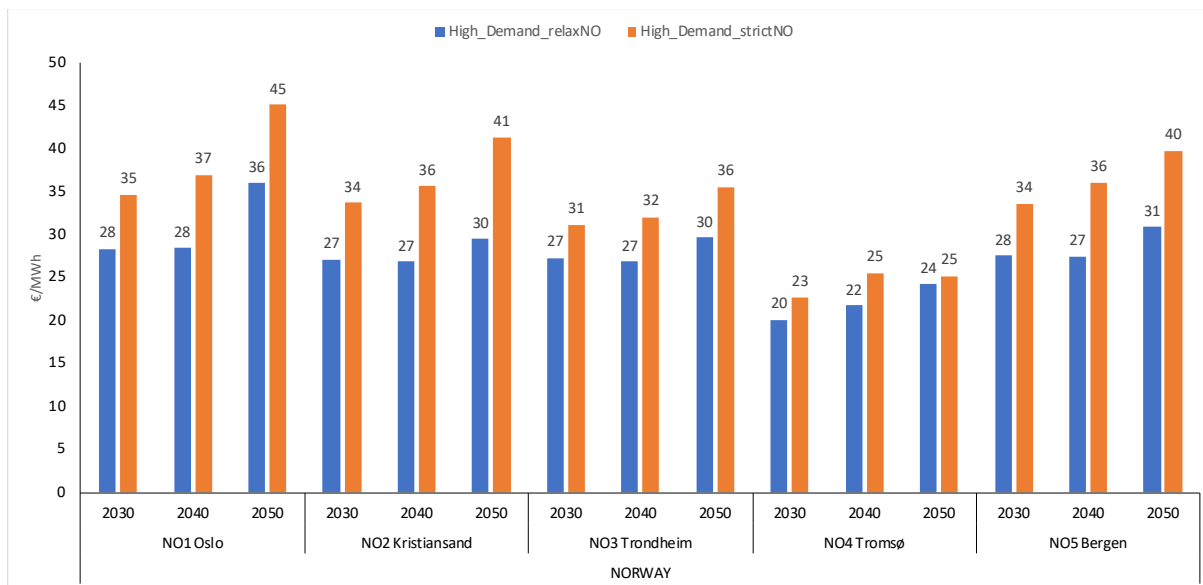
Figur 25 Sommerpriser Norge 2030, 2040 og 2050 (minst til størst)

4.8 Prisutvikling i Norge fordelt på prissoner (NO1- NO5)

Figur 26 viser kraftprisen i Norge fordelt på fem prissoner (NO1- NO5) i tidsrommet 2030- 2050. Figur 26 består følgende scenarier; High_Demand_relaxNO og High_Demand_StrictNO der ulike antakelser resulterer i forskjellig kraftpriser. Det førstnevnte scenariet vil gi høyere kraftpriser i alle prissoner samt alle år frem mot 2050. Kraftprisen er geografisk bestemt der det generelt er høyere priser i Sørøst- Norge enn Nord-Norge (Figur 26).

NO1 Oslo er den prissonen med høyest kraftpris samt størst kraftpris økning fra 2030- 2050. Kraftprisen i NO1 øker fra 35 €/MWh 45 €/MWh som tilsvarer en økning på 29%. Figur 26 ser vi at kraftprisen øker minst i NO4 Tromsø, der kraftprisen på landsbasis er lavest. NO5

Bergen har en kraftpris som i snitt ligger litt over NO3 Trondheim. Kraftprisen i NO5 Bergen vil oppleve en raskere økning i kraftprisen frem mot 2050 sammenlignet med prissone NO3 Trondheim.



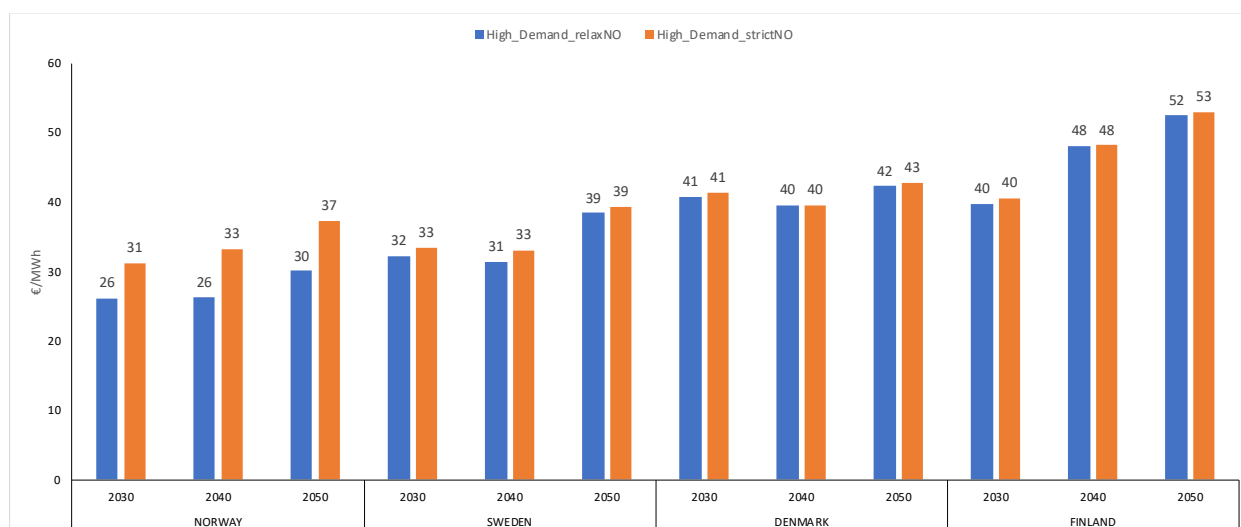
Figur 26 Kraftpris i Norge fordelt på prissoner

4.9 Prisutvikling i Norden

Figur 27 viser gjennomsnittlig kraftpris i Norden mot 2050 for de to valgte scenariene.

Reference_StrictNO som er basis- scenarioet er utelatt i figuren, der forbruksveksten er konstant gjennom hele analyseperioden. Dette scenariet har jevnt over den laveste kraftprisen gjennom hele tidsperioden. Norge har i snitt den laveste kraftprisen i Norden for samtlige av scenariene. High_Demand_StrictNO er det scenariet som gir den høyeste kraftprisen gjennom hele perioden. Norge er som nevnt det landet med lavest kraftpris, en kraftpris på 31 €/MWh i 2030 og en pris på 37 €/MWh i 2030. Dette tilsvarer en kraftprisøkning på 6 €/MWh som utgjør en økning på 19%.

Danmark sin kraftpris skiller seg fra de andre nordiske landene ved at kraftprisen synker mot 2040 og stiger mot 2050 for alle scenariene. Sverige har noe høyere kraftpriser enn Norge samt mer volatile priser. Finland er det nordiske landet med der kraftprisen varierer mest i perioden 2030 til 2050. Kraftprisen øker med 13 €/MWh som tilsvarer en økning på 33%. I Sverige og Finland vil nedgangen i regulerbar kjernekraft lede til mer volatile kraftpriser.



Figur 27 Gjennomsnittlig kraftpris i Norden mot 2050

5 Diskusjon

Denne analysens energimiks for 2040 avviker fra Statnett sine anslag under gitte bestemmelser. Andelen vindkraft er høyere i denne analysen enn i Statnetts (se Figur 22). Balmorel- modellen er dynamisk og vil, innenfor gitte rammer, optimalisere energimiksen slik at produksjonskostnadene per TWh blir lavest mulig. Dette fører til en overgang fra kostbare produksjonsmetoder til rimeligere metoder som gir lavere strømpriser enn ved ingen endring. Siden andelen av kraft produsert med fossilt brensel er marginal i Norden, er også priseffekten ved en slik overgang som nevnt over liten. Balmorel- modellen forutsetter at investeringskostnaden for vind vil fortsette å falle, som medfører at modellen finner det lønnsomt å investere i ny produksjonskapasitet for vind. Videre legger Balmorel- modellen til grunn høyere CO₂- avgift enn Statnett rapporten. Produksjon av elektrisitet basert på fossile energikilder vil dermed bli dyrere. Dette fører til at Balmorel modellen vil fase ut slike anlegg til fordel for rimeligere produksjonsmetoder. Videre vil en fortsatt stor andel regulerbar vannkraft, utfylle en voksende andel uregulerbar sol- og vindkraft. Samlet sett fører dette lavere gjennomsnittspriser enn de som er gjengitt i Statnett rapporten.

5.1 Energimiksen i Norden

Energimiksen i Norden frem mot 2050 er i endring der man ser en økende andel uregulerbar kraft som vind- og solkraft. I resultatene i denne studien ser man tydelig trender der både vekst og produksjon ser ut til å øke i årene frem mot 2050. Energimiksen i Norden vil være i utvikling der fremveksten av nye teknologier og innovasjonsgrad er usikker. Resultatene bygger på eksisterende litteratur, tilgjengelig data og forutsetninger. Sol og vind omtales som VRE (variable renewable energy) og står i denne analysen for omtrent halvparten av elektrisitetsproduksjonen i Norden i 2050. Disse resultatene skiller seg fra rapporten til «Nordic- Energy- Technology perspective» der VRE antas å stå for 30 % av elektrisitetsproduksjonen i 2050 (Wråke et al., 2016). Den globale energiforsyningen øker der IEA anslår at fornybar energi vil stå for 12 % av energimiksen i 2020 og 35 % i 2050 (IEA, 2021). Det er tydelig at energimiksen er i rask endring der fornybare teknologier vil være viktig på veien mot netto nullutslipp i 2050.

Resultatene virker rimelige som følge av en nedgang i regulerbar kjernekraft samt en minimal økning i vannkraftproduksjon. Funnene i resultatdelen tilsier at landbasert vindkraft vil vokse

betydelig mer enn havvind. Landbasert vindkraft har møtt mye motstand de siste årene, der den potensielle veksten i Norden er usikker. Funnene våre anslår liten vekst i havvind-segmentet der fall i energikostnader kan resultere i at veksten i vår analyse er noe lav. Kraftforbruk og kraftproduksjonen øker i takt med hverandre frem mot 2040 der kraftbalansen i Norden er på sitt høyeste i 2030. I 2050 vil det være negative kraftbalanse i Norden, der det kreves netto import av kraft.

5.2 Kraftforbruk i Norge og Norden

Kraftforbruket frem mot 2050 vil øke i Norden og i Norge, hvor det er knyttet usikkerhet til den potensielle veksten. I denne studien øker forbruket fra 140 TWh i 2020 til 231 TWh i 2050. Statnett sin markedsrapport anslår et forbruk på 190 TWh (Julie Gunnerød et al., 2020). For kraftforbruket i denne studien er det lagt stor vekt på ny industri som trolig vil være den sektoren der veksten er størst. Ny industri omfatter som nevnt i metodedelen datasenter, batterifabrikk og syntetisk brensel. Resultatene i denne studien skiller seg fra Statnett sine, der kraftforbruket for datasenter utgjør 20 TWh i 2050. Statnett antar at kraftforbruket for datasenter til 12 TWh i 2050 (Julie Gunnerød et al., 2020). Prosess21 sin ekspertgrupperapport antar kraftforbruk for datasenter til 9 TWh i 2050 (Ole Løfsnæs et al., 2020). Batterifabrikk er en annen næring der vekstpotensialet er stort globalt. Prosess21 antar at det bygges to batterifabrikk frem mot 2050 som gir et kraftforbruk på 6 TWh i 2050 (Ole Løfsnæs et al., 2020). Det er mange batterifabrikk som er i planleggingsfasen, og det er stor usikkerhet knyttet til hvilke prosjekter som realiseres og hvilke prosjekter som er rene luftslott.

Tabell 4 viser egen forbruksutvikling for Norden, der anslagene tilsier større forbruksvekst i Norge og Sverige enn det Statnett anslår. For Danmark sin forbruksvekst anslår Statnett en raskere vekst enn det som er lagt til grunn i Balmorel-modellen. Finland sin forbruksvekst er relativt lik i vår analyse som Statnett sine anslag fram mot 2030.

Tabell 4 Kraftforbruk i Norden Balmorel resultater, tall fra Statnett sin markedsrapport

	2020	2030	2040	2050
Danmark Balmorel	41	53	59	64
Statnett	39	57	72	-
Finland Balmorel	89	111	119	123
Statnett	87	110	134	-
Norge Balmorel	148	177	209	231
Statnett	140	172	183	190
Sverige Balmorel	152	185	199	207
Statnett	142	165	190	-

Kraftforbruket for de øvrige landene i Norden er basert på samme forbruksvekst som i Norge, som er en forenkling og representerer en svakhet ved metoden. Metoden som er benyttet i denne analysen ligger fokuset på forbruksveksten i Norge som er basert på ny og oppdatert informasjon, der det foreligger forenklinger som virker rimelige.

Resultatene for de øvrige nordiske landene er de resultatene det er knyttet størst usikkerhet til, der muligheten for å studere hvert enkelt land trolig vil gi et mer presist resultat på hvordan det nordiske kraftmarkedet vil bli i 2050. Et forslag til videre studie er å samle forbruksdata slik jeg gjorde for Norge for de øvrige nordiske landene, der dette benyttes som input data i Balmorel- modellen.

5.3 Prisvolatilitet i det nordiske kraftmarkedet

Kraftprisene varierer over sesonger der vinterpriser er høyere enn sommerprisen. Mer uregulerbar kraftproduksjon gjør at man får høye kraftpriser når etterspørselen er stor. Prisen er mer volatil, der vannkraften fremdeles er en viktig regulerbar energikilde. Mer vindkraft gjør at kraftprisene i Norden varierer mer der forskjellen mellom pristopper og prisbunn er størst om vinteren. Kjernekraften i Sverige synker mot 2050, mens Finland sin kjernekraftproduksjon vil ligge omkring dagens verdier. Kjernekraften vil trolig erstattes med fornybar energi som videre påvirker prisvolatiliteten. Sverige sin energimiks er i endring der det foreligger en overgang fra mer regulerbar til mer uregulerbar kraftproduksjon.

Det nordiske markedet vil oppleve større prisvolatilitet i vinterprisene enn sommerprisene. Sommerprisen i Norge vil i snitt minke fra 2020 til 2050 og skiller seg fra vinterprisene som i

samme periode vil øke. I denne analysen har vi studert prisvolatiliteten i Norge, der vi antar de øvrige nordiske landene vil følge denne utviklingen.

5.4 Kraftpriser i Norge

Kraftprisene for High_Demand_StrictNO er i snitt høyere enn scenariet High_Demand_relaxNO for hele tidsperioden frem mot 2050. Kraftprisen varierer avhengig av hvilket scenario man benytter seg av der High_Demand_StrictNO gir kraftpriser som ligger nærmest Statnett sine anslag. High_Demand_StrictNO scenariet er det som gir det mest realistiske kraftprisen der kraftprisen for de ulike regionene i Norge er lavere enn det som kommer frem i Statnett sin markedsanalyse. Kraftprisen i denne studien avviker noe fra Statnett sine der metode og fremgangsmåte som er benyttet er ulik. Kraftprisene er som nevnt forskjellige i denne studien sammenlignet med Statnett, men felles for begge er at kraftprisen vil bli høyest i Sør- Norge og lavest i Nord- Norge.

5.5 Kraftpriser i Norden

Norge, Sverige og Finland er alle land som opplever en oppgang i kraftprisen frem mot 2050. Kraftprisene er basert på tilgjengelig planer og mulig utvikling der det foreligger usikkerhet. Jo lenger ut i analyseperioden man kommer desto større blir usikkerheten.

Balmorel modellen som er benyttet i oppgaven er en robust modell der det mulig å legge inn endringer og nye simuleringer. Modellen er en åpen kildekode som gjør at modellen er fleksibel for endringer (Wiese et al., 2018). Balmorel- modellen er egnet for analyser av energimarkeder som består av ulike produksjons- og lagringsteknologier. Balmorel- modellen har sine begrensninger der den ikke tar høyde for stokastiske egenskaper som for eksempel generering av variabel fornybar energi. Politiske beslutninger om energi- og miljøsystemer, ligger utenfor modellen og blir ikke behandlet (Wiese et al., 2018).

6 Konklusjon

Målet med denne studien er å se hvordan kraftforbruket og energimiksen i Norge og Norden blir mot 2050, og hvordan dette påvirker prisvolatiliteten og prisutviklingen. I denne studien er det foretatt en rekke modellsimuleringer der High_Demand_StrictNO trolig vil være scenario som gir mest fornuftige kraftpriser. Det nordiske markedet omstilles der energimiksen er i endring, som følge av økende andel fornybar energi i kraftsystemet.

Funnene i denne studien tyder på at endringer i forbruk i Norge og Norden påvirker både prisvolatiliteten og prisutviklingen mot 2050. Kraftforbruket og kraftproduksjonen øker i Norden mot 2050 der vinterprisen i denne studien vil være mer volatile utover analyseperioden. Kraftprisen i Norden er i stadig utvikling der resultatene i denne studien snitt gir en økning i kraftpris fra 2020 til 2050. I denne studien er det lagt stor vekt på forbruksveksten i Norge, der det i fremtidige studier kan det være aktuelt å fokusere på forbruksveksten i de øvrig nordiske landene.

7 Referanser

- AICHMAYER, L. 2018. *Solar receiver development for gas-turbine based solar dish systems*. KTH Royal Institute of Technology.
- BOTTERUD, A., KRISTIANSEN, T. & ILIC, M. D. 2010. The relationship between spot and futures prices in the Nord Pool electricity market. *Energy Economics*, 32, 967-978.
- BOYLE, G., EVERETT, B., MORRIS, D., SCURLOCK, J., RAMANGE, J., ELLIOTT, D., TAYLOR, D., DUCKERS, L., GARNISH, J., BROWN, G. & ALEXANDER, G. 2012. *Renewable Energy: Power for a sustainable future* Oxford England, Oxford University Press.
- CARL ANDREAS VEIE, MARIA SIDELNIKOVA, SEMING SKAU, VALENTIN JOHANNES KOESTLER, NIKOLAI YDE AKSNES, JARAND HOLE, FREDRIK ARNESEN & BIRKELAND, C. 2019. Kraftproduksjon i norden til 2040. *Analyse og framskning*. Oslo: NVE.
- CHU, Y. & MEISEN, P. 2011. Review and comparison of different solar energy technologies. *Global Energy Network Institute (GENI), San Diego, CA*.
- CLAEYS, G., TAGLIAPIETRA, S. & ZACHMANN, G. 2019. How to make the European Green Deal work. *Bruegel Policy Contribution*, 13.
- COMELLO, S., REICHELSTEIN, S. & SAHOO, A. 2018. The road ahead for solar PV power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 92, 744-756.
- DESIDERI, U., ZEPPARELLI, F., MORETTINI, V. & GARRONI, E. 2013. Comparative analysis of concentrating solar power and photovoltaic technologies: Technical and environmental evaluations. *Applied Energy*, 102, 765-784.
- DITLEFESSEN, H., GELIUS, J. & RØMTELAND, O. 2020. Arendal vant kampen om ny batterifabrikk. *NRK*, 22.desember.
- EKINS, P., KESICKI, F. & SMITH, A. Z. 2012. Marginal abatement cost curves: A call for caution. *University College London*.
- ENERGIFAKTANORGE. 2021. *Kraftmarkedet* [Online]. Available: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/> [Accessed 03.02.2021].
- ENEVOLDSEN, P., PERMIEN, F.-H., BAKHTAOUI, I., VON KRAULAND, A.-K., JACOBSON, M. Z., XYDIS, G., SOVACOO, B. K., VALENTINE, S. V., LUECHT, D. & OXLEY, G. 2019. How much wind power potential does europe have? Examining european wind power potential with an enhanced socio-technical atlas. *Energy Policy*, 132, 1092-1100.
- GE, T., WANG, R., XU, Z., PAN, Q., DU, S., CHEN, X., MA, T., WU, X., SUN, X. & CHEN, J. 2018. Solar heating and cooling: Present and future development. *Renewable Energy*, 126, 1126-1140.
- GROUP, I. C. 2020. *DATASENTER I NORGE* [Online]. Hellerup og Oslo: Kommunal- og moderniseringsdepartementet. Available: https://www.regjeringen.no/contentassets/4bf7e889744b4da089a863c498680f0f/201105_datacentre-i-norge_online_implement-rapport.pdf [Accessed 14.04.2021].
- GRØNDAL, K. I. G. 2021. Batteriselskapet Beyonder skal bygge ny fabrikk - også de vil trolig til Kalberg. *E24*, 16.februar.
- HALLGEIR HORNE, J. H. 2019. *Hydrogen i det moderne energisystemet* [Online]. Available: https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_12.pdf [Accessed 20.04.2021].

- HÅVARD I. MOE, HANS ERIK VATNE, KATHRINE NÆSS, GISLE LØHRE JOHANSEN, NINA DAHL, GABRIELLA TRANELL, GRY ALSOS, TOMASGARD, A. & LIER-HANSEN, S. 2021. *Økt verdiskaping med nullutslipp* [Online]. Available: https://www.prosess21.no/contentassets/795fa8a170b24cac98c82e075ba0b695/prosess21_rapport_hovedrapport_web_2.pdf [Accessed 14.02.2021].
- IEA. 2019. *Solar Energy* [Online]. Available: <https://www.irena.org/solar> [Accessed 26.04.2021].
- IEA 2020. *Data Centres and Data Transmission Networks*. Paris: IEA.
- IEA. 2021. *Net Zero by 2050* [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050> [Accessed 28.05.2021].
- INGVILD VESTRE SEM, J. H., FRIDA H. AULIE, DAG SPILDE,, FREDRIK ARNESEN, S. J., EIRIK VEIRØD, CARL ANDREAS VEIE,, MARIA SIDELNIKOVA, M. E. H., ASTRID GUNHILD & STAVSENG 2020. *Langsiktig kragtmarkedsanalyse 2020-2040. MER FORNYBAR KRAFTPRODUKSJON GIR MER VÆRAVHENGIGE KRAFTPRISER*. Oslo: NVE.
- JAEGER, C., MIELKE, J., SCHÜTZE, F., TEITGE, J. & WOLF, S. 2021. The European Green Deal– More Than Climate Neutrality. *Intereconomics*, 2021, 99-107.
- JARAND HOLE, H. H. 2019. *Energibruk fra datasentre i Norge* [Online]. Available: https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_13.pdf [Accessed 20.04.2021].
- JULIE GUNNERØD, LASSE CHRISTIANSEN, D. V., EIRIK BØHNSDALEN, IDAR GIMMESTAD, ANDERS KRINGSTAD, JAN BRÅTEN, IVAR DØSKELAND & HODNE, T. E. 2020. *Langsiktig markesanalyse. Norden og Europa 2020-2050*. Statnett.
- KHAN, J. & ARSALAN, M. H. 2016. Solar power technologies for sustainable electricity generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55, 414-425.
- MANWELL, J. F., MCGOWAN, J. G. & ROGERS, A. L. 2010. *Wind energy explained: theory, design and application*, John Wiley & Sons.
- MILJØDIREKTORATET. 2020. *Klimagassutslipp fra transport* [Online]. Available: <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/klima/norske-utslipp-av-klimagasser/klimagassutslipp-fra-transport/> [Accessed 21.03.2021].
- MIREMADI, I., SABOOHI, Y. & ARASTI, M. 2019. The influence of public R&D and knowledge spillovers on the development of renewable energy sources: The case of the Nordic countries. *Technological Forecasting and Social Change*, 146, 450-463.
- NORDPOOL. 2020 *Day ahead market* [Online]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/> [Accessed 03.02.2021].
- NVE. 2019. *Kostnader for kraftproduksjon* [Online]. NVE. Available: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftmarkedsdata-og-analyser/kostnader-for-kraftproduksjon/?ref=mainmenu> [Accessed 30.04.2021].
- OLE LØFSNÆS, ALEXANDER STRØM ARNESEN, KNUT-HARALD BAKKE, LASSE TORGENSEN, ROLF JARLE AABERG & FINNFJORD, G. H. W. 2020. *Kraftmarkedet. Prosess21 Ekspertgrupperapport*. Oslo: Prosess21.
- PLATZER, M. F. & SARIGUL-KLIJN, N. 2021. *Hydrogen Characteristics. The Green Energy Ship Concept*. Springer.
- RAVN, H. F., MUNKSGAARD, J., RAMSKOV, J., GROHNHEIT, P. & LARSEN, H. 2001. *Balmorel: A model for analyses of the electricity and CHP markets in the Baltic Sea Region. Appendices. Elkraft System*.

- RITCHIE, H. 2017. *How much will it cost to mitigate climate change?* [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/how-much-will-it-cost-to-mitigate-climate-change> [Accessed 14.05.2021].
- SCHARFF, R. & AMELIN, M. 2016. Trading behaviour on the continuous intraday market Elbas.
- SHEN, W., CHEN, X., QIU, J., HAYWARD, J. A., SAYEEF, S., OSMAN, P., MENG, K. & DONG, Z. Y. 2020. A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 133, 110301.
- THONHAUGEN, M. 2021. Går på børs og henter inn 7 milliarder – Dette er industrihistorie. *NRK* 26.april.
- WIESE, F., BRAMSTOFT, R., KODUVERE, H., ALONSO, A. P., BALYK, O., KIRKERUD, J. G., TVETEN, Å. G., BOLKESJØ, T. F., MÜNSTER, M. & RAVN, H. 2018. Balmorel open source energy system model. *Energy strategy reviews*, 20, 26-34.
- WILHELMSEN, I. T. 17.03.21 2021. *RE: Oversikt over aktuelle hydrogenprosjekter i Norge*.
- WISER, R., RAND, J., SEEL, J., BEITER, P., BAKER, E., LANTZ, E. & GILMAN, P. 2021. Expert elicitation survey predicts 37% to 49% declines in wind energy costs by 2050. *Nature Energy*, 1-11.
- WRÅKE, M., LILJEBERG, M. & MARTINSSON, F. 2016. *Nordic Energy Technology Perspectives 2016* [Online]. Available: <https://www.nordicenergy.org/project/nordic-energy-technology-perspectives/> [Accessed 25.05.2021].



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway