



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2021 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

European Green Deal – en energimarkedsanalyse av Norges rolle i EUs nullutslippssamfunn

European Green Deal - an energy market analysis
of Norway's position in a zero-emission society in
the EU

Maria Eri Sørbye

Fornybar energi

Forord

Denne masteroppgaven setter punktum for min studietid ved NMBU. Etter to fine år med fantastiske medstudenter og inspirerende forelesere føles det litt vemodig, men mest riktig å ta steget videre ut i arbeidslivet!

Å skrive masteroppgave under en pandemi og lockdown er en spesiell opplevelse. Det har til tider vært ganske ensomt, men det har også gitt rom for ekstra fokus på arbeidet. Jeg vil gjerne rette en stor takk til min veileder Jon Gustav Kirkerud for uvurderlig veiledning og støtte gjennom hele prosessen, og bistand til modellsimulering. Takk til Guri Bang og Jon Birger Skjærseth for viktige innspill og svar på spørsmål om European Green Deal. Takk til familien min, som har støttet og heiet på meg, og spesielt mamma som har stilt hjemmekontoret til disposisjon under nedstengingen. Takk til Emma, Karen, Erla og Elise for støtte og latter.

Sammendrag

European Green Deal (EGD) er EUs nye vekststrategi bestående av revisjoner av eksisterende klima- og energiltak, en ny klimalov og nye offshore- hydrogen- og systemintegrasjonsstrategier. Dette skal bidra til en bærekraftig omstilling og gjøre EU til et netto nullutslippssamfunn i 2050. Denne masteroppgaven ser på oppbygningen av EGD og dens virkning på europeisk og norsk energimarked, med et fokus på Norges rolle i fremtidig energiforsyning i EU. En energimarkedsanalyse med bruk av energisystemmodellen Balmorel, en bottom-up partiell likevektsmodell, har blitt gjort for å modellere markedssammensetning i EU og Norge i 2030 og 2050. Modelleringen har en forutsetning om netto null utslipp i 2050 og er gjennomført med to ulike etterspørselsscenarioer, LIFE og TECH, samt et referansescenario basert på videreføring av dagens politikk uten EGD, Baseline. Etterspørselsprognoser basert på en eksisterende analyse av EU som nullutslippssamfunn gjort av Europakommisjonen, samt eksisterende forbruksdata i bygning- transport- og industrisektoren fra EUs statistiske database Eurostat er brukt som grunnlag for beregning av etterspørsel.

Resultatene besto av markedssammensetningen i modellandene i de tre scenarioene, herunder etterspørsel, produksjonsmiksb, overføringskapasitet, lastflyt, kraftpris og CO₂-utslipp i de modellerte landene. Produksjonsmiksen var hovedsakelig bestående av variabel fornybar kraft i form av solkraft og landbasert vindkraft, samt en høy etterspørsel til hydrogen og e-fuels (P2X) til indirekte elektrifisering i samtlige sektorer. Produksjonsmiksen i 2050 i EU viste en betraktelig større økning i integrasjon av variable fornybare energikilder i EU-landene enn i Norge. Resultatene for Norge viste ikke en like stor forskjell mellom Baseline og de to nullutslippsscenarioene som i resterende modelland, noe som indikerer at EGD ikke vil ha en like stor direkte påvirkning på norsk kraftmarked som på europeisk.

Det konkluderes med at Norges rolle i energiforsyningen i Europa blir viktigere i 2050 enn i dag. I LIFE-scenarioet vises dette i form av økt overføringskapasitet og eksport av balanserende kraft til nabolandene, og i TECH-scenarioet vises Norge som en produsent og eksportør av P2X for å stille den høye P2X-etterpørselen i EU.

Abstract

European green Deal (EGD) is EU's new growth strategy consisting of revision of existing climate and energy measures, a new climate law and new offshore, hydrogen and system integration strategies whose target is to contribute to a sustainable transition and lead to net-zero emissions in the EU in 2050. This master's thesis gives an insight in the structure of EGD and its implications for the European and the Norwegian energy markets, focusing on Norway's position in the future energy supply in the EU. An energy system analysis of the European and Norwegian energy markets in 2030 and 2050 has been conducted with the bottom-up partial equilibrium energy system model Balmorel. The modelling assumes net-zero emissions in 2050 and has been conducted with two different scenarios of demand, LIFE and TECH, as well as a reference scenario based on the continuation of current policies pre-EGD, Baseline. The calculation of demand data in the model is based on a prognosis for demand in a zero-emission analysis done by the European Commission, together with existing historical data for energy use from buildings and the transport and industry sector collected from the EU's statistical database Eurostat.

The results showed the composition of the energy markets, including demand, production mix, transmission capacity, transmission flow, power prices and CO₂-emissions in the countries included in the model. The production mix mainly consisted of variable renewable energy, more specific solar PV, and land-based wind power. Further, the results showed a high demand for hydrogen and e-fuels (P2X) for indirect electrification in all sectors. The production mix in the EU in 2050 showed a significantly larger share of variable renewable energy sources than in Norway. The results for Norway did not show as large a difference between the Baseline scenario and the two net-zero scenarios as in the EU-countries. This may indicate that EGD will not have the same significant effect on the Norwegian energy market as on the European energy market.

The analysis concludes that Norway will have a more important position supplying the European energy demand in 2050 than today. In the LIFE scenario this is observed through the increase of transmission capacity to neighbouring countries and export of balancing power. In the TECH-scenario, Norway is a producer and exporter of P2X to satisfy the large demand after P2X in the EU.

Innhold

Forord	I
Sammendrag	II
Abstract	III
Figuroversikt	VI
Tabelloversikt	VII
1 Innledning	2
2 Bakgrunn for oppgaven	7
3 Teoretisk rammeverk	9
3.1. Faktorer som påvirker tilbud og etterspørsel i elektrisitetsmarkedet	9
3.2 Prissetting i kraftmarkedet	10
3.3 Norge og EUs energisamarbeid.....	14
3.4 Bærekraftig omstilling og klimatiltak	15
3.5 European Green Deal	16
3.5.1 Klimaloven	16
3.5.2 Styrkede tiltak.....	17
3.5.3 Nye strategier.....	18
4 Metode og data	21
4.1 Valg av metode.....	21
4.1.1 Lineær programmering i energisystemmodeller.....	22
4.2 Balmorel som analyseverktøy	25
4.3 Rammeverk for modellering	27
4.3.1 Geografisk oppløsning.....	27
4.3.2 Temporal oppløsning	28
4.3.3 Overføringskapasitet og vindkraftpotensiale	28
4.3.4 Etterspørsel til el og P2X.....	28
4.3.5 Brenselspriser og teknologispesifikasjoner	29
4.3.6 Investeringer	30
4.4 Data til etterspørsel.....	30
4.4.1 Beskrivelse av etterspørselsscenarioer	31

4.4.2 Etterspørsel til el i transport.....	34
4.4.3 Etterspørsel til el i bygg.....	35
4.4.4 Etterspørsel av P2X i transport og bygg.....	37
4.4.5 Etterspørsel til el og P2X i industri	38
5 Resultater fra modellsimulering	41
5.1 Etterspørsel.....	41
5.2 Dobling av elektrisitetsproduksjon i EU, økning i Norge.....	44
5.3 Utfasingen av fossile brensler i Europa fører til økt investering i fornybare teknologier... 45	
5.3.1 Vind- og solkraft vil spille en større rolle i det norske kraftsystemet	46
5.3.2 Mer uregulerbar kraft øker behovet for fleksibilitet.....	47
5.4 Økende kraftbalanse i alle scenarioer.....	47
5.5 Utvekslingskapasiteten fra Norge øker, også investeringene i transmisjon.....	49
5.6 Kraftpriser	51
5.7 Måloppnåelse av European Green Deal og strategier	55
6 Diskusjon	58
6.1 Diskusjon av resultater	58
6.2 Diskusjon av metode	64
7 Konklusjon	66
8 Videre studier	67
9 Referanser	69
Vedlegg I: inputdata	72
Vedlegg II: beregnet etterspørsel	75

Figuroversikt

Figur 1: endring i elektrisitetsforbruk i fjerde kvartal i 2020 (European Commission, 2020e) ...	10
Figur 2: Merit order kurven (Corradi, 2018)	11
Figur 3: illustrasjon av virkningen av variabel fornybar kraft på markedspriser. Merit-order effekten (Sensfuß et al., 2008)	12
Figur 4: oversikt over Norges spotprisser (NVE, 2021)	13
Figur 5: prissetting i over- og underskuddsområder med og uten tilstrekkelig overføringskapasitet (Nordpool.no, hentet 29.05.2021)	14
Figur 6: oversikt over Balmorels struktur	26
Figur 7: prognose for etterspørsel i Norge i TWh 2020-2050	42
Figur 8: prognose for total etterspørsel i alle land i TWh 2020-2050	42
Figur 9: den beregnede eksogene etterspørselen til el som input i hver sektor i MWh	42
Figur 10: etterspørsel til P2X i alle land i TWh	43
Figur 11: etterspørsel til P2X i Norge i TWh	43
Figur 12: etterspørsel i Norge i TWh	43
Figur 13: elproduksjon i alle land i TWh	44
Figur 14: elproduksjon i Norge i TWh	45
Figur 15: elektrisitetsproduksjon i Europa etter type produksjonsteknologi TWh	46
Figur 16: mengde produsert fra hver teknologi i Norge i TWh	47
Figur 17: kumulativ overføringskapasitet fra Norge (Sensfuß et al.)	50
Figur 18: transmisjonskapasitet innad i Norge, figuren viser importregionene (Sensfuß et al.) ..	51
Figur 19: gjennomsnittlige strømpriser per elspotsone i Norge (EUR/MWh)	52
Figur 20: prisvolatilitet i Norge i sommersesongen (EUR/MWh)	53
Figur 21: prisvolatilitet i NO1 i vintersesongen (EUR/MWh)	54
Figur 22: prisvolatilitet i Nord-Tyskland i sommersesongen (EUR/MWh)	54
Figur 23: gjennomsnittlige kraftpriser i Tyskland (EUR/MWh)	55
Figur 24: utslipp i alle modelland (kilotonn CO ₂ -ekvivalenter)	56
Figur 25: installert kapasitet vindkraft i modellandene i GW	56
Figur 26: installert kapasitet elektrolysatorer i modellandene i GW	57

Tabelloversikt

Tabell 1: revisjoner i European Green Deal	18
Tabell 2: beskrankninger som objektfunksjonen i Balmorel er underlagt	27
Tabell 3: geografisk oppløsning i Balmorel brukt i analysen	28
Tabell 4: de viktigste brenselprisene for modelleringen	29
Tabell 5: beskrivelse av scenarioer	33
Tabell 6: antatt mengde etterspørsel per land i transportsektor	34
Tabell 7: mengde etterspørsel til el i transport (Mtoe)	35
Tabell 8: grunnlag for beregning av energireduksjon i hvert scenario i bygg	36
Tabell 9: grunnlag for beregning av elektrisitet i hvert scenario i bygg	36
Tabell 10: tall for hele EU per scenario med energireduksjon og andel el	36
Tabell 11: beregningsgrunnlag for P2X per scenario i transport og bygg	37
Tabell 12: resultat mengde P2X i EU	38
Tabell 13: industrikategorier	38
Tabell 14: reduksjon i energiforbruk per scenario i industrisektor	39
Tabell 15: kraftbalanse i Norge i TWh	48
Tabell 16: eksport og import Norge i TWh	49

1 Innledning

Siden 1965 har verdens energiforbruk steget fra 40 000 TWh til 160 000 TWh, en firedobling av energiforbruket på et halvt århundre (ourworldindata.org, hentet 26.05.2021) Den økende takten av forbruk, ledsaget av en sterk økonomisk vekst, har ført til utslipp av så store mengder klimagasser at konsekvensene har gitt seg til kjenne i form av økte temperaturer og endret klima på kloden. De fleste av verdens land har anerkjent klimaendringene som en av vår tids største trusler mot kloden, og har skrevet under på Parisavtalen fra 2016, hvis målsetning er å begrense global oppvarming til under to grader fra preindustrielle nivåer (UNCC, 2021).

EU tok tidligere en ledende posisjon i å begrense utslipp. I 2009 ble det enighet i Europarådet om at EU skulle følge målet til det Internasjonale panelet for klimaendringer (IPCC) og begrense klimaendringene til to grader fra 1990-nivå i 2050 ved hjelp av store utslippskutt (Meeus et al., 2012). For å muliggjøre dette, ble det nødvendig å innføre ulike tiltak med mål om å redusere klimagassutslipp. Dette ble starten på en bærekraftig omstilling som har utviklet seg både i form av mer ambisiøse klimamål og skjerpede tiltak for å nå målene. Et viktig konsept i denne omstillingen er «dekarbonisering», som kan defineres som overgangen til et økonomisk system som reduserer og kompenserer bruken av karbondioksid (European Commission, 2018). Produksjon, distribusjon og bruk av kraft er knyttet til store utslipp av klimagasser. Kraftsektoren er derfor en viktig del av økonomien som må dekarboniseres.

En viktig endring i EUs kraftmarked som kan knyttes til dekarbonisering av kraftsektoren, er liberaliseringen av kraftmarkedet. EUs 27 medlemsland har i utgangspunktet hatt separate kraftmarkeder. EU ønsker likevel å koble sammen markedene til ett enkelt marked, det såkalte «single market», for å sikre forsyningssikkerhet i landene. Frem til den fullstendige liberaliseringen av kraftmarkedet i EU i 2008, var kraftmarkedet et naturlig monopol som tok for seg produksjon, distribusjon og handel av energi. Liberaliseringen separerte disse enhetene, og det naturlige monopolet ble beholdt der det var hensiktsmessig, som i transmisjon og distribusjon av strøm, mens det ble skapt et konkurransemarked for handel av kraft. Liberaliseringen handlet i korte trekk om å gjøre det mulig for nye energiprodusenter å komme inn på markedet og å skape et konkurransekraftig miljø som ville redusere prisen på energi og forbedre kvaliteten på tilbudet i markedet. Motivasjonen bak liberaliseringen av elektrisitetsmarkedet var ikke bare av

økonomiske og forsyningsikkerhetsmessige grunner. Det var også basert på et bredere perspektiv med en overordnet strategi og politiske grunner, som å få integrert en større andel fornybar energi i tråd med utslippsreduksjonsmål (Karan & Kazdağlı, 2011). Liberaliseringen har vist å ha en negativ korrelasjon med CO₂-utslipp, og har vært et viktig bidrag begrensning av klimagassutslipp (Ponce et al., 2020).

Det er flere indikasjoner på at tiltak i EU har bidratt til en positiv utvikling for dekarbonisering. Siden 1990-nivå, har utslippene i EU sunket i alle sektorer, med unntak av transportsektoren. Utslippene mellom 1990 og 2017 sank med 22%, mens EUs totale brutto nasjonalprodukt steg med 58% (European Commission, 2018). I de siste årene kan det også observeres at økonomisk vekst og energiforbruk har blitt frakoblet (fra begrepet «decoupling»), da disse ikke har økt i takt. Energietterspørselen i EU har gradvis gått ned som følge av energieffektiviseringstiltak i medlemslandene (European Commission, 2018). I 2020 overgikk for første gang fornybar energi fossile brensler som Europas hovedenergikilde til strøm (Redl et al., 2021).

Begrepet «New Deal» ble først brukt på 30-tallet i USA da president Franklin D. Roosevelt innførte et politisk program med sosiale og økonomiske reformer som skulle hjelpe den amerikanske økonomien på riktig spor etter den store depresjonen. I nyere tid har deler av amerikansk politikk utviklet en lignende politikkpakke, «Green New Deal» men med fokus på å adressere klimaendringer og integrere fornybar energi, inspirert av en britisk rapport fra 2008, «A Green New Deal» (New Economic Foundation, 2008). Den la frem en rekke politiske tiltak for å redusere global oppvarming og som samtidig skulle takle den daværende finansielle krisen. Green New Deal har verken blitt vedtatt i USA eller Storbritannia, men i 2020 introduserte von der Leyen-kommisjonen unionens nye vekststrategi, European Green Deal (EGD), som blant annet innebærer at EU skal være en klimanøytral region innen 2050. EU er verdens nest største økonomi, etter USA, og har verdens største indre marked (European Commission, 2019a). Dersom EU oppnår dette målet innen 2050, vil det kunne ha mye å si også for globale klimaendringer. Utslippskutt er bærebjelken i målet om et EU som har netto null utslipp i 2050. Et av målene i EGD er å fortsette å frakoble økonomisk vekst fra klimagassutslipp og energibruk, men det er fortsatt en vei å gå for å nå netto null utslipp i 2050. For å få til dette, er EUs rolle viktig for å sette dagsorden for hva som skal være tillatt av utslipp. En del av EGD er å skjerpe utslippsmålet i 2030 fra 40% fra 1990-nivå til 55%. For å nå det nye målet mot 2030, må EU-landene øke produksjonen

av fornybart med 100 TWh. Det er nesten tre ganger så mye som de siste ti årene (Redl et al., 2021).

I litteraturen om politiske tiltak for en bærekraftig omstilling, legges det vekt på at en sammensetning av tiltak må være basert på mer enn kun én funksjon, som funksjonen om å kutte utslipp, for å være effektive. Tiltakene må først oppnå noen nøkkelfunksjoner for bærekraftig omstilling. Dette kan være å frakoble klimagassutslipp fra økonomisk vekst, såkalt «decoupling». Andre funksjoner kan være å begrense utslipp ved å dyrke frem nye næringssegmenter og bærekraftige industrier og jobber. Det er viktig at tiltak støttes av offentligheten, og med det tar hensyn til eksterne effekter av tiltakene (Skjærseth, 2021). EGD rommer alle disse nøkkelfunksjonene, da de tre overordnede målene for avtalen er; å ha netto null utslipp av klimagasser innen 2050, at økonomisk vekst er frakoblet ressursbruk, samt at ingen, verken person eller sted, blir tilsidesatt i prosessen. Selv om EGD er en omfattende tiltakspakke som sannsynligvis vil gjøre store endringer i EUs økonomi, er det én ting som er retningsvisende. Denne analysen vil derfor fokusere på målsetningen om netto null utslipp i 2050.

I Norge bygges det ut mer fornybar kraft enn på mange år. I 2020 ble det til sammen satt i drift 7,1 TWh vann- og vindkraft. I 2019 ble det satt i drift 2,3 TWh (Energifaktanorge.no, hentet 26.05.2021). Veksten av fornybar kraft vil trolig fortsette i årene fremover, dersom den økende trenden av produksjon og forbruk fortsetter. Norge er ikke en del av EU, men er nært knyttet til unionen gjennom EØS-avtalen. Mye EU-lovgivning påvirker derfor Norge gjennom direktiver og forordninger. Norge er knyttet sammen med kraftmarkedet i Europa gjennom overføringskabler og krafthandel. Endringer i Europas kraftsammensetning og energimiks påvirker på grunn av dette også produksjonen i Norge. Ut ifra dette ståstedet, er det naturlig å tenke at EUs nye, grønne vekststrategi og målet om netto null utslipp i 2050 vil kunne ha implikasjoner for Norge, og spesielt kraftmarkedet.

Denne oppgaven ønsker derfor å gjøre en analyse av hvordan en tiltakspakke som EGD kan påvirke det norske kraftmarkedet. I stedet for å se på hvordan de ulike politiske virkemidlene i EGD påvirker ulike deler av kraftmarkedet, ønskes det heller å danne et bilde av hvordan markedssammensetningen i EU og Norge vil se ut når samfunnet i EU har nådd netto null utslipp. Dette fordi netto null er en målbar måloppnåelse. Problemstillingen for denne oppgaven vil derfor være:

Hvordan er European Green Deal bygget opp for å nå nullutslippsvisjonen og hvordan vil den påvirke etterspørselen og produksjonssammensetningen i EUs kraftmarked generelt, og Norges kraftmarked spesielt? Hva vil implikasjonene av European Green Deal på det Europeiske kraftmarkedet bety for Norge og Norges rolle i EUs energiforsyning?

For å svare på denne problemstillingen vil det gjøres en energimarkedsanalyse ved hjelp av energisystemmodellen «Balmorel». Den viktigste forutsetningen for analysen er at EU klarer å nå målet om å være klimanøytrale innen 2050. Hensikten er å kaste et blikk inn i en «perfekt» fremtid, for å se hvordan sammensetningen i kraftmarkedet kan se ut i et nullutslippssamfunn. Denne oppgaven skal ikke finne den beste integrasjonen av fornybar energi i energisystemet, men skal gi et bilde av hvordan det norske kraftmarkedet vil være i fremtiden som et resultat av måloppnåelse i EGD, og hvilken rolle Norge vil spille i EUs fremtidige kraftmarked. Denne måten å gjøre det på kalles «backcasting», som er en metode hvor analysen starter med å definere målet, og deretter ser hva som skal til for å komme dit. På denne måten vil det også være mulig å få et inntrykk av hvilken rolle de ulike strategiene i EGD vil spille i veien mot nullutslippssamfunnet.

Selv om det viktigste i EGD i denne oppgaven anses å være netto null-målet, vil det allikevel redegjøres for hvordan vekststrategien er bygget opp, og hvilke deler som vil bli viktig for kraftmarkedet og oppnåelse av utslippsvisjonen. Denne oppgaven er ment til å både gi en oversikt over EUs Green Deal og å gi et innblikk i hvordan Norges kraftmarked vil påvirkes av denne i form av en energimarkedsanalyse ved bruk av energimarkedsmodellen Balmorel. Oppgaven vil først ta for seg bakgrunnen for analysen, og aktuelle analyser og forskning på det samme feltet vil presenteres. Deretter vil det teoretiske rammeverket rundt utvikling av energimarkeder i Europa, inkludert drivere av etterspørsel til elektrisitet, prissetting i et deregulert marked, samt konsekvenser av integrasjon av variable fornybare energikilder, bli presentert. Videre vil teoridelen ta for seg bruk av politikk for å utvikle energimarkeder, i form av EU og Norges energisamarbeid, målsetningen om en bærekraftig omstilling av samfunnet, og til slutt en oversikt over delene av European Green Deal som har betydning for det fremtidige energimarkedet i EU. Her vil en introduksjon til EUs hydrogenstrategi, offshorstrategi og systemintegrasjonstrategi bli gitt, og målsetninger innenfor disse bli presentert. I resultatene vil det være mulig å identifisere i hvilken grad disse tre strategiene og de gjeldende målsetningene i disse strategiene er en del av veien til å nå nullutslippssamfunnet.

Metodekapittelet tar for seg valg av energimarkedsanalyse med modellen Balmorel som analyseverktøy, og metodikken bak modellen som er lineær programmering. Dette kapittelet vil så beskrive etterspørselsscenarioene som skal modelleres og deretter ta for seg nødvendig inputdata til modellen og datainnsamling.

I resultatkapittelet vil de viktigste funnene fra modellsimuleringen presenteres og legges frem. I resultatene vil det hovedsakelig bli sett på sammensetningen i det norske kraftmarkedet, men det vil være naturlig å se på de samlede analyseresultatene for alle modellandene samlet, for å kunne se på resultatene Norge i forhold til EU. Det vil også bli sett på i hvilken grad måloppnåelse i hydrogenstrategien, offshorstrategien og systemintegrasjonsstrategien viser seg i resultatene.

I diskusjonskapittelet vil resultatene ses i lys av resultater fra lignende studier, og implikasjoner av resultatene vil belyses og diskuteres. Til slutt vil konklusjonen besvare problemstillingen som ble introdusert tidligere i innledningen.

2 Bakgrunn for oppgaven

Langsiktige markedsanalyser av kraftmarkedet er noe som gjøres jevnlig av aktører i kraftmarkedet. Disse analysene brukes for å forstå behov i fremtiden, og å forsøke å gjøre en prognose av hvordan den fremtidige markedssammensetningen vil se ut basert på informasjon vi har i dag. Disse analysene kan brukes både strategisk og som et hjelpemiddel i beslutningstaking.

På verdensbasis er «World Energy Outlook» fra International Energy Agency en viktig publisering om hvordan det globale energisystemet vil kunne utvikle seg i de kommende tiårene. I den ferskeste analysen fra 2020 er det, ikke overraskende, et fokus på hvordan koronapandemien har, og vil fortsette å påvirke energisektoren (IEA, 2020).

For det norske kraftmarkedet er Statnett med sin «Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa 2020-2050» (Statnett, 2020) og Norges vassdrags- og energidirektorats (NVE) «Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020-2040» (NVE, 2020) viktige bidragsytere i kunnskapsgrunnlaget som identifiserer trender til langsiktig utvikling av kraftmarkedet. Disse to benytter seg av ulike energisystemmodeller i analysene. Eksempler på andre aktører som har lansert langsiktige markedsrapporter om det norske kraftmarkedet er konsulentselskapene AFRY (AFRY, 2020) og DNV GL (DNV GL, 2020). Prosess21, som er et forum som har fokus på utslipp fra norsk prosessindustri, har laget en rapport om betydningen av EGD for norsk prosessindustri, og har funnet at tiltak i EGD vil være av stor betydning for norsk prosessindustri, og at norske myndigheter bør ha et tett samarbeid med EU-Kommisjonen for å forberede kommende endringer (BOLDT, 2020).

Europakommisjonen publiserte i november 2018 en omfattende, langsiktig analyse av EUs fremtidige energisituasjon, «A Clean Planet for All - A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy», heretter kun omtalt som «EU-rapporten». Hensikten med EU-rapporten var å lage et strategidokument for hvordan EU kunne ta en ledende rolle i kampen mot klimaendringer, og å presentere mulige veier for EU å nå nullutslippsvisjonen i 2050. Denne rapporten kom ut før EGD, og den var ment som en retningsviser for fremtidig politikk. Rapporten har trolig vært viktig for EUs utarbeidelse av EGD, og legger frem flere ulike scenarioer for oppnåelse av både togradersmålet, og 1,5-gradersmålet. Resultatene viser detaljert etterspørsel til ulike energikilder i 2030 og 2050 per sektor i EU. EU-

rapporten er en viktig bærebjelke for analysen som skal gjøres i denne oppgaven, da resultatene for modellering av 1,5-graders scenarioene i EU-rapporten er brukt som en del av datagrunnlaget for beregning av etterspørselen for kommende analyse. Etterspørselsscenarioene Baseline, LIFE og TECH fra EU-rapporten er benyttet videre i kommende analyse. Baseline skisserer et scenario der en videreføring av dagens politikk, det vil si politikk innført før EGD, fortsetter frem til 2050. LIFE er et etterspørselsscenario som legger vekt på forbruksreduksjon og holdningsendringer i befolkningen, mens TECH er et etterspørselsscenario som legger til grunn en økt bruk av karbonfangst- og lagringsteknologi. En detaljert beskrivelse av etterspørselsscenarioene vil bli gitt i metodekapittelet.

Denne rapporten er mindre i omfang enn mer omfattende analyser som har blitt gjort. Den er ikke like detaljert som NVE og Statnetts langsiktige analyser av det norske kraftmarkedet, men vil tilføre kunnskap og gi et helhetlig bilde av Norges rolle i EUs nullutslippssamfunn. Det har ikke blitt tatt hensyn til at Storbritannia ikke er en del av EU, da alt av forbruksdata brukt i beregning av etterspørsel inkluderer Storbritannia.

3 Teoretisk rammeverk

Denne oppgaven posisjonerer seg i en rekke av langsiktige energimarkedsanalyser og vil belyse effektene av EUs tiltakspakker på kraftmarkeder generelt og det norske kraftmarkedet spesielt. For å skape et bakteppe for analysen i oppgaven vil dette kapitlet peke på hva integrasjon av mer variabel fornybar energi gjør med prissetting i markedet, hvordan det norske kraftmarkedet henger sammen med det europeiske, og hvordan de begge er avhengige av, og påvirker hverandre. Deretter vil kapitlet se på hvordan ulike politiske virkemidler kan påvirke kraftmarkeder, spesielt knyttet til utslippsreduksjon og knyttet til bærekraftig omstilling. Til sist vil kapitlet ta for seg vekststrategien EGD og hva denne innebærer.

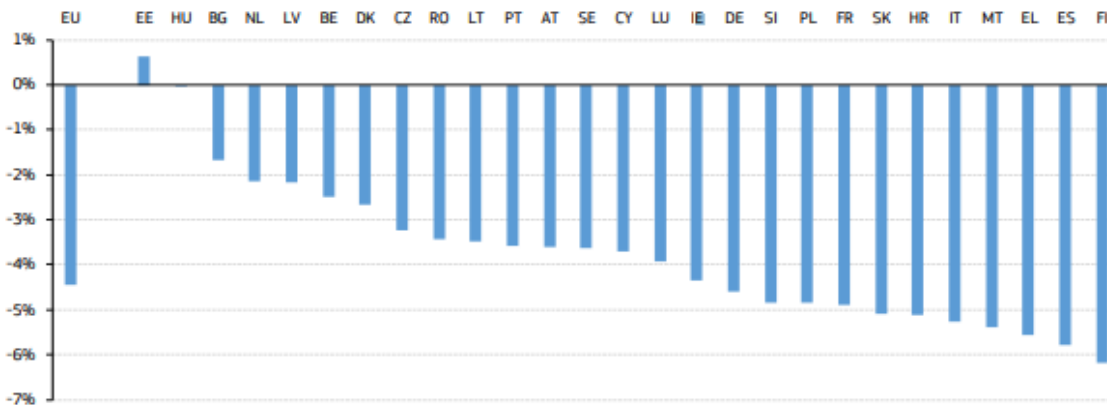
3.1. Faktorer som påvirker tilbud og etterspørsel i elektrisitetsmarkedet

Elektrisitetsmarkedet skal tilfredsstille etterspørselen til elektrisitet med tilbud av produksjon i markedet. Det er mange og varierende faktorer som spiller inn på hva som driver tilbudet og etterspørselen i et elektrisitetsmarked. Tilbudet er bestemt av tilgangen på ressurser, produksjonsteknologier og kostnader knyttet til disse, som brenselpriser og CO₂-priser (Blok & Nieuwlaar, 2016). Markedsstrukturer, som deregulering av elektrisitetsmarkedet og markedssammenkoblinger, i tillegg til subsidier og politikk knyttet til utslippsreduksjon spiller også inn.

Etterspørselen er blant annet drevet av nivået av energiintensive aktiviteter, en faktor som kan øke ved økonomisk vekst. Det er en sterk positiv korrelasjon mellom økonomisk vekst og økende etterspørsel etter elektrisitet, da forbruk av elektrisitet kan øke med vekst i brutto nasjonalprodukt (BNP) (econ, 2007). Andre viktige drivere for etterspørselen er tilgang på teknologi, samt forbrukeres villighet til å betale for elektrisitet, samt endrede forbruksmønstre. Etterspørselen og prisen på elektrisitet er tett knyttet sammen. Enkelt forklart vil etterspørselen avta ved økte priser samtidig som tilbudet vil øke, og motsatt vil reduserte priser føre til at etterspørselen øker, og tilbudet avtar. Prisen settes som i alle markeder, der tilbud og etterspørsel møtes (Blok & Nieuwlaar, 2016).

Det største energiforbruket er hovedsakelig konsumert i tre kategorier; bygninger, delt inn i husholdninger og kommersielle bygg, transport og i industri (Blok & Nieuwlaar, 2016). Økning i

energiforbruk i disse sektorene er med på å drive etterspørselen opp. Mengden forbruk hver kategori står for varierer naturligvis fra land til land. Figur 1 er et eksempel på hvordan etterspørselen etter elektrisitet går ned som følge av endrede forbrukervaner, og viser den prosentvise nedgangen i elforbruk i hvert medlemsland i EU i fjerde kvartal av koronaåret 2020.

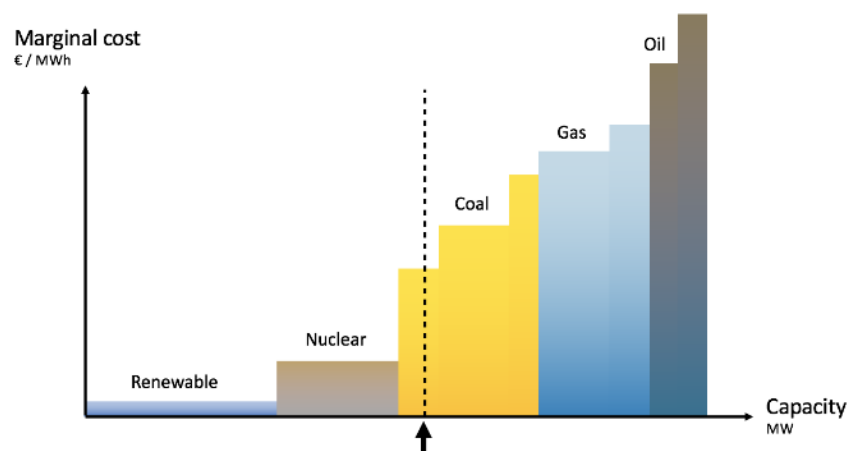


Figur 1: endring i elektrisitetsforbruk i fjerde kvartal i 2020 (European Commission, 2020e)

3.2 Prissetting i kraftmarkedet

Det europeiske kraftmarkedet har vært i en liberaliseringsprosess siden 1990-tallet. I det europeiske energimarkedet for elektrisitet og gass har markedene vært liberalisert i de fleste land siden 2008. Det er fortsatt fysiske, økonomiske og politiske barrierer som hindrer målet om et integrert elektrisitetsmarked (European Commission, 2014). Norge var det første landet som åpnet nettet for konkurranse. I 1993 ble Statnett Marked AS etablert som et eget selskap, og inkluderte etter hvert også det svenske deregulerte elektrisitetsmarkedet, og byttet navn til Nord Pool ASA da den svenske Transmission System Operator (ENTSO-E) Svenska Kraftnät ble medeier. Senere knytter Danmark, Finland og de baltiske landene seg til Nord Pool. I dag er kraftbørsen Europas største engrosmarked etter mengde kraft. I 2019 ble 494 TWh kraft solgt via Nord Pool (Pool, 2020). Nord Pool består av et *day-ahead*-marked, som bestemmer markedsklareringsprisen og et *intradag*-marked som har som hovedfunksjon å opprettholde markedsbalansen for tilbud og etterspørsel. Dette er viktig i elektrisitetsmarkeder fordi elektrisitet er en vare som produseres og konsumeres kontinuerlig. Med mer og flere ulike variable energikilder som vind og sol blir intraday-markedets funksjon viktigere (European Commission, 2019b).

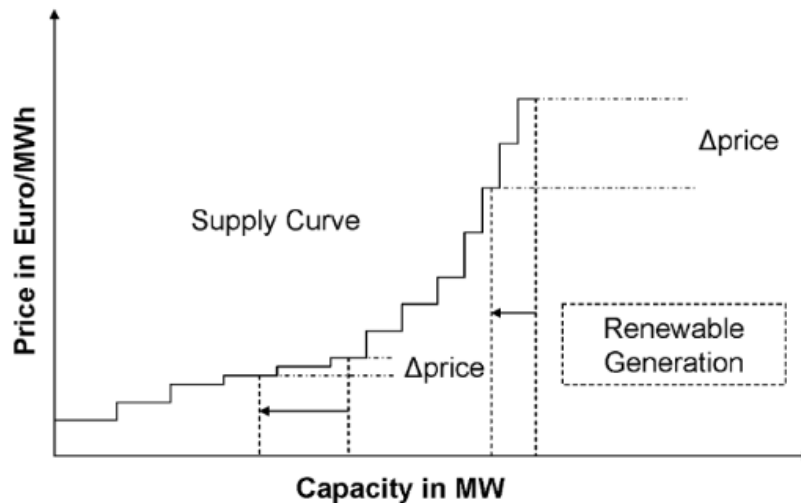
I et liberalisert marked er det konkurranse som gjelder, og de billigste produksjonsteknologiene som møter etterspørselen i markedet, setter prisen. «Merit order-kurven» beskriver i hvilken rekkefølge ulike energiprodusenter skal produsere, med det formål å kostnadsoptimalisere elektrisitetsproduksjonen i markedet (Corradi, 2018). Prisen settes der tilbud og etterspørsel møtes, i henhold til en nyklassisk tilbud- og etterspørselskurve, og det er marginalkostnaden til den siste produsenten som kan dekke tilbudet som setter prisen i markedet.



Figur 2: Merit order kurven (Corradi, 2018)

Med flere fornybare energikilder har markedssammensetningen blitt en annen, og «brune» energikilder som kull og olje blir i økende grad erstattet av fornybare energikilder. «Merit order-effekten» beskriver en mekanisme i markedet hvor prisen på elektrisitet blir lavere grunnet integrasjon av mer fornybar kraft (Sensfuß et al., 2008). De dyre teknologiene, som er de som har høyere variable kostnader fordi de er avhengige av brensler og karbonkvoter, presses mot høyre i kurven og erstattes med variabel og billig fornybar kraft. Variabel fornybar kraft er hverken avhengige av brensler, eller å ta hensyn til karbonprisen i markedet, derfor kan disse produsentene være lønnsomme selv når markedsprisen settes svært lav. Produksjon av variabel fornybar kraft har dermed samme effekt som en lavere etterspørsel i markedet – nemlig lavere priser. Systemmarginalprisen, som er prisen på den siste produksjonseenheten som møter etterspørselen i

kurven settes derfor lavere, og produsenter basert på fossile brensler kan ikke lenger produsere uten å gå i tap.



Figur 3: illustrasjon av virkningen av variabel fornybar kraft på markedspriser. Merit-order effekten (Sensfuß et al., 2008)

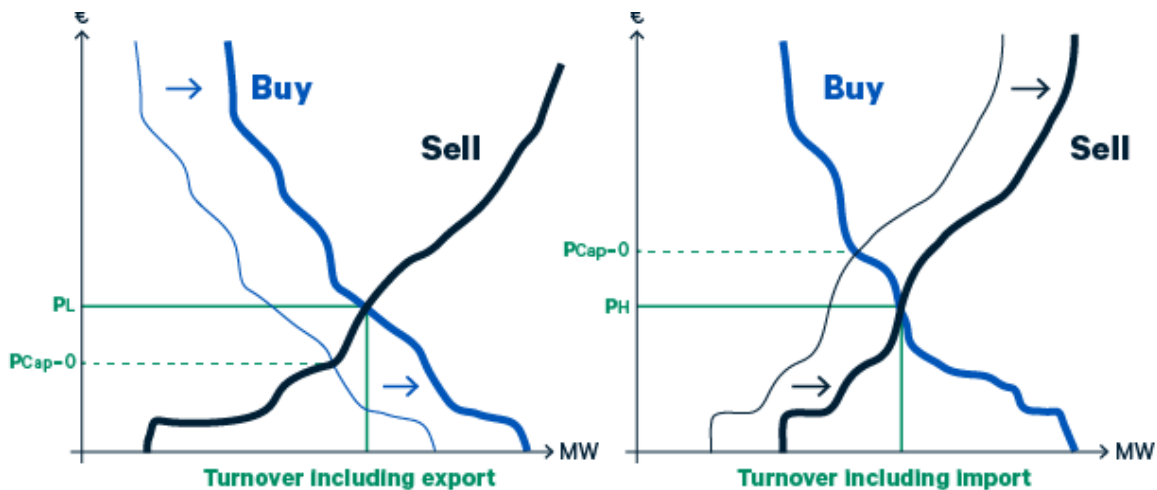
Mer variabel fornybar kraft i markedet betyr også mer prisvolatilitet, fordi produsentene er avhengige av uregulerbare værforhold for å produsere. Variasjoner i produksjon kan gjøre det vanskeligere å sette day-ahead prisen i markedet riktig. Med dette blir det nødvendig å få inn mer tilgjengelige reserver i balansemarkedet i intradag. Balanserende krafttiltak har ofte høyere marginalkostnader fordi de står «parat». Dette kan da føre til mer prisvolatilitet, siden balansekraften har høyere marginalkostnad enn den produsenten som i utgangspunktet satte prisen.

De nordiske og baltiske landene som er en del av Nord Pool Spot, er delt inn i ulike elspotområder av sine respektive TSOer for å håndtere flaskehalser i transmisjonsnettene. I Norge har vi fem elspotprisoner.



Figur 4: oversikt over Norges spotprisoner (NVE, 2021)

Områdene kan ha underskudd eller overskudd av elektrisitet, og elektrisiteten vil flyte fra områder med overskudd og lav pris til områder med høy etterspørsel og høy pris. Hvis overføringskapasiteten mellom to områder ikke er tilstrekkelig nok til at prisen i de to områdene konvergerer, har man to ulike områdepriser (Nordpool.no, retrieved 29.05.2021). Hvis derimot flyten mellom to områder er innenfor overføringslinjenes kapasitet, vil prisene i områdene være like. Figur 5 illustrerer hvordan prisen i et overskuddsområde (venstre) økes (fra PCap-0 til PL) ved eksport til et underskuddsområde hvor prisen senkes (fra PCap-0 til PH) når nødvendig overføringskapasitet er tilgjengelig. Med overføringen økes etterspørselen i overskuddsområdet og kurven flyttes til høyre. Dette gir en prisøkning i overskuddsområdet. Tilbudet øker i underskuddsområdet og tilbudskurven flyttes mot høyre og vi får en prisreduksjon. Uten nødvendig overføringskapasitet forblir pris i overskuddsområde lavere enn i underskuddsområdet (PCap-0).



Figur 5: prissetting i over- og underskuddsområder med og uten tilstrekkelig overføringskapasitet (Nordpool.no, hentet 29.05.2021)

3.3 Norge og EUs energisamarbeid

Liberaliseringen av elektrisitetmarkedet i Europa har skapt en økt handel av kraft mellom landene, noe som har gjort at det Europeiske kraftmarkedet har blitt tettere knyttet til Norge. Med EUs mål om et nullutslippssamfunn i 2050, er utviklingen av energisystemet en viktig del for måloppnåelsen. Norges kraftmarked påvirkes av det europeiske kraftmarkedet i EU både direkte og indirekte. Direkte av de regulatoriske effektene som medfølger deltakelsen i det Europeiske energisamarbeidet, og indirekte av markedseffektene som kommer av økt handel av kraft mellom land i EU og Norge (Regjeringen.no, 2018).

Norge har et tett og forpliktende samarbeid med EU gjennom EØS-avtalen. Norge ble med i det Europeiske energisamarbeidet gjennom EØS-avtalen i 1992, og gjennom denne avtalen er Norge med i Europas indre energimarked (Regjeringen.no, 2018). På dette området er Norge forpliktet til å følge de mål som har blitt satt og de forordninger og reguleringer som blir gitt fra EU (OED, 2020). En forordning er den strengeste formen for bestemmelse fra EU, og denne bestemmelsen skal iverksettes direkte i medlemslandenes/EØS-landenes lovgivning. Et direktiv er en bestemmelse som skal overlates til avtalepartenes myndigheter til å bestemme gjennomføringsformen. EØS-avtalen består av til sammen 1300 rettsakter, rettsaktene kan bestå av både forordninger og direktiver. De viktigste rettsaktene innlemmet i EØS-avtalen har vært

knyttet til det indre energimarkedet for elektrisitet og naturgass (OED, 2020). Flere av rettsaktene har kommet i form av såkalte lovgivningspakker, som startet opp med første energimarkedspakke fra 1996/1998, og ekspanderte med andre energimarkedspakke fra 2003 og tredje energimarkedspakke fra 2009 (Regjeringen.no, 2018).

Endringer i EUs politikk vil få store virkninger for Norge, da landet i praksis er å regne som EU-medlem på området som omhandler energipolitikk (Regjeringen.no, 2018). Norge er bundet til å følge EUs regler for både støtteordninger og andel av kraft som skal være fornybar. Dersom EU vedtar nye nasjonalt forpliktende klimatiltak, kan det føre til at Norge må følge nye forordninger og direktiver.

3.4 Bærekraftig omstilling og klimatiltak

En karakteristikk ved bærekraftig omstilling er at den er knyttet til langsiktige mål i form av politikk eller politikkpakker (Lindberg et al., 2019). EUs kvotesystem ble innført i 2005 og er et eksempel på dette. Etter at kvotesystemet ble innført i 2005, har EU kuttet utslippene fra kvotepliktig sektor med 1,2 milliarder tonn med CO₂ mellom 2008 og 2016, relativt til et EU uten kvotesystemet (Bayer & Aklin, 2020). Kvotesystemet har lenge vært EUs hovedvirkemiddel for å redusere klimagassutslipp, men ifølge EU-kommisjonen vil dagens politikk og tiltak bare redusere klimagassutslipp med 60% innen 2050, og derfor må mer til for å nå målet om klimanøytralitet (European Commission, 2018). For å favne bredere og å kutte utslipp i andre sektorer, må flere og andre tiltak til. Dekarbonisering kan derfor ikke oppnås med enkelttiltak som karbonprissystemet, men det trengs en bredere politikk for å få fart på det grønne skiftet (Kivimaa & Kern, 2016).

Med EUs mål om å være et netto nullutslippssamfunn i 2050, kommer også mange muligheter for å nå målet, såkalte «transition pathways», eller «overgangsstier», endringsmønstre i sosiale og tekniske systemer som utfolder seg over tid (Lindberg et al., 2019). Politikk kan påvirke kraftmarkeder med insentiver om å kutte utslipp for å oppnå utslippsreduksjon. EUs kvotesystem er i sin tredje fase, hvor markedsstabiliseringsreservet (Market Stability Reserve) har blitt styrket for å redusere overskuddet av utslippskvoter som har bygget seg oppover tid (European Commission, hentet 31.05.2021). Dette har allerede hatt en positiv effekt på prissignalet i kvoteordningen. En annen lovgivning, kalt «Effort Sharing Regulation», adresserer sektorer som

faller utenfor EUs kvotesystem ved at hvert medlemsland skal sette utslippsreduksjonsmål i ikke-kvotepliktige sektorer og redusere «etter evne» (European Commission, 2018).

3.5 European Green Deal

11. desember 2019 ble en melding om Europas nye grønne vekststrategi, European Green Deal, lagt frem av von der Leyen-kommisjonen. EGD har et overordnet mål, der objektivet er å gjøre EUs økonomi innovativ og konkurransedyktig, ved å nå et klimanøytralt EU innen 2050.

EGD kan sees på som et taktskifte i europeisk energi- og klimapolitikk. Målene er tilspisset, og det er tydelig at det ligger en sterk driv og motivasjon bak å nå målene. EGD blir den sittende Kommisjonens viktigste initiativ for å nå sine ambisiøse klimamål. Med de mange og omfattende initiativene skiller den seg fra de fleste av Kommisjonens tidligere utslippsreduksjonsinitiativer (BOLDT, 2020).

Planen bygger på eksisterende EU-politikk og regelverk, men ambisjonene og målene er hevet for å akselerere den bærekraftige omstillingen i Europa. Strategien favner om mange sektorer, herunder transport, industri, matproduksjon og energi. Avtalen legger også vekt på naturmangfold og den skal fremme sirkulær økonomi i alle sektorer. I avtalen er ikke målet bare lavere klimagassutslipp, men også bedre helse, økt livskvalitet og nye arbeidsplasser for befolkningen i EU. EGD er dermed både en vekststrategi og en sektorovergripende plan for å gjøre Europa til en klimanøytral region innen 2050 (Utenriksdepartementet, 2021).

Når man EGD brytes ned, finnes flere planer og strategier som omfatter sektorene nevnt ovenfor. Det er store deler av EGD som ikke vil bli redegjort for i oversikten i denne oppgaven. Videre vil det redegjøres for de tiltak og strategier som tydeligst vil påvirke energimarkedet.

3.5.1 Klimaloven

EU-Kommisjonen la i mars 2020 frem et forslag til en klimalov, som skal gjøre klimanøytralitetsmålet juridisk bindende. En viktig forskjell fra tidligere, er at utslippsmålet er løftet opp på et overordnet nivå for EU, kontra konkrete utslippsmål for de enkelte landene (European Commission, 2021). Frem til 2020 hadde alle land i EU forpliktet seg til å nå bindende og fastsatte mål om andelen fornybart i produksjonsmiksen. Nå er det i stedet satt ett mål på EU-

nivå om netto null utslipp i 2050. Det som er spesielt med EGD i forhold til tidligere tiltak for å nå klimamål, er hvordan den favner bredt i ulike sektorer.

Hensikten med EUs klimalov er å forsikre en rettferdig klimapolitikk i EU, og å beskytte mennesker og økosystemer mot trusselen av antropogene klimaendringer. EU vil fungere som en kontrollør av medlemslandene for å overse at de har planer som er i tråd med EU-politikk, og etter hvert lovgivning. EUs klimalov, som er foreslått, men enda ikke ratifisert, vil lovfeste nettopp det at medlemslandene i EU skal samarbeide om å nå klimamålene. Dette betyr at medlemslandene er juridisk bundet til å nå netto nullutslippsmålet innen 2050. Det å gjøre dette målet juridisk bindende er et grep som er gjort for at det ikke skal være mulig å gå tilbake til en ikke-klimavennlig politikk i medlemslandene ved eventuelle skifter i styresmaktene. Klimaloven skal handle om prosesser, ikke om konkrete tiltak (European Commission, 2021). Dette er for at loven skal danne et rammeverk for at Europa holder seg til planen og faktisk når målet om netto null utslipp i 2050. EUs prosedyre i nye lovforslag består i at Kommisjonen kommer med lovforslag og Parlamentet og Konsulatet godkjenner dem. Deretter er det Kommisjonen og medlemslandene som iverksetter nye lover. Kommisjonen forsikrer at lovene blir korrekt iverksatt (Union, Retrieved 29.05.2021). Den 21.04.2021 har Kommisjonen kommet frem til en provisorisk avtale om klimaloven (European Commission, 2021). I det ligger det at lovforslaget må godkjennes av Det Europeiske Parlamentet og konsulatet før den kan publiseres i EUs lovverk, «the Official Journal of the Union», og tre i kraft.

3.5.2 Styrkede tiltak

EGD er mer enn bare klimaloven, det er også en sammensetning av mange regulatoriske tiltak med forankring i ulike sektorer. En av de viktige pakkene som er satt sammen for å nå det oppgraderte 55%-målet innen 2030, er «Fit for 55»-pakken. Den Europeiske kommisjonen har konkludert med at det eksisterende politiske rammeverket ikke er sterkt nok til å føre frem en vellykket måloppnåelse av det oppgraderte utslippsmålet. Uten en oppgradering av eksisterende rammeverk vil samlede utslippskutt kun være på 60% innen 2050, ifølge Kommisjonen (Parlament, 2021). Fit for 55 inneholder en rekke initiativer som skal legges frem i andre kvartal av 2021. Blant disse er «Carbon border adjustment mechanism» (CBAM) som skal hindre at produksjon blir flyttet fra EU til andre land som har lavere utslippsambisjoner, og følgende lave, eller ingen, kostnader

knyttet til utslipp. CBAM skal i tillegg hindre at EU-produserte produkter blir erstattet med mer karbonintensive importerte varer, noe som igjen kan føre til at globale utslipp ikke går ned. Tiltaket skal sørge for at prisen på importerte varer derfor reflekterer karbonutslipp knyttet til importen (European Commission, 2020c).

Et annet av de viktige tiltakene er revisjonen av kvotehandlingssystemet (EU ETS). Tabellen viser en oversikt over alle tiltak som skal revideres som en følge av EGD.

Tabell 1: revisjoner i European Green Deal

Initiativ

Revisjon av EU ETS

Carbon Border Adjustment Mechanism
(CBAM)

Revisjon av Effort Sharing Regulation (ESR)

Revisjon av Energy Tax Directive

Revisjon av Renewable Energy Directive

Revisjon av Energy Efficiency Directive

Reduksjon av metan i energisektoren

Revisjon av LULUCF

Revisjon av direktiv om bruk av alternativt drivstoff i infrastruktur

Revisjon av regulering om CO2-standarder for nye passasjerbiler

3.5.3 Nye strategier

Utenom de oppdaterte tiltakene, innebærer EGD tre nye, viktige strategier. Hydrogenstrategien, offshorestrategien, og systemintegrasjonsstrategien. Strategiene er startpunktet for nye reguleringer og direktiver, noe som betyr at de enda ikke er lovfestet.

EUs prioritet innen hydrogen er å utvikle grønt hydrogen, produsert hovedsakelig med vind- og solkraft. I hydrogenstrategiens første fase, fra 2020 til 2024, er målet å installere minst 6 GW med fornybarbaserte elektrolysatorer (European Commission, 2020b). Strategien vil fokusere på å legge ned et regulatorisk rammeverk som vil tette kostnadsgapet mellom konvensjonelle hydrogenløsninger og fornybare og lavkarbon-hydrogenløsninger. Konkrete planer for vind- og solkraftverk som skal produsere fornybarbasert hydrogen i GW-skala før 2030 skal tilrettelegges.

I andre fase, fra 2025 til 2030, må hydrogen bli en iboende del av et integrert energisystem, med et mål om å installere minst 40 GW med fornybarbaserte elektrolysatorer, og produksjonen skal opp til 10 millioner tonn med fornybar energi-basert hydrogen. Innen 2030 ønsker EU å fullføre et åpent og konkurransekraftig hydrogenmarked, og effektiv allokering av hydrogen mellom sektorer.

I en tredje fase, fra 2030 og fremover mot 2050, skal fornybarbaserte hydrogenteknologier nå modenhet og bli distribuert i storskala for å nå alle sektorer som er vanskelige å dekarbonisere, og hvor andre alternativer ikke er mulig eller har høyere kostnad. I denne fasen må fornybar energiproduksjon øke drastisk, da omtrent en fjerdedel av fornybar elektrisitet kan bli brukt til fornybarbasert hydrogenproduksjon innen 2050.

Electrofuels (e-fuels), en samlebetegnelse for e-gas og e-liquids, inngår også i hydrogenstrategien. E-fuels er en type syntetiske, karbonnøytrale drivstoff som lages ved å lagre elektrisk energi fra fornybare kilder i kjemiske komposisjoner, enten i flytende form eller i gassform. Disse kan, i likhet med hydrogen, være en viktig brikke i et fremtidig energisystem ved å bidra til fleksibilitet og dekarbonisering. Fordelen med e-fuels er at når de først er produsert, så har de samme struktur som naturgass eller olje, og kan distribueres via eksisterende transmisjon- og distribusjonssystemer, og brukes i eksisterende applikasjoner (efuels-alliance.eu, hentet 31.05.2021).

EU vil oppskalere produksjonen av fornybar energi for å stille økt etterspørsel til elektrisitet og for å få til indirekte elektrifisering gjennom bruk av hydrogen og e-fuels. EU ser et stort potensialt i offshore fornybar produksjon, og har en målsetning om minst 60 GW havvind og én GW havenergi, herunder bølge- og tidevannskraft, innen 2030. Innen 2050 er målsetningen på henholdsvis 300 GW og 40 GW. En økning i offshore produksjonskapasitet på tretti ganger det som eksisterer i dag (European Commission, 2020a).

For å muliggjøre netto-nullutslipssvisjonen, med det det innebærer av økt produksjon av variabel fornybar kraft, og økt hydrogenproduksjon, må energisystemet omstruktureres. Dagens energisystem i EU er bygget på flere parallelle verdikjeder som knytter spesifikke energikilder til spesifikke sektorer som forbruker energien. Et eksempel på dette er hvordan petroleumsprodukter er dominerende i transportsektoren. Infrastruktur for elektrisitet og gass blir planlagt og operert separat. Kommisjonen mener dagens markedsstrukturer ikke vil støtte oppunder en karbonnøytral økonomi, da de er teknisk og økonomisk ineffektive. Strategien for energisystemintegrasjon vil øke koordinert planlegging og drift på tvers av energisystemet, med det det innebærer av energibærere, infrastruktur og forbrukssektorer. Hovedpillarene som skal bære integrasjonen av energisystemet er et mer sirkulært energisystem basert på energieffektivitet, en økt elektrifisering av sluttbrukersektorer og bruk av fornybare og lavkarbonløsninger der elektrifisering ikke lar seg gjøre. Et eksempel på dette er å bruke hydrogen i industrielle prosesser og tungtransport. Til slutt vil forbrukeren spille en mer aktiv rolle som «prosumenter». En kan se strategien for energisystemintegrasjon som det som «binder» det hele sammen (European Commission, 2020d).

4 Metode og data

Dette kapittelet vil ta for seg valget av metode for oppgaven, og hvorfor metoden er relevant for besvarelsen av problemstillingen. Innhenting og behandling av data vil også redegjøres for i dette kapittelet.

4.1 Valg av metode

For å besvare problemstillingen, vil det gjøres en energimarkedsanalyse ved hjelp av en energisystemmodell. Det finnes flere typer energisystemmodeller og tilnærminger til modelleringen.

Modellering av energisystemer har blitt brukt helt siden lineær programmering ble utviklet til å planlegge utbygging av energiprodusenter i det regulerte energimarkedet på 1950-tallet. De to hovedmålsetningene har siden da vært å minimere totale kostnader over planleggingsperioden, samt å sikre forsyningssikkerhet. Siden da har både miljø- og klimahensyn blitt ytterligere prioritert, noe som har påvirket energisystemene i en retning med flere og mindre produsenter, med mer væravhengige produksjonsegenskaper (Hilpert et al., 2017). Et resultat av dette er at energisystemene våre står ovenfor en økende grad av behov for fleksibilitet og integrering mellom sektorene som elektrisitet, varme og transport. Dette stiller også høyere krav til modellene som skal gjenspeile energisystemet og som skal svare på ulike spørsmål. Dette øker kravet til kompleksiteten til modellen.

Det finnes flere ulike typer energisystemmodeller, både når det gjelder systemgrenser og metodologi. Typisk kan energimodellering deles inn i to analytiske tilnærminger; bottom-up og top-down. Bottom-up-modeller gir et svar på hvordan individuelle teknologier leverer energitjenester under gitte forutsetninger. Denne metoden estimerer kostnader og fordeler knyttet til investeringer i økt energieffektivitet, ofte i forbindelse med reduksjoner i klimagasser eller andre miljøpåvirkninger (Pfenninger et al., 2014). Disse modellene er utstyrt til å anslå den billigste og mest effektive kombinasjonen av produksjonsteknologier.

På den andre siden har man top-down modeller som forutsetter et generelt ekvilibrium eller et makroøkonomisk perspektiv. Her er kostnader definert som tap i produksjon, tap i inntekt eller

bruttonasjonalprodukt (BNP) som konsekvens av innføring av energi- eller utslippsskatter. Top-down-modellene er med dette bedre egnet til å forutse ekte markedsbevegelser.

Kort oppsummert tar bottom-up-modeller utgangspunkt i teknologi, mens top-down tar utgangspunkt i det økonomiske perspektivet (Lopion et al., 2018).

Av underliggende metodologi finnes det mange ulike tilnærminger, men av de mest brukte er det spesielt tre metoder; optimaliseringsmodeller, simuleringsmodeller og hybridmodeller (Lopion et al., 2018). Simuleringsmodeller skal forutse energisystemets sannsynlige utvikling. Hybridmodeller kobler teknologifokuserte bottom-up modeller med top-down ekvilibriummodeller, og skal si noe om hvordan en hel økonomi blir påvirket av energisystemendringer. Kategorien «optimaliseringsmodeller», som benyttes i denne analysen, har siden 2010 vært den typen av modeller som har økt mest i bruk (Lopion et al., 2018), noe som henger sammen med en økt bruk av bottom-up-modeller. Dette kan ses i sammenheng med den økende kompleksiteten knyttet til implementeringen av fornybare energikilder i nasjonale energisystemer (Trutnevyte, 2016). Optimaliseringsmodeller har en detaljert representasjon av energietterspørsel, energikilder, teknologier og infrastruktur. Målet er å minimere de totale systemkostnadene under teknologi-, miljø-, og politiske begrensninger.

Denne analysen vil bli gjort med energisystemmodellen Balmorel, som er en bottom-up lineær optimeringsmodell. Denne er valgt fordi den har en høy temporal oppløsning og dermed fanger opp variasjon i produksjon. I tillegg har den geografisk oppløsning som passer området som analysen skal gjøres for, og tar for seg både elektrisitets- og varmesektoren.

4.1.1 Lineær programmering i energisystemmodeller

I de fleste energisystemmodeller er energisystemet beskrevet som et nettverk av ulike komponenter, og energiflyten mellom disse blir kalkulert. Flyten starter ved tilbudssiden i modellen og ender, etter flere omregningsprosesser, med å stille etterspørselen. I bottom-up-modeller kan dette gjøres ved *optimering* av energisystemet. Optimering brukes som verktøy for å identifisere optimale strategier i komplekse systemer, og fungerer derfor godt i modellering av energisystemet, da det gjør det mulig å implementere mange ulike teknologier i modellen. Ved optimering av et energisystem skal etterspørselen stilles til lavest mulig kostnad, underlagt de

begrensninger som finnes (Blok & Nieuwlaar, 2016). Den underliggende metodikken i en bottom-up lineær optimeringsmodell er *lineær programmering*. Hensikten med lineær programmering er å maksimere eller minimere en viss verdi, innenfor gitte beskrankninger. Alle ligninger som benyttes til å løse problemet er lineære, og den generelle metoden for å løse disse er Simplex-algoritmen som er utviklet av den amerikanske matematikeren George Dantzig (Karp, 2008).

Hensikten med optimeringen i denne typen energisystemmodell er å stille etterspørselen til lavest mulig systemkostnad. Dette bestemmes av objektfunksjonen, med hensyn til beskrankningene. Objektfunksjonens generelle form er (Blok & Nieuwlaar, 2016):

$$\text{minimer } Z = \sum_{i=1}^n c_i x_i$$

c_i = objektfunksjonskoeffisienten til den i -ende variabelen

X_i = den i -ende beslutningsvariabelen.

Objektfunksjonskoeffisienten indikerer med dette bidraget til objektfunksjonens verdi med én enhet av beslutningsvariabelen. Beskrankningene representerer hvilke verdier de ulike beslutningsvariablene må være innenfor. De representerer typisk begrensninger av en ressurs eller maksimum- eller minimumsnivå av en aktivitet.

m. h. t

$$\sum_{i=1}^n a_{ji} X_i \leq b_j \quad j = 1, \dots, m$$

$$X_i \geq 0, \quad j = 1, \dots, n$$

Hvor

X_i = den i -ende beslutningsvariabelen.

a_{ji} = koeffisienten til beslutningsvariabelen, med beskrankning j

b_j = den høyresidede koeffisienten på beskrankning j

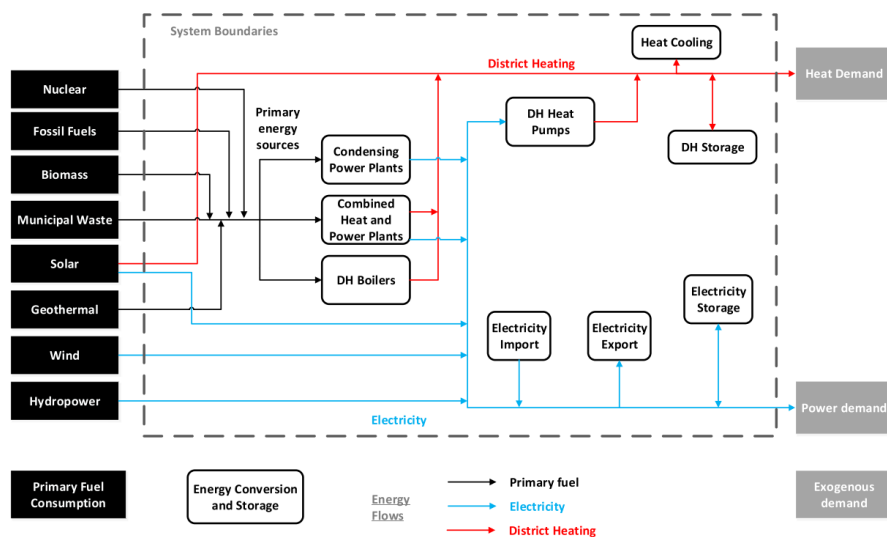
Den generelle formen av lineær programmering kan appliseres på mange ulike problemer hvor den kostnads- minimerende eller maksimerende sammensetningen innenfor gitte beskrankninger skal løses.

Det skilles mellom *eksogene* og *endogene* variabler til modellen når optimering skal gjennomføres. De eksogene variablene er inputvariabler som er bestemt utenfor modellen, og legges inn før simuleringen gjøres. De endogene variablene er påvirket av andre variabler i modellen, og bestemmes av modellen i simuleringen som et resultat av optimeringen. Her vil rammeverket for modelleringen i denne analysen legges frem i form av hva som allerede ligger inne i modellen og de eksogene variablene som legges til i denne analysen.

4.2 Balmorel som analyseverktøy

Balmorel er en bottom-up partiell likevektsmodell for optimering av elektrisitets- og varmesektoren under antagelsen om fullkommen konkurranse. Modellen optimerer produksjon, transmisjon og forbruk til å tilfredsstille energietterspørselen og til å maksimere paretoeffektiviteten under tekniske, fysiske og regulatoriske begrensninger (Wiese et al., 2018). I motsetning til en *generell* likevektsmodell er den partielle en forenkling, da den ikke analyserer hele økonomien, men en del av den, i dette tilfellet varme- og elektrisitetsmarkedet. En partiell likevektsmodell skal finne likevekten mellom tilbud og etterspørsel i markedene, mens en generell ser på endringene i økonomien som konsekvens av endringer i energimarkedet (Blok & Nieuwlaar, 2016). Balmorelmodellen inkluderer konverteringen av energi til elektrisitet og varme, lagring, transmisjon, og kostnader og tap knyttet til energidistribusjon. Tilbudssiden i modellen består av ulike produksjonsteknologier, hvis planlagt kapasitet og levetid er definert eksogent. Nye investeringer i transmisjon blir funnet i optimaliseringen (Wiese et al., 2018).

Modellen er en deterministisk energisystemmodell og den antar «perfect foresight». Begrepet har sitt opphav fra spillteori og ble brukt til å beskrive en hypotetisk tilstand for spill hvor deltakerne kan forutsi de andre spillernes strategier (Kjetil Ramsdal, 2007). I modellen vil det si at den ikke tar hensyn til stokastiske variabler og resultatet av modellen er bestemt ut ifra parameterne og inputvariablene. «Perfect foresight», spiller på dette prinsippet. Verdiene på all inndata er kjent for modellen og ingenting stokastisk bestemmes endogent. Dette betyr at modellen ikke tar hensyn til usikkerhet og at stokastiske parametere bestemmes eksogent (Wiese et al., 2018).



Figur 6: oversikt over Balmores struktur

Energiflytdiagrammet, her tilhørende Balmorel, viser fra venstre til høyre hvordan energien går fra energikilde til å stille etterspørselen etter varme og elektrisitet. Produksjonsteknologiene i modellen har flere inputvariabler som bestemmes eksogent. Dette innebærer virkningsgrad, investerings- og vedlikeholdskostnader, ratio mellom kraft og varmeproduksjon (kogenerasjon), forventet teknisk levetid, samt utslipp. Variable fornybare energikilder har produksjonsprofiler som er gitt eksogent til hvert tidssegment og geografiske område (Wiese et al., 2018). Modellen gjør det mulig å modellere på flere temporale og geografiske nivåer. Tid kan defineres på tre ulike nivåer; år, sesong og term.

Modellen er basert på lineær optimering, og er kodet i General Algebraic Modeling System (GAMS). Objektfunksjonen representerer summen av systemkostnader, som inkluderer brensler, transmisjon, faste og variable kostnader, skatter og subsidier minus forbrukers nytteverdi (Wiese et al., 2018). Objektfunksjonen skal etter den lineære programmeringsprinsippene kombinere disse systemkostnadene, underlagt beskrankningene, til en lavest mulig kostnad. Nye energiprodukter, som for eksempel hydrogen, kan bli inkludert gjennom et tillegg i den grunnleggende modellstrukturen.

Tabell 2: beskrankninger som objektfunksjonen i Balmorel er underlagt

<i>Beskrankning</i>	<i>Forklaring</i>
Elektrisitets- og varmebalanse	Ligninger som sørger for at elektrisitetstilbudet er lik etterspørselen, samt at varmetilbudet er lik varmetterspørselen
Kapasitetsbegrensninger	Ligninger som sørger for produksjonen for en gitt teknologi ikke overskrider teknologiens installerte kapasitet
Energibegrensninger	Representerer begrensninger i energi over en viss tidsperiode
Operasjonelle begrensninger	Representerer tekniske karakteristikk knyttet til teknologier
Andre begrensninger	Andre fysiske og tekniske begrensninger kan bli definert. Som for eksempel det maksimale nivået av utbygget kapasitet i et gitt år eller politiske mål

4.3 Rammeverk for modellering

Energisystemmodellen Balmorel muliggjør en fremstilling av et fremtidig kraftsystem i Norge og samtlige land i modellen, undergitt de begrensningene modellen har og de forutsetninger som settes i modelleringen. Hvordan man legger rammene for modelleringen er viktig for å oppnå svar på det man vil med simuleringen.

4.3.1 Geografisk oppløsning

Det finnes tre lag av geografisk oppløsning i Balmorel; land, region og område. Hvert land kan inneholde flere regioner, og hver region flere områder. Tabell 3 viser land og regioner er med i denne analysen og som følger Nord Pools spotprissoner for Norden.

Tabell 3: geografisk oppløsning i Balmorel brukt i analysen

Land	Regioner
Belgia	BE
Danmark	DK1, DK2
Tyskland	DE1, DE2, DE3, DE4
Estland	ES
Frankrike	FR
Latvia	LV
Litauen	LT
Nederland	NL
Polen	PL
Finland	FR
Sverige	SE1, SE2, SE3, SE4
Storbritannia	UK
Norge	NO1, NO2, NO3, NO4, NO5

4.3.2 Temporal oppløsning

I Balmorel har tre lag med temporal oppløsning, år, sesong og term. Sesonger er delt inn i 52, og representerer uker, og hver uke delt inn i 168 termer, som representerer timer. I denne analysen modelleres år 2030 og 2050. Hvert år modelleres med 17 uker og hver uke med 72 timer.

4.3.3 Overføringskapasitet og vindkraftpotensiale

Overføringskapasitet mellom land og soner og transmisjonsnett innad i landene som allerede eksisterer, samt planlagt transmisjon og overføring, ligger inne i modellen. Dette hentes fra European Network of Transmission system Operators for Electricity (ENTSO-E) sin utviklingsplan (ENTSO-E, 2021). Modellen kan bestemme videre investeringer endogent.

Vindkraftpotensiale for hvert land i modellen representerer det teoretiske potensialet i MW og kan ses i vedlegg I.

4.3.4 Etterspørsel til el og P2X

Etterspørsel til e-fuels regnes om til hydrogen, og disse to sammen omtales i oppgaven som P2X. Det antas at P2X ikke produseres andre steder enn EU og importeres inn, og dermed at EU er

selvforsynt med P2X. Videre forutsettes det at P2X kan fraktes uproblematisk, og ikke må forbrukes der det produseres. Det kompenseres for dette med et tillegg på 10 EUR/MWh i de variable kostnadene for hydrogen.

Etterspørselen til el og P2X er basert på mengde etterspørsel til de ulike energibærerne fra EU-rapporten, samt forbruksdata fra Eurostat. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 4.4., og resultatene fra beregning av etterspørsel i vedlegg II.

4.3.5 Brenselspriser og teknologispesifikasjoner

Data om brenselspriser og andre teknologispesifikasjoner er hentet fra danske Energistyrelsens teknologkataloger (Energistyrelsen, 2021) Brenselspriser er priser på brensler for teknologier som er avhengige av brenselsinput for å produsere . Samtlige brenselspriser finnes i vedlegg I.

Tabell 4: de viktigste brenselsprisene for modelleringen

<i>Brensel</i>	<i>År</i>	<i>Brenselspris (Euro/GJ)</i>
Naturgass	2020	5,35
	2030	6,23
	2050	8,26
Kull	2020	2,26
	2030	2,78
	2050	2,85
Lignitt (brunkull)	2020	0,86
	2030	0,86
	2050	0,86
Flis (biobrensel)	2020	6,45
	2030	6,86
	2050	7,43

Teknologispesifikasjoner henviser til den enkelte produksjonsteknologis kostnader, økonomisk levetid, virkningsgrad og andre vesentlige egenskaper. Totalt inkluderer modelleringen 140 ulike produksjonsteknologier, blant annet drevet av vind, vann, sol, ulike typer bioenergi, naturgass, kull, hydrogen. Alle teknologispesifikasjoner vil ikke gjengis her, det som anses som relevant for lesing av oppgaven ligger i vedlegg I.

4.3.6 Investeringer

Investeringer i ny teknologi er satt til år 2040, og brenselspriser for 2040 vil da være gjeldende. Investeringer vil i virkeligheten naturligvis være spredd utover flere år, men her er det foretatt en forenkling, og 2040 er valgt fordi dette er midt imellom 2030 og 2050.

Reell kalkulasjonsrente på investeringer er satt til 4%.

4.4 Data til etterspørsel

Siden Balmorel er en likevektsmodell, er det nødvendig å hente inn data til etterspørselen som skal stilles. Det må beregnes etterspørsel til elektrisitet og «Power-2-X» (hydrogen og e-fuels) i hvert etterspørselsscenario. Etterspørselsscenarioene er ikke utarbeidet i denne analysen, men det har blitt benyttet scenarioer som allerede er utarbeidet i en omfattende analyse gjort av den Europeiske Kommisjonen i EU-rapporten «A Clean Planet for All - A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy». Her er det blant annet gjort en analyse av etterspørsel i EU i 2050 med energisystemmodellen PRIMES i ulike scenarioer. Analysen gjort i denne oppgaven hviler derfor på en del av de samme forutsetningene som er gjort i Kommisjonens analyse. Sektorene som det har blitt beregnet etterspørsel til i EU-rapporten inkluderes også i denne analysen. Dette er transport, bygningssektor (delt inn i husholdninger og kommersielle bygninger) og industri. Det blir modellert to ulike etterspørselsscenarioer, LIFE og TECH, i tillegg til ett Baselinescenario

Primærdata om historisk forbruk i de ulike sektorene er hentet fra Eurostats database, under «Complete energy balances» (Eurostat, Hentet 2021). Dataen hentet inn er faktiske, historiske forbruksdata. For å ha data som kan inkluderes i Balmorels etterspørselsside, må primærdataen gjøres en prognose for, innenfor hvert etterspørselsscenario for år 2050, samt for år 2030. Formålet er å vite hvor stor etterspørselen til el og P2X er i de ulike scenarioene. Primærdata har blitt

fremskrevet slik at de matcher med de ulike sektorenes etterspørsel til el og P2X i 2050-scenariene.

4.4.1 Beskrivelse av etterspørselsscenarioer

Ulike scenarioer for etterspørsel blir brukt for å sammenligne ulike mulige veier til et nullutslippssamfunn i 2050. I EU-rapporten, som etterspørselsscenariene er hentet fra, er det to ulike scenarioer som er laget som dreier seg om å nå netto null utslipp i 2050, og med det jobber mot målet om å holde utslippene nede på et nivå hvor den globale temperaturøkningen ikke er mer enn på 1,5 grader. Scenariene fra rapporten inkluderer hele EU, og resultatene som er grunnlaget for mengden etterspørsel i denne analysen må derfor brytes ned til sektorer per land. Scenariene som skal være med i analysen er Baseline, LIFE og TECH. De to siste har samme grunnstruktur som er ment til et mål om minst 80% utslippskutt innen 2050, men har egne tillegg som skal være med på å bidra til netto null utslipp i de to scenariene, se tabell 5.

2030. Dette er året den nåværende politikken gjelder til. Med nåværende politikk menes det de tiltak som har tredd i kraft før EGD. Inputen til 2030 er lik for alle scenarioer, da den eksisterende politikken er lik frem til dette. Etter 2030 vil resultatene fra modellsimuleringen variere mer, da hensikten er å se på effekten av ulike mengder etterspørsel. Karbonprisen er satt til 27 EUR/MWh i 2030.

Baseline2050. Dette scenarioet er en videreføring av politikken i 2030, en såkalt Business as Usual (BaU)- scenario. Hensikten med dette scenarioet er å se hvordan markedet vil se ut dersom dagens politikk og regelverk videreføres, og det ikke gjøres noen endringer. Dette scenarioet ser altså på hvordan markedet ser ut uten at målet om netto null utslipp i EGD innføres. Baseline skal være et sammenligningsgrunnlag for scenariene LIFE og TECH, for å se hva som endrer seg dersom de ulike scenariene utspiller seg. Karbonprisen i Baseline2050 er satt til 28 EUR/MWh i 2050. I Baseline blir det antatt at EU oppnår «Energy and Climate Targets 2030» fra 2014, som ble revidert i 2018. Dette innebærer at de tre hovedmålene for 2030 med minst 40% kutt i klimagasser (fra 1990-nivå), en andel med minst 27% fornybar energi og minst 27% forbedring i energieffektivitet blir nådd.

TECH2050. Dette scenarioet vil øke bruken av alle teknologier, og baserer seg på utstrakt bruk av karbonfangst- og lagring (CCS) for å nå netto null-målet. Dette scenarioet antar mindre insentiver til å benytte naturlig opptak, som innebærer bruk og behandling av skog, og landbruksaktiviteter som øker opptak av CO₂ i skog, men fokuserer isteden på tekniske løsninger. Med dette økes bruken av CCS for å bøte med gjenværende utslipp fra sektorer som ikke blir fullstendig dekarbonisert i 2050. Scenarioet antar også bruk av e-gasser og drivstoff som er basert på oppfanget CO₂, og bruker fangst av karbon i biomasse og lagring av CO₂ i materiale. Karbonprisen er på 350 EUR/MWh i 2050.

LIFE2050. Dette scenarioet lener seg mindre på teknologiene i 1.5TECH, og mer på at forbruksmønstrene i EU går mot en sirkulær økonomi. Dette scenarioet legger til grunn endringer i etterspørsel og økt naturlig opptak i skog og landbruk. Det antas at EUs innbyggere vil bli mer bevisste og vil endre sin livsstil og atferd til å bli mer klimavennlig. Dette innebærer mindre karbonkrevende matvalg, delingsøkonomi innen transport, mindre bruk av luftfart og mer rasjonell bruk av energi til oppvarming og nedkjøling. Scenarioet antar videre at bruken av lufttransport er redusert i 2050 i forhold til Baseline og erstattet med jernbane. Herunder antas det at mye av feriereisingen innad i EU vil bli gjort med jernbane og at jobbrelatert reising blir redusert som følge av digitale alternativer. Karbonprisen er på 350 EUR/MWh i 2050.

Tabell 5: beskrivelse av scenarioer

	Felles (80% reduksjon)	1.5TECH (Netto 0)	1.5LIFE (Netto 0)
Bygg	<ul style="list-style-type: none"> - Økt bruk av elektrisitet til oppvarming - Økt bruk av karbonnøytral gass - Høy renovasjonsrate i bygg - Økt energieffektivitet i elektriske apparater 		<ul style="list-style-type: none"> - Reduserte renovasjonskostnader som resultat av materialeffektivitet - Lavere etterspørsel etter energi til varme og nedkjøling på grunn av mer bevisst atferd
Industri	<ul style="list-style-type: none"> - Elektrifisering i deler av høy-temperaturvarme - Direkte bruk av hydrogen i høy-temperatur ovner - Forbedret energieffektivitet i industrielle varmeapplikasjoner- og utstyr - Gjenvinning av spillvarme 	<ul style="list-style-type: none"> - Oppskalert bruk av CCS og CCU 	<ul style="list-style-type: none"> - Endring i den industrielle verdikjeden til mer sirkulær, mer resirkulering og redusert industriell produksjon med 10% - Mer gjenvinning av spillvarme
Transport	<ul style="list-style-type: none"> - Standard for gCO₂/km i biler er satt til 0 innen 2040 - Optimistisk læringsutvikling for batterier - Optimistisk læringsutvikling for brenselceller - Storskala utbredelse av hydrogenstasjoner - Økt energieffektivitet i kjøretøy - Økt bruk av jernbane, transport på vann, og kollektiv trafikk 		<ul style="list-style-type: none"> - Integreering av delingsøkonomi og delingsmobilitet - Mer effektiv logistikk - Alternativer til lufttransport
Annet	<ul style="list-style-type: none"> - Andel hydrogen i distribuert gass opp til 50% i 2050 - Andel e-fuels i distribuert gass i gassinfrastruktur opp til 60% - Hydrogen og e-gas produksjon fungerer som indirekte lagring - Begrensninger knyttet til aksept, lagringsmuligheter og transportinfrastruktur er redusert. - Lagring av CO₂ i materialer (plastikk) 	<ul style="list-style-type: none"> - Redusert naturlig opptak 	<ul style="list-style-type: none"> - Endringer i diett (mindre kjøttkonsumsjon) - Økt naturlig opptak

4.4.2 Etterspørsel til el i transport

Transportsektoren representerer omtrent en tredjedel av energiforbruket i EU, og innebærer persontransport og varetransport på vei, jernbane, luftfart og til havs. Forbruksdata fra transportsektoren er hentet fra datasettet «Final consumption – transport sector – energy use» (Eurostat, Hentet 2021). Forbruksandel per land er funnet av gjennomsnitt av fire siste års forbruk per land og total i EU. Prosentandelen som utgjør hver modellands prosent av EUs forbruk i transportsektoren, har blitt benyttet for å beregne hvor mye hvert av landenes etterspørsel til elektrisitet er i de ulike scenarioene. Landene i modellen står for 63,95% av EUs totale energietterspørsel i transportsektoren.

Tabell 6: antatt mengde etterspørsel per land i transportsektor

<i>Land</i>	<i>Andel etterspørsel av total i EU</i>
Belgia	2,72%
Danmark	1,31%
Tyskland	17,28%
Estland	0,25%
Frankrike	13,96%
Latvia	0,33%
Litauen	0,62%
Nederland	3,28%
Polen	6,51%
Finland	1,28%
Sverige	2,19%
Storbritannia	12,77%
Norge	1,44%
Total	63,95%

Tabell 7 er fra EU-rapporten og har blitt benyttet til å fremskrive forbruk per land til hvert scenario. Mengden el i transport per scenario er gitt i millioner tonn oljeekvivalenter (Mtoe).

Tabell 7: mengde etterspørsel til el i transport (Mtoe)

<i>Scenario</i>	<i>Elektrisitet (Mtoe)</i>	<i>Total (Mtoe)</i>	<i>Andel elektrisitet av totalforbruk i transport</i>
BASELINE2030	12,2	318,6	3,83%
BASELINE2050	31,4	277,8	11%
1.5TECH	51,9	200,6	25,87%
1.5LIFE	48,4	183,9	26,32%

4.4.3 Etterspørsel til el i bygg

Bygningssektoren er i denne analysen delt inn etter etterspørsel i husholdninger og i kommersielle bygg. Data til etterspørsel for husholdninger er hentet fra forbruksdata for husholdninger i datasettet «Eurostat – other sectors – household – energy use» (Eurostat, Hentet 2021), og dekker oppvarming av rom og vann, nedkjøling, matlaging og elektrisitetsbruk av ulike elektriske apparater i individuelle boenheter og leiligheter. Egenprodusert elektrisitet er inkludert i forbruksdata for husholdninger. Data til etterspørsel for kommersiell sektor er hentet fra datasettet «Final consumption – other sectors – commercial and public – energy use» (Eurostat, Hentet 2021). Det antas at all energibruk her er fra kommersielle bygg. Her er data om EUs totale energibruk i sektoren hentet, samt data om energibruk i hvert av modellandene i år 2005, som er referanseåret i PRIMES' utgangspunkt. Beregningsprosessen er gjort en gang for husholdninger og en gang for kommersielle bygg.

Tabell 8 er prognosen fra EU-rapporten som har blitt benyttet. Dette beskriver hvor mye den totale energibruken i de ulike scenarioene er redusert i forhold til 2005-nivå i EU.

Tabell 8: grunnlag for beregning av energireduksjon i hvert scenario i bygg

Type bygg	Scenario	Energireduksjon
Husholdninger	BASELINE2030	-28%
	BASELINE2050	-38%
	1.5TECH	-54%
	1.5LIFE	-57%
Kommersielle bygg	BASELINE2030	-14%
	BASELINE2050	-10%
	1.5TECH	-35%
	1.5LIFE	-38%

Videre blir resultatet for andel el i hvert scenario i gjeldende sektor benyttet til å beregne mengde el i energiforbruk.

Tabell 9: grunnlag for beregning av elektrisitet i hvert scenario i bygg

Type bygg	Scenario	Andel elektrisitet
Husholdninger	BASELINE2030	39%
	BASELINE2050	54%
	1.5TECH	64%
	1.5LIFE	64%
Kommersielle bygg	BASELINE2030	64%
	BASELINE2050	79%
	1.5TECH	80%
	1.5LIFE	79%

Andel elektrisitet blir ganget med EUs totale reduserte energibruk, og fordelt per land.

Tabell 10: tall for hele EU per scenario med energireduksjon og andel el

Type bygg	Scenario	Elektrisitetsbruk i TWh (EU)
Husholdninger	BASELINE2030	1016,7
	BASELINE2050	1212,3
	1.5TECH	1066,0
	1.5LIFE	996,5
Kommersielle bygg	BASELINE2030	922,6
	BASELINE2050	1191,8
	1.5TECH	871,7
	1.5LIFE	821,0

I resultatene for utregningen i vedlegg II vil etterspørsel til kommersiell sektor ligge under «andre sektorer».

4.4.4 Etterspørsel av P2X i transport og bygg

Etterspørsel til P2X i transportsektor og bygg er beregnet sammen fordi mengden etterspørsel er oppgitt samlet i EU-rapporten. Andelen etterspørsel per land er antatt å være likt som i transportsektoren (tabell 6), da det ikke finnes forbruksdata for P2X i Eurostat som kan indikere etterspørsel per land. I Balmorel finnes det et tillegg til hydrogen der etterspørselen til hydrogen legges til eksogent. Det finnes intet slikt tillegg til e-fuels, derfor legges hydrogen og e-fuels sammen til «P2X». Det benyttes en omregningsfaktor på 1,18 (Energistyrelsen, 2021) for å konvertere fra e-fuels til hydrogen for å inkludere riktig mengde energibruk i omregningen.

Virkningsgrad el til hydrogen: 0,7

Virkningsgrad el til e-fuels: 0,595

Virkningsgrad e-fuels til hydrogen: $0,595/0,7 = 0,85$

Konversjonsfaktor e-fuels til hydrogen: $1/0,85 = 1,18$

Tabell 11 viser mengden etterspørsel hydrogen og e-fuels per scenario i transport og bygg samlet.

Tabell 11: beregningsgrunnlag for P2X per scenario i transport og bygg

	<i>Scenario</i>	<i>Energibruk (Mtoe)</i>
Hydrogen	BASELINE2030	0
	BASELINE2050	5,7 (transport)
	1.5TECH	6,9 (bygg), 31,7 (transport)
	1.5LIFE	6,8 (bygg), 28,1 (transport)
e-fuels (e-gas+e-liquids)	BASELINE2030	0
	BASELINE2050	0
	1.5TECH	21,8 (bygg), 52,9 (transport)
	1.5LIFE	21,4 (bygg), 27,2 (transport)

E-fuels ganges med faktoren over (1,18) og konverteres til TWh ved å ganges med 11,63 for å få total etterspørsel til P2X i EU. Etterspørsel per land blir fordelt lik etterspørselen i transportsektor.

Tabell 12: resultat mengde P2X i EU

	<i>Scenario</i>	<i>Mengde hydrogen (TWh)</i>
P2X	BASELINE2030	4,7
	BASELINE2050	66,3
	1.5TECH	1470,7
	1.5LIFE	1070,7

4.4.5 Etterspørsel til el og P2X i industri

Etterspørsel til el og P2X er beregnet for industrisektoren. Forbruksdata for hver industrikategori med mengde energiforbruk per energikilde per land for 2015 er hentet fra datasettet «Eurostat complete energy balances – industry» (Eurostat, Hentet 2021). Industridataen er delt inn i industrikategorier, hvorav noen av disse er delt inn i underkategorier. Tabell 13 beskriver de ulike industrikategoriene.

Tabell 13: industrikategorier i industrisektor

<i>Industrikategori</i>	<i>Herunder</i>	<i>Antakelser</i>
Jern og stål		
Kjemisk Industri		
Ikke-jernholdige metaller		
Ikke-metalliske mineraler		
Treforedling og papir		
Raffinerier		
Annen industri	- Transportutstyr - Maskineri	

	<ul style="list-style-type: none"> - Bergindustri - Mat, drikke og tobakk - Trevirke - Tekstil og lær 	
Energisektor	<ul style="list-style-type: none"> - Kullgruver - Utvinning av olje og gass - Koks - Brunkull - Gasskraftverk - Masovn - Kjernekraft - Coal to X - Flytende naturgass - Annen energibruk 	Det antas at kull og vanlig gass er faset ut innen 2050, og tas ikke med i etterspørselssiden.
Andre sektorer	<ul style="list-style-type: none"> - Ikke-spesifisert energibruk i industrisektoren - Landbruk - Fiske - Ikke-spesifisert energibruk i andre sektorer 	

Forbruksdata for hver industrikategori er brutt ned på forbruksmengde per land for hver energikilde i hver industrikategori. Forbruket er deretter fremskrevet på grunnlag av hva som er etterspørsel til el og P2X per land i hver industrikategori i 2030 og 2050 i hvert scenario. Den totale energietterspørselen i industrisektoren er redusert med andelen i tabell 14 fra EU-rapporten.

Tabell 14: reduksjon i energiforbruk per scenario i industrisektor

Scenario	Energireduksjon 2050 fra 2015
Baseline	-11%
LIFE	-31%
TECH	-22%

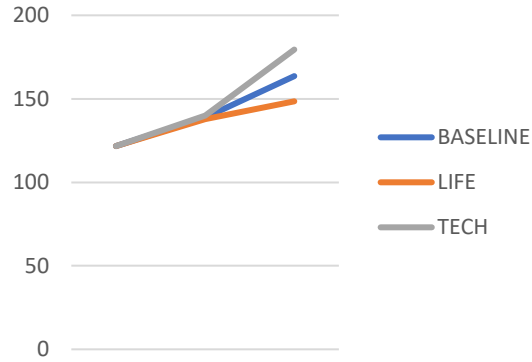
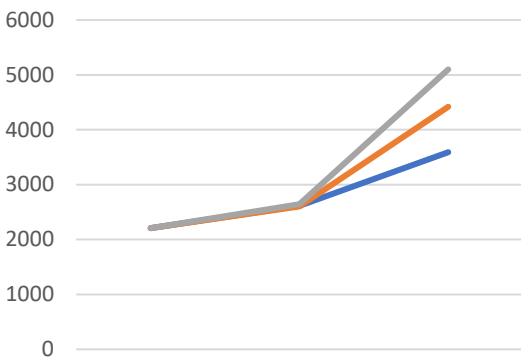
Resultatene for industrietterspørselen finnes i vedlegg II. I resultatene vil «annen industri» og «andre sektorer» i tabell 11 ligge under kategorien «andre sektorer», sammen med kommersiell sektor.

5 Resultater fra modellsimulering

Dette kapitlet tar for seg resultatene fra modellsimuleringen, og hovedfunnene vil bli presentert. Herunder etterspørsel, produksjon og produksjonsmik, kraftprisnivå og overføringskapasitet innad i Norge og til nabolandene. Simuleringen av modellen har blitt gjort for alle land i modellen. Hensikten er å se på resultatene for Norge og å se på resultatene for helheten for å forstå virkninger og konsekvenser for det norske kraftmarkedet. Data til etterspørsel har blitt beregnet per sektor, for å vite hvor stor del av etterspørsel det vil være til el og P2X. Resultatene fra modellsimuleringen kommer per sektor, men per land.

5.1 Etterspørsel

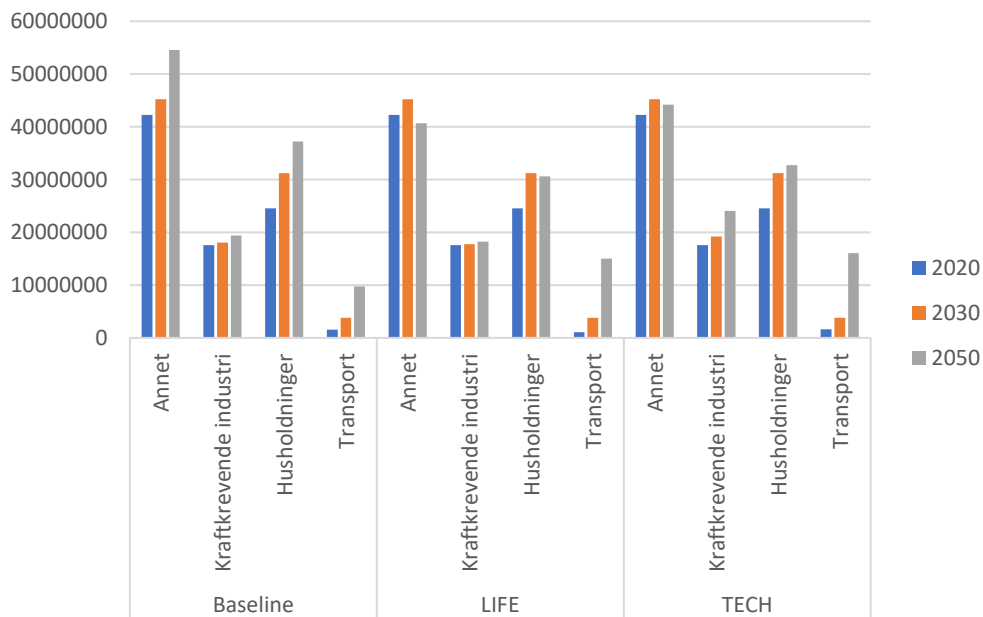
Den totale etterspørselen i modellandene øker fra 2030 opp mot 2050. Dette er etterspørsel til elektrisitet og elektrisitet til P2X, lagring og Power to heat (P2H). Etterspørselsscenarioene har en omtrent lik kurve frem til 2030, da disse er forutsatt like politikkpakker. Fra 2030 og frem mot 2050 gir de ulike økningene i etterspørsel seg til syne, og etterspørselens utfallsrom er bredt. Baseline viser etterspørselen som Business as Usual (BaU), altså at dagens politikk fortsetter frem til 2050, mens LIFE og TECH er de to mulige etterspørselsscenarioene som er tatt med i denne analysen. LIFE med fokus på forbruksreduksjon, og TECH med økt bruk av karbonfangstteknologier. I figur 7 kan en observere at etterspørselen i Norges LIFE-scenario er lavere enn Baseline. Dette kan skyldes at Norge er et land som allerede baserer seg mye på el. Prognosen for Norge ligger likevel på et forbruk mellom 148,5 TWh (LIFE) og 179,5 TWh (TECH) i 2050. Det vil si en økning i etterspørsel på mellom 22,3% (LIFE) og 47,5% (TECH) fra 2020. Selv om LIFE-scenarioet baserer seg på en holdningsendring i forhold til forbruk, viser det en økende etterspørsel.



Figur 7: prognose for etterspørsel Norge i TWh 2020-2050

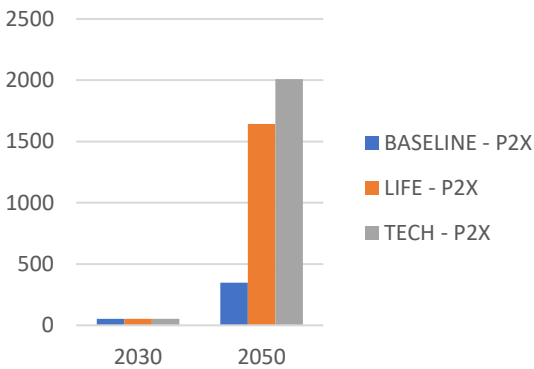
Figur 8: prognose for total etterspørsel i alle land i TWh 2020-2050

Grunnen til den økende etterspørselen er at det forventes en økonomisk vekst og en elektrifisering av transport og industri, som gjør at etterspørselen vil øke frem mot 2050, på tross av mer bevisst forbruk. En annen grunn til dette er at det vil foregå en elektrifisering av alle sektorer, både direkte gjennom økt bruk av elektrisitet, og indirekte gjennom produksjon og bruk av P2X. I transportsektoren vil vi spesielt kunne se en høy grad av direkte og indirekte elektrifisering.

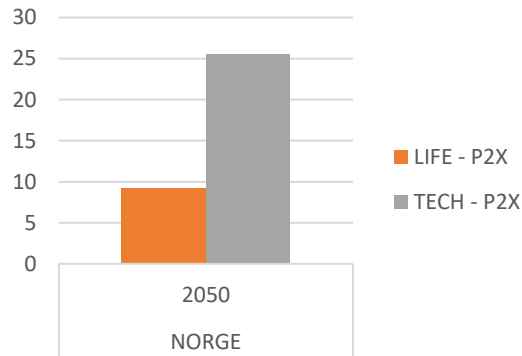


Figur 9: den beregnede eksogene etterspørselen til el som input i hver sektor i MWh

Figur 10 viser etterspørsel til el til P2X i alle modelland. Dette står for omtrent en femtedel av den totale etterspørselen, med 1695 TWh i LIFE og 2060 TWh i TECH. Mye av grunnen til dette er at P2X vil brukes som drivstoff i transport og som energi i industri. Selv i Baseline, ses det en økning til 402 TWh, noe som indikerer at P2X-produksjon vil øke selv uten hydrogenstrategien i EGD. Mesteparten av etterspørselen til P2X er eksogen, men noe er også endogent. Delen som er endogen, 77TWh i Baseline, 87 TWh i LIFE og 96 TWh i TECH, benyttes i brenselceller til elproduksjon. I Norge vil det ikke være noe etterspørsel til P2X før 2050, og desidert mest i TECH-scenarioet, med 25 TWh, som tilsvarer 14,2% av etterspørselen. I LIFE-scenarioet er andelen 6,2% med TWh.

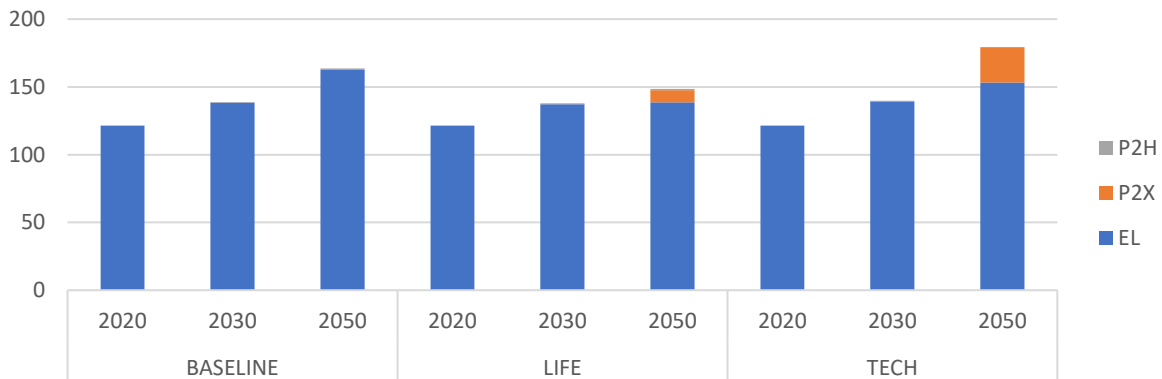


Figur 10: etterspørsel til P2X i alle land i TWh



Figur 11: etterspørsel til P2X i Norge i TWh

I Norge består mesteparten av den totale etterspørselen til el og varme-sektoren av el og el til P2X.

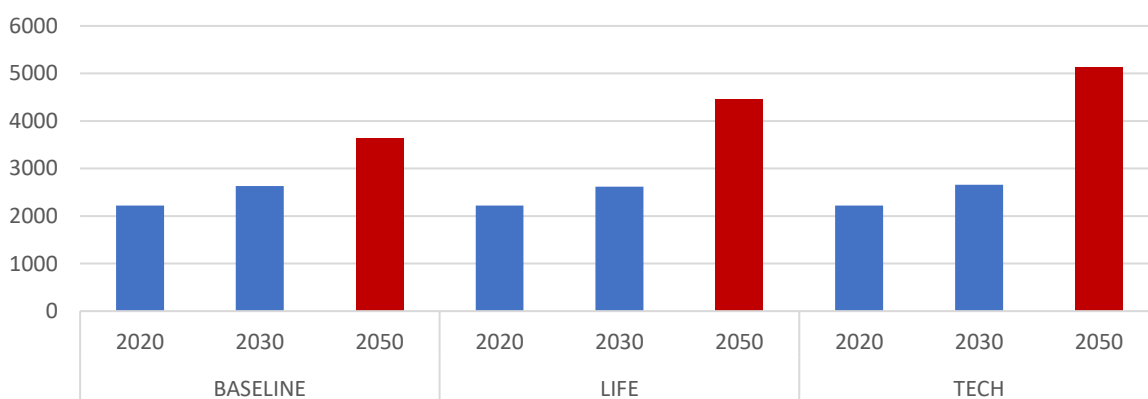


Figur 12: etterspørsel i Norge i TWh

5.2 Dobling av elektrisitetsproduksjon i EU, økning i Norge

Elektrisitetsproduksjon øker i alle land i samtlige scenarioer. Økningen i elproduksjon er på 63,3%, 100,3% og 131,3% i henholdsvis Baseline, LIFE og TECH i 2050. Dette kan ved første øyekast virke som en ekstrem økning, men her er det viktig å ta i betraktning at store deler av sektorer som i dag er fossile, som transport og industri, skal elektrifiseres i Europa. Det kommer nye datasentre, batterifabrikker og mye P2X-produksjon som alle krever elektrisitet.

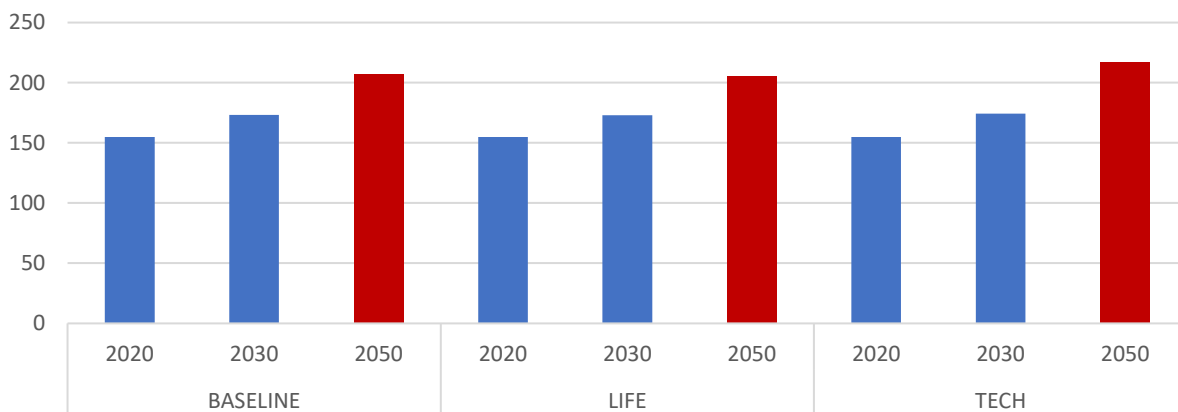
Det er forventet at det er scenario TECH som har høyest elproduksjon fordi dette scenarioet ikke setter søkelys på reduksjon i forbruk. Den økte elproduksjonen skal dekke både økningen i forbruket og skal erstatte fossil kraftproduksjon.



Figur 13: elproduksjon i alle land i TWh

Økningen i elproduksjon i Norge er på 34%, 32,6% og 40,4% for henholdsvis Baseline, LIFE og TECH i 2050. Økningen er betraktelig lavere i Norge i forhold til det samlede resultatet for alle modelland, men igjen har dette en sammenheng med at Norge allerede er et høyelektrifisert samfunn. I LIFE er produksjonsøkningen, på 32,6%, større enn økningen i etterspørsel som var på 22,3%. I TECH derimot, holder ikke produksjonen, som økte med 40,4% helt trinn med etterspørselen som økte med 47,5%. Vi ser derfor en sterkere tendens til at forbruket tar igjen produksjonsveksten i TECH. Selv om LIFE har en forutsetning om lavere forbruk, øker allikevel

produksjonen. Dette kan være et bilde på behovet for kraft i naboland og at Norge kan være en viktig eksportør.



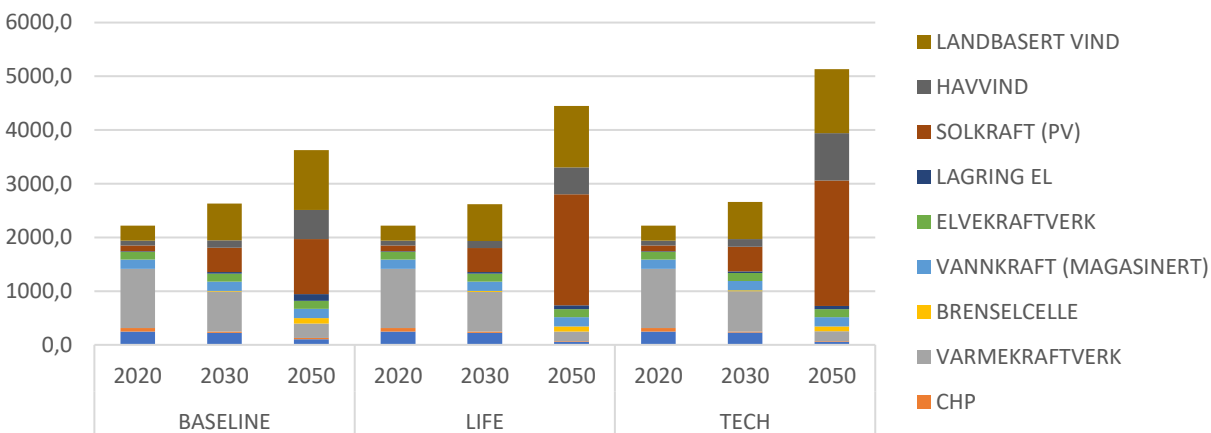
Figur 14: elproduksjon i Norge i TWh

5.3 Utfasingen av fossile brensler i Europa fører til økt investering i fornybare teknologier

Den installerte produksjonskapasiteten i modellandene tredobles. Av figur 15 kan det observeres at mesteparten av økningen er sol og vind, og som vises å ville være dominerende i 2050. Den store økningen av variabel fornybar som sol- og vindkraft kan forklares med erstatning av fossile brensler, en økende etterspørsel til el til direkte og indirekte elektrifisering, økonomisk vekst, og at sol- og vindteknologi er de mest kostnadseffektive alternativene. I TECH 2050 er det nesten utelukkende havvind, landbasert vind og sol. Den variable fornybare kraften utgjør 74%, 84% og 86% i henholdsvis Baseline, LIFE og TECH. Mye av solkraften produseres i Frankrike, noe som henger sammen med at Frankrike er det landet i modellen med høyest etterspørsel, og har godt solpotensiale. Her er også det meste av hydrogenproduksjonen lagt av modellen.

Det ses en betydelig reduksjon i termiske kraftverk, fyrt av olje, kull, lignitt, naturgass og kjernekraft. Sammensetningen av type termisk kraftverk viser at fossile brensler i høy grad blir utfaset i 2050 i LIFE og TECH. Mengden termisk produksjon, på omtrent 180 TWh i begge disse scenarioene i 2050, består nesten utelukkende av kjernekraft, og noe naturgass (6 TWh). Baseline

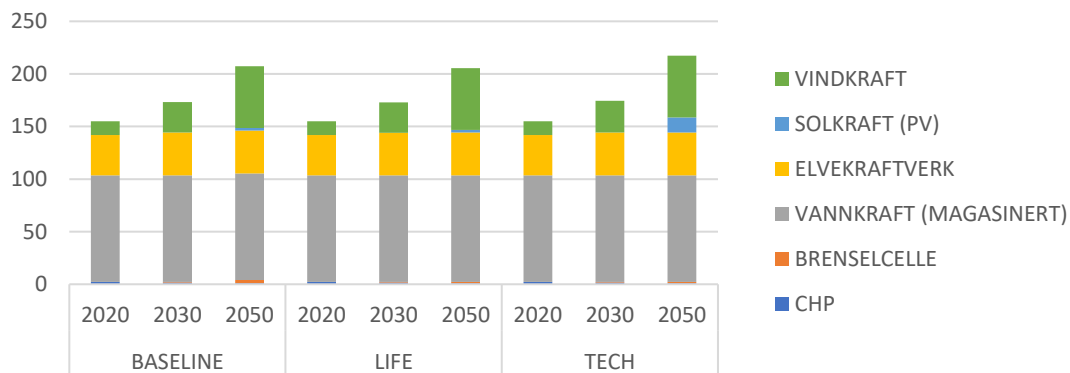
2050 viser også en betydelig reduksjon i varmekraftverk fra 2020 til 2050, men det viser fortsatt en del naturgass (50 TWh) og kull (40 TWh) i produksjonsmiksen.



Figur 15: elektrisitetsproduksjon i Europa etter type produksjonsteknologi i TWh

5.3.1 Vind- og solkraft vil spille en større rolle i det norske kraftsystemet

Mesteparten av produksjonsøkningen i Norge består av landbasert vindkraft og noe sol. Vindkraften vil øke omtrent likt i alle scenarioer fra 13 TWh produsert i 2020 til 58,7 TWh produsert i 2050 (TECH). Det vil si at produksjonen av vindkraft mer enn tredobles. Solkraften gjør seg gjeldende i TECH-scenariet med 59 TWh. Det finnes ingen havvind i produksjonsmiksen, noe som virker lite sannsynlig da det planlegges produksjon av havvind de kommende årene i Norge på Utsira Nord og Sørilige Nordsjø II, der regjeringen har åpnet opp for 4,5 GW installert kapasitet (Regjeringa.no, 2020). Grunnen til at havvind ikke har blitt valgt som produksjonsteknologi av modellen kan være at bunnfast teknologi har høyere kostnader i Norge enn mange andre steder i Europa, og er derfor kostnadmessig optimalt å plassere andre steder. Flytende havvind begynner å bli en moden teknologi, men har fortsatt høyere teknologikostnader enn landbasert vind. En annen forklaring kan være at teknologiprisene på landbasert vind og sol vil være så lave at de utkonkurrerer havvinden i modellen. Modellresultatene viser ingen stor økning i vannkraft, men dette er heller ikke lagt inn spesifikt i modellen.



Figur 16: mengde produsert fra hver teknologi i Norge i TWh

5.3.2 Mer uregulerbar kraft øker behovet for fleksibilitet

Resultatene viser en økning i uregulerbar kraft i Norge, men vannkraften utgjør fortsatt størstedelen av produksjonen. I andre modelland derimot, som tradisjonelt er belaget på kull og andre regulerbare varmekraftverk, blir det betraktelig mye mer uregulerbar kraft når fossile produsenter utfases. Dette resultatet er en klar forskjell mellom Norge og resten av landene på kontinentet. I Norge og Norden har man mye vannkraft, noe som er med på å opprettholde fleksibiliteten. Regulert vannkraft kan respondere umiddelbart på variasjoner i etterspørsel. Dette gir vannkraft en høy grad av fleksibilitet.

Med utfasing av kull og andre fossile brensler trengs nye fleksibilitetsløsninger for å opprettholde balansen mellom produksjon og forbruk.

5.4 Økende kraftbalanse i alle scenarioer

Kraftbalansen gir et bilde på kraftoverskuddet i kraftsystemet, og er netto produksjon når forbruket er trukket fra. I et energidimensjonert og vannkraftdominert system som det norske, er en positiv kraftbalanse viktig for å ikke være avhengig av import. Med mer variabel kraft i systemet, blir kraftbalansen mer sensitiv til værforandringer som påvirker tilsig, vind- og solforhold. Resultatet viser at kraftbalansen øker for hvert år. I 2020 og 2030 er kraftbalansen relativt lik for hvert scenario. I 2050 er det høyest overskudd i LIFE, som er scenarioet med fokus på forbruksreduksjon. Dette kan henge sammen med lavere etterspørsel, og dermed mer overskudd.

Tabell 15: kraftbalanse i Norge i TWh

Scenario		2020	2030	2050
BASELINE	Etterspørsel	121,7	138,9	163,6
	Produksjon	154,9	173,2	207,4
	Kraftbalanse	33,2	34,3	44,1
LIFE	Etterspørsel	121,7	137,8	148,5
	Produksjon	154,9	173,0	205,5
	Kraftbalanse	33,2	35,2	57
TECH	Etterspørsel	121,7	139,9	179,5
	Produksjon	154,9	174,5	217,5
	Kraftbalanse	33,2	34,6	38

Når vi ser på Norges netto eksport i tabell 15, tilsvarer netto eksport kraftbalansen. Det er noe avvik, da tallene har blitt avrundet i utregningene. Både eksport og import øker i samtlige scenarioer fra 2020 til 2050. Netto eksport er høyest i LIFE, og lavest i TECH. En mulig grunn til at det er mindre eksport i TECH er at det her også er mest produksjon av P2X, som betyr at mesteparten av kraftoverskuddet går til produksjon av P2X i Norge. En annen grunn kan være at utbredt bruk av P2X i EU kan minke behovet for utveksling av kraft. Overføringskapasitet skal sikre et velfungerende kraftsystem, men mer P2X og fleksible løsninger vil kunne konkurrere mot mer nett. En mulig konsekvens av utbredt bruk av P2X i EU kan være at nabolandene til Norge ikke har like stort behov for Norges vannkraftfleksibilitet.

I Baseline har det blitt observert at produksjonen ikke øker like mye som etterspørselen, noe som også mengden import, på 34,4 TWh, gir en indikasjon på. Det er klart at det er i Baseline, med videreføring av dagens politikk, at Norge har mest utveksling med nabolandene. I LIFE har etterspørselen gått ned, men produksjonen opp. Her vises det av netto eksport at mye av overskuddet går til nabolandene. I LIFE har vi også observert mindre P2X i modellene, noe som tydelig gjør Norge til en viktigere eksportør av kraft. I TECH-scenarioet er det høy etterspørsel, men også høy produksjon i Norge. Det eksporteres minst i dette scenarioet, da en del av produksjonen går til P2X. Det vises i tabell 15 at Norge ikke har samme rollen som eksportør i TECH som i LIFE.

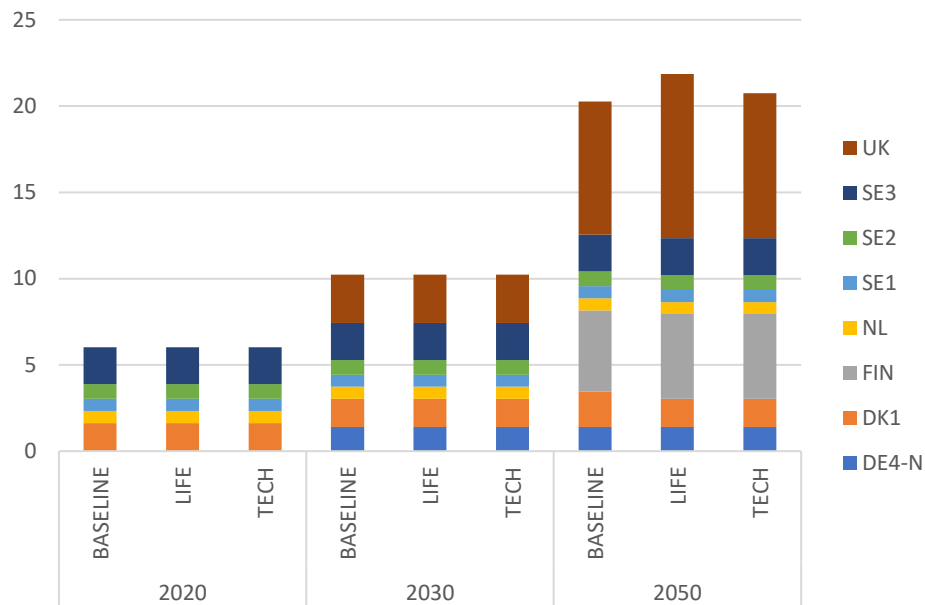
Tabell 16: eksport og import Norge i TWh

Scenario		2020	2030	2050
BASELINE	Eksport	33,5	49,8	76,5
	Import	1	17	34,4
	Netto eksport	32,5	32,8	42,1
LIFE	Eksport	33,5	50,3	71,7
	Import	1	16,6	15,8
	Netto eksport	32,5	33,7	55,9
TECH	Eksport	33,5	50,1	51,5
	Import	1	17	14,6
	Netto eksport	32,5	33,1	36,9

5.5 Utvekslingskapasiteten fra Norge øker, også investeringene i transmisjon

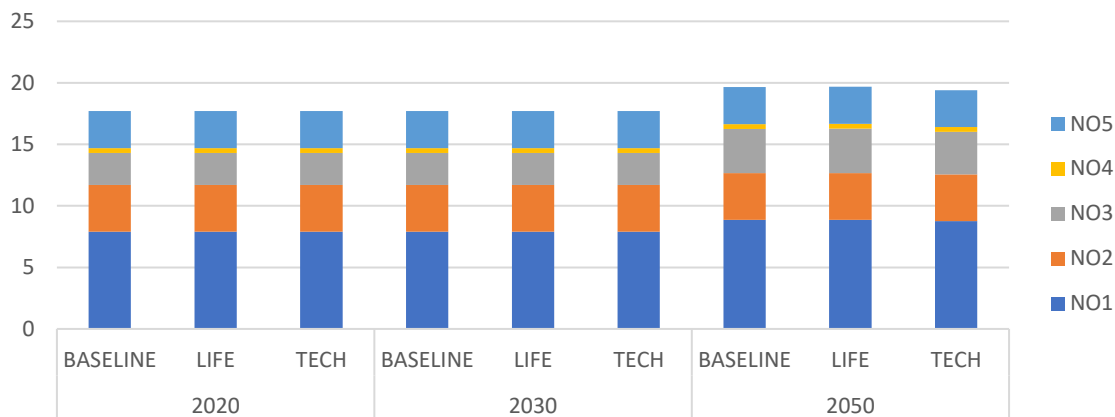
Resultatene viser at utvekslingskapasiteten mellom Norge og nabolandene øker. I 2020 og 2030 er det kun eksogene og planlagte investeringer, men i 2050 viser resultatene en betydelig mengde endogen overføringskapasitet til Storbritannia og Finland. Det er tydelig at det er i LIFE-scenariet eksportkapasiteten øker mest, vil dette også behøves med såpass stor netto eksport. Overføringen til Finland kan forklares med at spotprissone NO4 (Nord-Norge og Finnmark), som fra før har en overføringslinje over grensen til Finland, øker sin produksjon fra 28,1 TWh i 2020 til 54 TWh i 2050 i samtlige scenarier. I NO4 er det godt vindkraftpotensial (NVE, 2019), og modellen har valgt å legge økt produksjon i dette området, og samtidig øke overføringskapasiteten til Finland, istedenfor å legge produksjon til Finland selv. Modellen har funnet dette som det mest kostnadsoptimale alternativet.

Av eksogen overføringskapasitet kan vi observere at den nye kabelen mellom Norge og Storbritannia, North Sea Link, som er planlagt å være ferdig i 2021, vises som en 1,4 GW eksogen investering i 2030 mellom NO2 og UK. NorthConnect mellom NO5 og Peterhead i Skottland vises også som en eksogen investering på 1,4 GW kapasitet. Denne er planlagt i drift fra 2024. NordLink mellom Tyskland og Norge vises også som en 1,4 GW eksogen investering mellom NO2 og DE-N.



Figur 17: kumulativ overføringskapasitet fra Norge til utlandet i GW

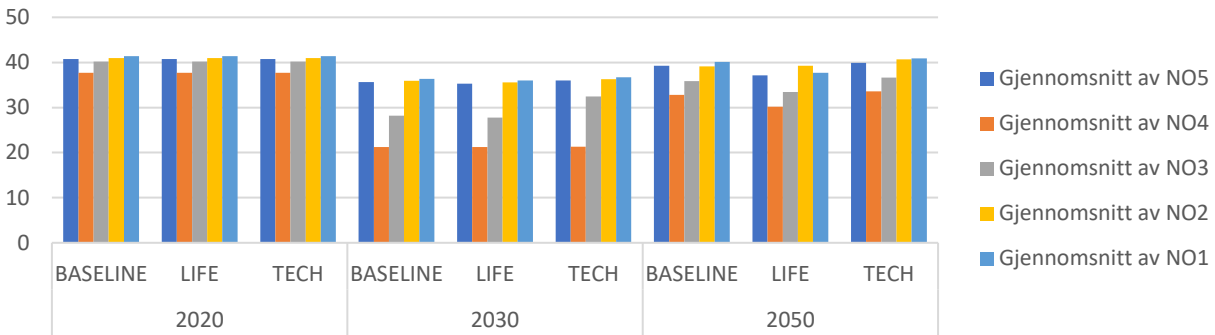
Resultatene viser at transmisjonskapasiteten mellom Norges spotprisoner øker noe fra 2030 til 2050. Økningen er endogen og innebærer en overføringskapasitet på oppunder en GW mellom NO1(Sørøst-Norge) til NO3 (Midt-Norge) i samtlige scenarier. I LIFE-scenariet er det også en noe høyere kapasitet, da en endogen investering også viser økt kapasitet mellom NO3 og NO5. Økt overføringskapasitet mellom spotprisonerne kan føre til mindre forskjeller i kraftpriser, da overskuddsområder i større grad kan forsyne underskuddsområder. Figur 18 viser importregionene.



Figur 18: transmisjonskapasitet innad i Norge i GW (figuren viser importregionene)

5.6 Kraftpriser

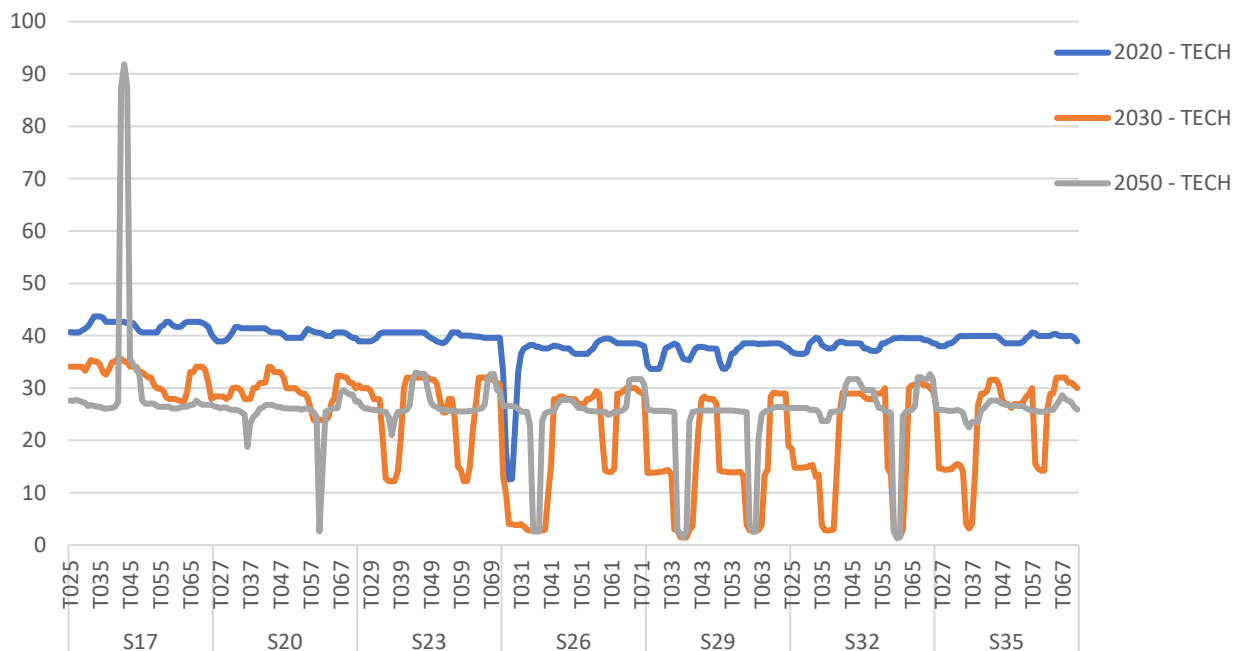
Kraftprisen er den prisen som blir satt i markedet der tilbud møter etterspørsel til enhver tid. Figur 19 viser analyseresultatet av de gjennomsnittlige kraftprisene for alle spotprisområder i Norge per scenario og per år. Det kan observeres at prisene går nedover mot 2030 og stiger igjen mot 2050. Nedgangen i 2030 kan skyldes en rask vekst i kapasitet, og en vekst i etterspørsel som ikke vokser like fort. Dette fører til mer overskudd i markedet og en lavere kraftpris. Forskjellen i kraftbalansen kommer til uttrykk i kraftprisen i de ulike scenarioene. LIFE, med sitt fokus på forbruksendring, har det høyeste overskuddet, og er også det scenarioet med mest eksport til nabolandene. Det er i dette scenarioet at kraftprisene er lavest, da den reduserte etterspørselen senker kraftprisen. Den laveste kraftbalansen er i TECH, og her kan de høyeste gjennomsnittlige strømprisene i både 2030 og 2050 observeres. I Norge blir det større forskjeller mellom prisområdene. Dette kommer av at kapasiteten mellom spotprisonene ikke øker i forhold til den økende produksjonen. Dette gir en begrenset kapasitet mellom sonene. NO4, som ligger nord i Norge, får lavere kraftpriser. Dette kan forklares med den økte produksjonen av vindkraft og økte utvekslingen til Finland. Sør-Norge NO2 og NO5 knyttes i større grad til Tyskland og Storbritannia og blir påvirket av kontinentet herfra. Strømprisene er lavest der det er størst overskudd. Alle priser er gitt i EUR/MWh.



Figur 19: gjennomsnittlige strømpriser per elspotsone i Norge i EUR/MWh

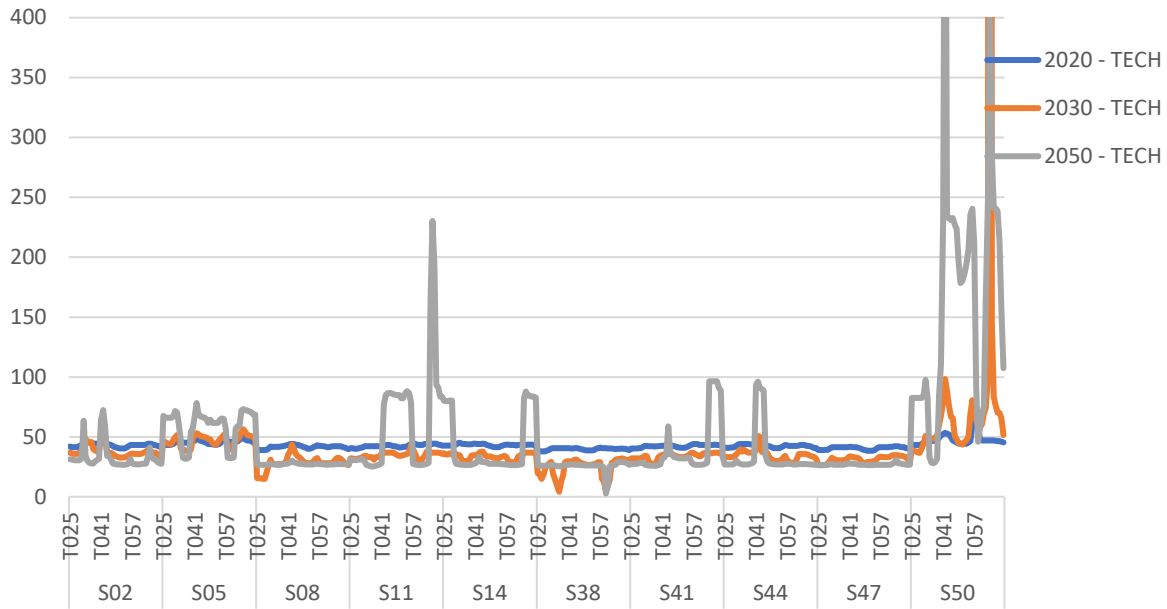
Til tross for en massiv investering i ny kapasitet er merit order-effekten med på å holde kraftprisene nede. Sol og vind har lave teknologikostnader, som vil være det som setter kostnadene for produsentene i 2050, kontra dyre høylastprodusenter. Samtidig vil det være færre timer der kraftprisen går ned mot null fordi overskuddet her benyttes til å produsere P2X.

Det blir mer uregulert kraftproduksjon i form av vind og sol i Norge og i EU. Selv om den norske produksjonsmiksen ikke vil domineres av variabel kraft i like høy grad som på kontinentet, gjør økt overføringskapasitet som knytter Norge til kontinentet at de norske kraftprisene vil påvirkes av den variable kraften. Figur 20 illustrerer variasjon i kraftpriser sommersesongen 2020, 2030 og 2050 for NO1 i TECH-scenarioet. NO1 er tatt frem som eksempel her, fordi et gjennomsnitt av alle spotprisområder kan gi et feilaktig inntrykk av kraftprisen. NO1 står også for mesteparten av forbruket i Norge. I figuren representerer sesongene (S) ukenummer, term (T) representerer timene innad i uka. Figuren viser lavere priser, men mer variasjon, i 2050 enn i 2020. Sommerhalvåret er tradisjonelt en tid med lavere etterspørsel, og normalt mindre prisvolatilitet enn om vinteren. Det kan observeres at mens kraftprisen i 2020 holder seg relativt stabil, er den i 2050 tidvis nesten nede i null. Dette tyder på en sterkere sesongvariasjon i 2050, noe som kan tyde på at de norske kraftprisene vil følge variasjonen i EU etter hvert som det integreres mer variabel kraft.



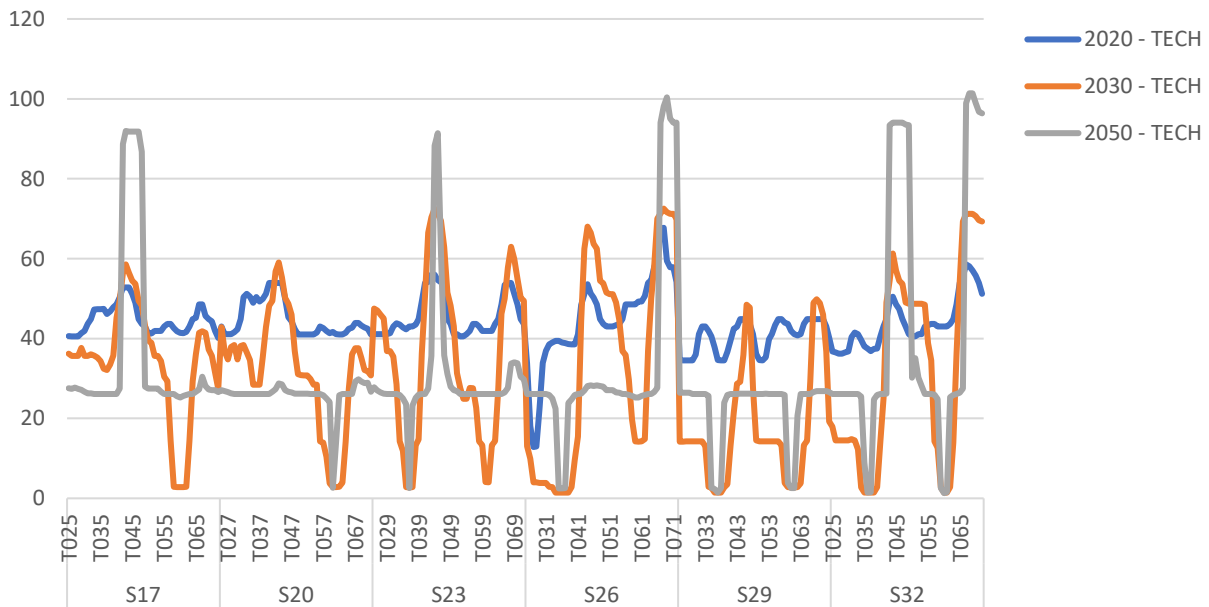
Figur 20: prisvolatilitet i Norge i sommersesongen i EUR/MWh

Figur 21 illustrerer variasjon i kraftpriser i vintersesongen i Norge. Vintersesongen har tradisjonelt vært en tid med høyere kraftpriser og mer volatilitet enn sommersesongen. I vintersesongen kan den samme tendensen med mer volatile priser observeres. Det er betydelig mer volatilitet mot 2050 enn i 2020. Tidvis er prisene veldig høye og går over 400 EUR/MWh, noe som vil tilsvare over fire kroner per KWh i dagens valutakurs. Et interessant funn er at de gjennomsnittlige prisene for NO1 i 2020, 2030 og 2050 er nokså like, på 41,4 EUR/MWh, 36,7 EUR/MWh og 41 EUR/MWh i henholdsvis Baseline, LIFE og TECH, som vi kan se av figur 19. Distinksjonen mellom årene ligger i de store forskjellene i volatiliteten som gjør seg gjeldende i 2030 og spesielt i 2050, med mer variabel kraft fra kontinentet.



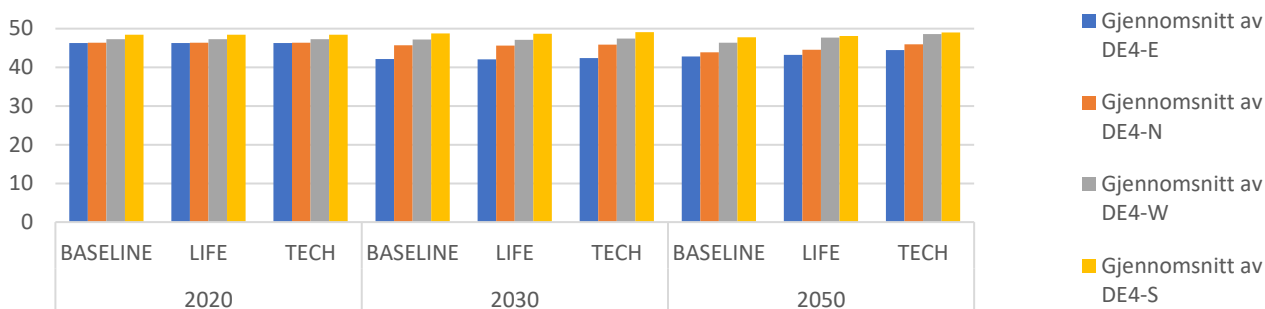
Figur 21: prisvolatilitet i NO1 i vintersesongen i EUR/MWh

Tyskland DE4 (Nord-Tyskland) brukes her som et eksempel på kraftprisene på kontinentet. I Tyskland er det større prisvariasjoner og høyere snittpris enn NO1 i Norge. Dette kan observeres også i 2020. Prisvolatiliteten øker i 2030 og ytterligere i 2050. Dette er i takt med den økende andelen variabel fornybar kraft i markedet.



Figur 22: prisvolatilitet i Nord-Tyskland i sommersesongen i EUR/MWh

Forskjellene innad i Tyskland er enda mindre enn i Norge, men er økende mot 2050. Som i Norge, kan det også i DE4 observeres kraftpriser som gjennomsnittlig ikke endrer seg betraktelig fra 2020 til 2050, noe som viser at også i denne delen av EU er det prisvolatiliteten som endrer seg mest, ikke snittprisen.

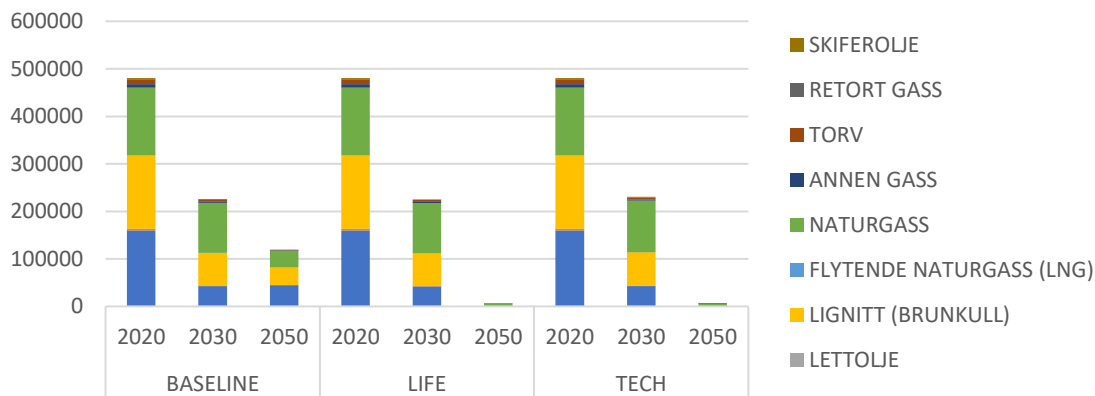


Figur 23: Gjennomsnittlige kraftpriser i Tyskland i EUR/MWh

5.7 Måloppnåelse av European Green Deal og strategier

En viktig forutsetning i modelleringen er at EU oppnår målet om å ha netto null utslipp i 2050. Dette tilsvarer ikke utslippsfrie sektorer, men at utslippene blir kuttet til et slikt nivå at de gjenværende utslippene kan fanges opp ved naturlig oppfang i skog og landbruk, eller ved bruk av karbonfangstteknologi. Figur 24 viser utviklingen i utslipp i samtlige modelland mot 2050. I Baseline er utslippene i 2050 på 120 000 kilotonn av CO₂-ekvivalenter. I LIFE er det 5160 og i TECH 5550.

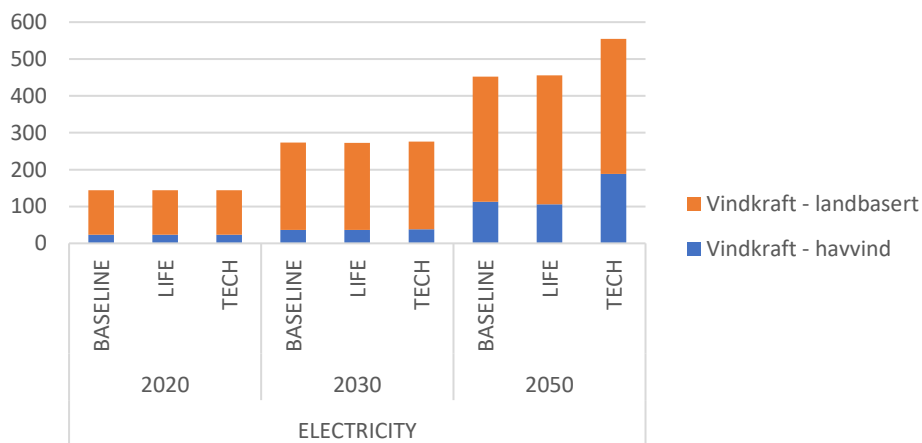
Europakommisjonens nye mål for 2030 er en nedgang i utslipp på 55% fra 1990-nivå. Dette er en oppgang fra det tidligere målet på 40%. I EU-rapporten som denne analysen har basert sin etterspørselsdata på, var det målet på 40% som var gjeldende. Derfor er det ikke gitt at resultatene fra denne analysen tilsvarer utslippskutt på 55% fra 1990-nivå i 2030. Landene som er med i denne analysen tilsvarer heller ikke alle EUs medlemsland, derfor er kan det ikke sies med sikkerhet at utslippresultatene gjenspeiler hele EU.



Figur 24: utslipp i alle modelland i kilotonn CO2-ekvivalenter

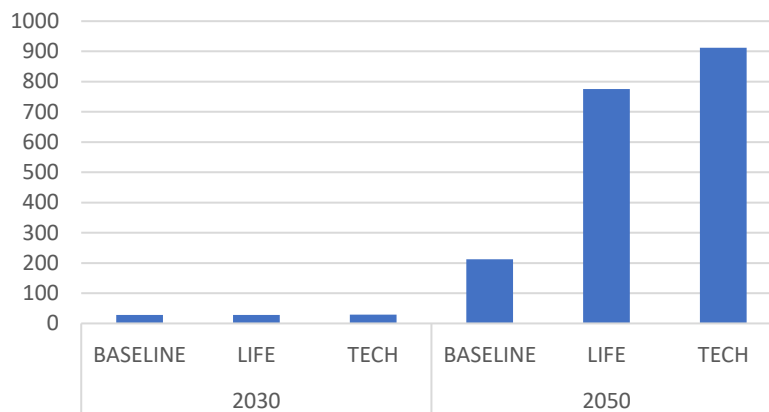
Norges utslipp fra sektorene i denne analysen var på 1300 kton CO2-ekvivalenter i 2020, og når et kutt til 820 kton i 2030. I Baseline 2050 er utslippene på fem kton og null i TECH og LIFE 2050. Resultatene viser at Norge vil oppnå et betydelig utslippskutt, selv med videreføring av dagens politikk, som er tilfellet i Baseline.

En av målsetningene i EGD, som et ledd til å oppnå netto null utslipp, er installert kapasitet havvind og elektrolysatorer til hydrogenproduksjon. Resultatene viser at de høyeste installerte kapasiteten med havvind i modellandene var 188 GW i TECH-scenarioet. Dette er 112 GW under målsetningen om 300 GW installert i 2050.



Figur 25: installert kapasitet vindkraft i modellandene i GW

Målsetningen for hydrogen i hydrogenstrategien er 40 GW installert kapasitet elektrolysatorer i 2030, og en uspesifisert mengde «storskala» i 2050. Resultatene viser en installert kapasitet P2X i 2050 på 212 GW i Baseline og 912 GW i TECH. I denne analysen er e-fuels konvertert til hydrogen, og disse samlet omtales som P2X. Dette viser at målet om mengde installert kapasitet elektrolysatorer også nås i Baseline.



Figur 26: installert kapasitet elektrolysatorer i modellandene i GW

6 Diskusjon

I dette kapittelet vil resultatene bli diskutert. Funnene vil bli repetert i korthet og diskutert opp mot funn i tilsvarende analyser, samt resultatenes betydning og implikasjoner. Til sist vil oppgavens metode bli diskutert.

6.1 Diskusjon av resultater

Kompleksiteten rundt integrasjon av variable fornybare kilder og behovet for fleksibilitet gjør seg gjeldende som noen av de største utfordringene i det Europeiske energisystemet mot 2050. Disse to problemstillingene er tett knyttet sammen, og viser seg å gjøre store endringer i kraftsystemet. Driverne som legger føringer for tilbud og etterspørsel endres i stor grad frem til 2050, spesielt med mer og strammere politikk, som vil føre til en stor grad av direkte og indirekte elektrifisering. Økonomisk vekst spiller også inn på økningen av etterspørsel. Kombinasjonen av høyelektrifisering, utfasing av fossile brensler og økonomisk vekst vil kunne være utslagsgivende faktorer for økt etterspørsel.

Resultatene fra denne analysen har vist at etterspørselen i Norge vil ligge i utfallsrommet 148 – 179 TWh i 2050. Dette er en noe lavere prognose enn i andre analyser. NVEs analyse frem til 2040 har en litt mer optimistisk økning, da denne analysen viste en basisprognose på 163 TWh i 2040 (NVE, 2020). Statnetts langsiktige markedsanalyse viser også et bredere utfallsrom i 2050, her mellom 140 og litt over 200 TWh (Statnett, 2020). At resultatet i denne analysen ligger noe lavere enn andre analyser, kan henge sammen med at det her ikke er tatt med spesifikke utbyggingsplaner for Norge, men heller lagt til grunn en generalisert forbruksøkning for alle land i modellen. Det at det blir brukt forskjellige modeller og ulike antakelser i de ulike analysene, gjør også at resultatene kan avvike fra hverandre, selv om det er det samme som skal undersøkes. Prognosen for forbruk er et tall det vil være vanskelig å forutse helt korrekt, da det er mange faktorer som spiller inn på utfallet, og mange usikkerhetsmomenter. Mye av etterspørselen i denne analysen er eksogent, en forutsetning som er viktig i en likevektsmodell som Balmorel, fordi den legger føringer for de endogene resultatene fra modellsimuleringen.

En økning i etterspørsel krever økt produksjon av el og andre måter å stille etterspørselen og som er i tråd med netto nullutslippvisjonen. Resultatene i modellsimuleringen viste videre at 85-87% av produksjonsmiksen i samtlige modelland ville være vindkraft, både på land og til havs, samt solkraft, innen 2050. Den samme kombinasjonen i Norge står for 30-33,5% av produksjonsmiksen i 2050. Med dette økte den samlede andelen variabel kraft i modellandene fra 2020 til 2050 til seks ganger dagens mengde i det forbruksfokuserte scenarioet LIFE og det åttedobbele i det teknologifokuserte scenarioet TECH. I Norge var økningen på henholdsvis 369% og 461%. Vannkraft hadde en liten vekst i resultatene fra denne simuleringen, med en økning på 0,6 TWh i Norge i alle scenarioer, noe som kan være et resultat av økt tilsig. Opprustning og utvidelse de neste årene, økt tilsig og relativt lave kostnader i vannkraftproduksjon, vil kunne føre til at vannkraftproduksjonen øker mer enn det resultatene fra modellen viste. Vilårsrevisjoner kan dog igjen senke noe av denne økningen. I denne analysen har det ikke blitt lagt inn forutsetninger om opprustning og utvidelse av vannkraftverk i Norge. Resultater fra andre analyser viser betraktelig større økning i vannkraftproduksjon i basisscenario på 12 TWh (Statnett, 2020), 10 TWh i 2040 (NVE, 2020), noe som bør tas i betraktning ved tolkning av resultatene fra denne modelleringen.

I motsetning til vannkraften, økte både vind- og solkraft i Norge. Økningen i vind og sol var ikke like dominerende i Norge som på kontinentet, men ikke overraskende var det en betydelig økning i landbasert vindkraft i Norge, da Norge har blant de beste vindressursene i Europa. Resultatet viste en økning fra 13 TWh produksjon i 2020, til 68 TWh i alle scenarioer 2050.

Solkraftmarkedet er i sterk vekst, og teknologikostnader på solceller synker stadig I flere deler av verden er allerede solkraft den billigste teknologien for produksjon av kraft (ourworldindata.org. (hentet 26.05.2021b). Ifølge resultatene i denne analysen, vil solkraftkapasiteten mangedobles i modellandene innen 2050. De lave teknologikostnadene er en viktig grunn til den høye andelen solkraft. Solkraft har en positiv korrelasjonseffekt mellom produksjon og etterspørsel, noe som kan minke kravet til fleksibilitet. I Norge er det dog mindre solinnstråling om vinteren og forbruket er høyere. Dette gjør at solkraft alene ikke vil kunne være en dominerende energikilde i Norge uten tilstrekkelige fleksibilitetsløsninger.

I modelleringen har det ikke blitt tatt i betraktning arealkostnader eller andre implikasjoner som sosial aksept av vind- og solkraftverk. De eksterne effektene av en såpass økt utbredelse av landbasert vind og sol som resultatene viste er store, spesielt med tanke på arealinngrep. Det er

ikke lagt inn restriksjoner på landbasert vind i modellen, selv om vindkraftdebatten har rast de siste årene her til lands, og ført til at NVEs nasjonale ramme for vindkraft har blitt forkastet. Om det lar seg gjøre med en såpass stor økning i landbasert vind som resultatene viste, er et spørsmål å ta i betraktning. I NVEs nasjonale ramme for vindkraft pekte NVE ut de 13 best egnede områdene for landbasert vind i Norge, på oppdrag fra Olje- og energidepartementet. Denne rammen ble forkastet av Regjeringen etter store protester fra offentligheten. I nasjonal ramme ble det utpekt hvilke områder som var best egnet, *dersom* det skulle bygges ut mer vindkraftkapasitet, men ble oppfattet som en konkret utbyggingsplan (NVE, 2019). Vest-Finnmark (i NO4) ble plukket ut som et av områdene best egnet. Det er i dette området resultatene fra denne analysen viste størst utbygging i landbasert vindkraft.

Omstillingen til netto nullutslippssamfunnet er ikke så enkel som å «kun» investere i fornybare produksjonsteknologier. Både vind og sol kan være kilder til produksjon som korrelerer med forbruket, men dette er ikke en selvfølge. Produksjonens variable natur, sammen med den betydelige økningen etterspørsel som kan observeres i alle etterspørselsscenarioer, er med på å øke behovet for lagringsløsninger og andre fleksible energibærere, som hydrogen og e-fuels. Hydrogenproduksjon, via elektrolyse, kan fange opp fornybaroverskudd, noe som vil være med på å balansere svingninger i residuallast. Resultatet viste at etterspørselen til el til P2X i Norge var null TWh i Baseline, lå på 25 TWh i TECH-scenarioet og omtrent halvparten av dette i LIFE-scenarioet. For alle modelland var også etterspørselen høyest i TECH med 2000 TWh. Mye av P2X-etterspørselen kan ses i sammenheng med solkraftproduksjonen modellen har lagt til Frankrike. Frankrike har høyest energietterspørsel av alle landene i modellen, og mesteparten av den økte etterspørselen dekkes av solkraft. Etterspørselen til P2X i Frankrike viste 944 TWh og den økte produksjonen av solkraft i landet viste 959,5 TWh. I modelleringen er det ikke tatt hensyn til infrastruktur for P2X, da det går utenfor denne analysens omfang. Med dette har modellen lagt mye av produksjonen til et land med muligheter for produksjon av mye og billig kraft. Med Frankrikes solpotensiale, lave teknologikostnader for sol, og uten arealkostnader, har mye av etterspørsel til hydrogen blitt lagt nettopp dit.

Med mye variabel kraft i systemet, er det viktig at overskuddskraft som produseres når etterspørselen er lav, fanges opp med hydrogen, e-fuels eller annet forbruk til lagring. Det er behov for storskala lagring for å få til dette, og P2X og andre fleksibilitetsløsninger vil gjøre at ressursene

kan utnyttes bedre, noe som er nødvendig når etterspørselen vil øke med den mengden resultatene har vist. P2X kan brukes andre steder enn i kraftsystemet, og er en viktig brikke til å kutte utslipp i såkalte «hard to abate sectors», sektorer som er vanskelige å kutte utslipp i. Eksempler på disse er luftfart og tungtransport, og industri som aluminiumsproduksjon og sement, for å nevne noen.

Noe av hydrogenet som produseres mates inn i kraftsystemet ved å omdanne hydrogenet til elektrisitet igjen via brenselceller. Hydrogen har lav virkningsgrad fra strøm til hydrogen til strøm, da elektrolyse krever mye energi. Dette er allikevel en viktig fleksibilitetsløsning, da det grønne hydrogenet uansett er produsert på billig overskuddsstrøm. Dermed kan hydrogen yte fleksibilitet tilbake i kraftsystemet i perioder med lite fornybarproduksjon.

P2X har flere viktige funksjoner. Mye variabel kraft i systemet senker marginalkostnadene gjennom merit order-effekten, og kan føre til ulønnsom produksjon, den såkalte «kannibaliseringseffekten» (López Prol et al., 2020). Produksjon av grønt hydrogen kan tilpasses lavpristimer, og være med på å øke etterspørselen. Dette får to viktige effekter. For det første hever det kraftprisene opp fra null, noe som bidrar til å drive utbyggingen av sol og vind videre. For det andre er det viktig for lønnsomheten for produksjon av grønt hydrogen med tilgang til billig kraft. Det nye forbruket som kommer inn, har dermed i større grad en «naturlig» fleksibilitet hvor forbruket tilpasser seg produksjonen, og ikke motsatt. Hydrogenproduksjon gjør at forbruket øker når det er overskudd av sol og vind i timer hvor «konvensjonell» etterspørsel er lav. En konsekvens av dette er at hydrogenet kan være med på å påvirke kraftprisen.

Kraftbalansen i Norge holder seg positiv i alle scenarier, og er økende mot 2050 til tross for den omfattende elektrifiseringen og økende etterspørsel. Dette er et bilde på at produksjonen øker i takt med etterspørselen. Størst overskudd kan observeres i det forbruksreducerende scenarioet LIFE, der overskuddet er på 57 TWh i 2050. LIFE er det scenarioet som baserer seg på en moderat forbruksøkning, og forbruket er lavere enn både Baseline og TECH, men produksjonen i LIFE er allikevel på omtrentlig nivå med Baseline. LIFE har dermed den relativt høyeste kraftbalansen, og det er i dette scenarioet at netto eksport er størst i Norge. I TECH kan det observeres mindre eksport enn i de andre scenarioene i Norge. Det henger sammen med at det er i dette scenarioet at etterspørselen er høyest, noe som gir en lavere kraftbalanse og mindre eksport. Resultatene fra analysen viste videre en økt overføringskapasitet til Norges naboland, mest i scenarioet med høyest kraftbalanse, LIFE. En kan dermed argumentere for at dersom Norge og modellandene når en

forbruksreduksjon, som er relativt lavere enn økningen i produksjon, vil Norge spille en større rolle i energiforsyningen til andre land.

Å fase ut den mengden fossil kraft som er nødvendig for å oppnå EUs netto nullutslippsmål krever store investeringer i ny produksjonsteknologi og infrastruktur. Nettt forbindelser er en løsning på å flytte kraft fra områder med lav etterspørsel, men høy produksjon, til områder hvor det er høy etterspørsel og lav produksjon. Et insentiv for mer nett er det økende volumet av variabel kraft som må flytte dit etterspørselen er høyest. Dette kan være grunnen til at modellen investerer endogent i fem GW overføringskapasitet til Finland. NO4 har gode vindressurser, og det antas at det ikke er flaskehals i Nord-Norge og i Finland. I enkelte tilfeller, som dette, kan det være mer egnet å produsere kraften et annet sted enn der etterspørselen befinner seg, og samtidig investere i overføringskapasitet

Utveksling mellom sonene i Norge øker også noe, men ikke nok til å jevne ut kraftprisforskjeller i sonene i Norge. Det er derimot en økning i prisforskjellene. Dette kan si noe om at investeringen i overføringsnett i Norge ikke er tilstrekkelig i forhold til økt produksjon og etterspørsel.

Resultatene viste en kraftpris i Norge i 2050 som gjennomsnittlig er omtrent lik nivået i 2020, og vil ligge på 40 EUR/MWh i Baseline, 37,7 EUR/MWh i LIFE og 41 EUR/MWh i TECH. Resultatene viste altså minimale forskjeller i kraftpris mellom videreføring av dagens politikk og de to andre scenarioene. Andre kraftprisanalyser har vist et utfallsrom på 30-50 EUR/MWh i 2050 (Statnett, 2020) og 25-39 EUR/MWh i 2040 (NVE, 2020). Dette viser et spenn i projiserte kraftpriser som denne analysens resultater ligger innenfor. Et argument for de lave kraftprisene på sikt er at høy CO₂-pris og brenselpris vil drive frem mer investeringer i fornybar teknologi, som har lavere produksjonskostnader, som igjen vil holde prisene på et moderat nivå. Det kan se ut som at endringen i kraftpris frem mot 2050 er relativt lav, i forhold til veksten i produksjonen og etterspørselen. Kraftprisen har konvensjonelt blitt bestemt av den høyeste marginalkostnaden i markedet som kan dekke etterspørselen. En mulig driver til kraftprisen som ikke er tatt hensyn til i denne analysen, er infrastruktur til P2X, som trolig kan øke prisnivået dersom etterspørselen til P2X øker mer enn hva resultatene viste.

Sol og vindkraft har dalende teknologikostnader, og er en grunn til at det får såpass stor markedsandel. Dette gjør prisene mindre stabile, spesielt på kontinentet, men også i Norge. Kraftprisene i NO1 har en økt volatilitet i 2050, både sommer og vinter. Studier viser at integrasjon

av mer variabel kraft påvirker volatiliteten, men om det er av en styrkende eller reduserende art, kommer an på eksisterende, tilgjengelige fleksibilitetsløsninger i området (Rintamäki et al., 2017). I Norge vil fortsatt en god del av produksjonen (142 TWh) være regulerbar vannkraft som bidrar med å stabilisere prisvolatiliteten (Energifaktanorge.no, hentet 26.05.2021). Kraftprisene er vist å ligge noe lavere i Norge enn på kontinentet. Et mulig utfall av dette kan være at det gjør Norge et attraktivt sted å investere i ytterligere P2X-produksjon, da rimelig kraft er viktig for lønnsomheten til grønt hydrogen. En konsekvens av dette igjen vil være en lavere kraftbalanse i Norge og økte kraftpriser. LIFE-scenariot har lavest kraftpris, og også lavest etterspørsel i Norge, men omtrent lik produksjon som i TECH. Dette er indikasjon på at nivået på etterspørselen er en viktig driver av kraftprisen.

At EU når netto null utslipp er en forutsetning for denne modelleringen, og resultatene har vist hvilken markedssammensetning som skal til for å oppnå dette. Resultatene har avveket noe fra det som har vært EUs målsetning innenfor offshorestrategien, men har vist at projeksjonen i hydrogenstrategien om at omtrent en fjerdedel av fornybar elektrisitet kan bli brukt til fornybarbasert hydrogenproduksjon innen 2050, vil stemme. Systemintegrasjonsstrategien er det ikke like enkelt å måle nivå av oppnåelse på ut ifra resultatene, da denne strategien handler om en omstrukturering av hele EUs energisystem. En kan allikevel trekke slutninger om at denne har en viss grad av måloppnåelse, siden resultatene viste en såpass høy grad av integrasjon av variable fornybare energikilder og P2X-produksjon. På den annen side er det ikke tatt hensyn nødvendig infrastruktur for transport av P2X i denne analysen.

Å si hva som er den riktige «transition pathway» som skal til for at kraftsystemet blir utslippsfritt, er det ikke mulig å forutse konkret. Når en løfter blikket opp fra tallene i en analyse som dette, er det mulig å se flere ting som kompliserer gjennomføringen av omstillingen. Ett av hovedmålene i EGD, ved siden av netto null-målet, er prinsippet om å ikke la noe sted eller person falle fra og ikke bli tatt med i den bærekraftige omstillingsprosessen. I resultatene er det ikke tatt hensyn til at mange kan miste jobben som følge av utfasing av kull- olje- eller gassindustri. Det kan på den annen side tenkes at en stor økning i sol- og vindkraftindustri, samt produksjon av P2X, vil kunne skape nye arbeidsplasser. Det er heller ikke tatt hensyn til implikasjoner knyttet til arealbruk for ny produksjonsteknologi. Hverken mennesker, biomangfold eller annet på steder det måtte gjelde blir tatt med i betraktningen, når det i modellen bestemmes mengde av ulike

produksjonsteknologier. Det er ikke til å stikke under en stol at både vind- og solkraft er arealintensivt og vil kreve inngrep i store områder. Slike arealinngrep vil sannsynligvis ikke kunne gjøres uten sosial aksept til et visst nivå. Det er vist flere eksempler på at folk er positive til grønn teknologi i prinsippet, men at når det kommer til stykket er de ikke interessert i å ha det i nærheten av seg selv og sin eiendom. Dette fenomenet har blitt omtalt flere steder, som i «Not-In-My-Backyard»-myten (NIMBY) (Wolsink, 2000), og kan være et viktig hensyn som må tas. Dette kan være med på å sinke prosessen til å nå nullutslippsvisjonen i EU.

6.2 Diskusjon av metode

Det finnes mange usikkerhetsmomenter når en skal gjøre en langsiktig markedsanalyse frem til 2050. Det ønskes å oppnå innsikt om den virkelige verden gjennom en slik analyse, men det er helt nødvendig å gjøre forenklinger på visse områder, da en modell ikke kan være en replika av virkeligheten. Disse forenklingene kan gjøre at resultatene slår ut feil, da en energimarkedsanalyse er en forenkling av et stort og komplekst system. I virkeligheten vil det ofte være slik at én eller flere av inputvariablene er usikre, noe som er en svakhet som må tas i betraktning i tolkning av resultatene. Det skal derfor ikke tas for gitt at inputdataene i analysen er deterministiske i modelleringen.

I denne analysen er det blitt brukt data fra en tidligere modellsimulering som grunnlag for beregning av etterspørselsdata for å legge til grunn at EU oppnår å bli et netto nullutslippsamfunn i 2050. Det vil si at noen av forutsetningene fra EUs modellering implisitt blir forutsetninger i denne modelleringen. På grunnlag av dette er det på de områder det har vært mulig brukt de samme forutsetningene, som for eksempel på karbonprisen og scenarioantakelser. Det har blitt gjort en kritisk vurdering av EU-modelleringens oppbygging, og lagt til grunn at denne er en pålitelig kilde til en viktig del av datagrunnlaget. Det råder allikevel en del usikkerhet rundt hva som blir etterspørselen i de ulike scenarioene, da endringer i politikk og trender som scenarioene hviler på kan endres og resultere i avvik fra det som har blitt antatt. Etterspørselen har blitt beregnet per sektor og land, på grunnlag av faktiske forbruksdata, for å få et så nøyaktig datagrunnlag som mulig. Andel etterspørsel i de ulike landene av EUs totale etterspørsel er antatt å være lik i 2030 og 2050 som i historisk forbruksdata. Dette er en antakelse som bør vurderes kritisk fordi etterspørselsandelen i ett eller flere av landene trolig vil reduseres eller økes frem mot 2050.

Det er flere momenter som kan gi uttelling på om man skal være kritisk til om resultatene er valide eller ikke. Det har ikke blitt lagt inn noen nasjonale planer i modellen, som for eksempel planlagte havvindverk, eller en minimum mengde av en viss type teknologi. Dette med hensikt for å ikke legge noen føringer for modellen annet enn nullutslipp, for å se hvordan resultatene vil se ut i en kostnadsminimering. Å legge inn nasjonale planer for alle land ville også gått utenfor denne oppgavens problemstilling.

Videre er forutsetningene i karbonpris, teknologipriser og brenselspriser like for etterspørselsscenarioene LIFE og TECH. Det vil sannsynligvis være store forskjeller på teknologiutvikling og teknologilæringi scenarioene.

Værdata i form av timesprofiler over ett år ligger inne i modellen og representerer svingninger i variabel fornybar kraft som vind og sol. I denne modelleringen var oppløsningen på 18 uker og 72 timer per uke. Det kan være svingninger som ikke fanges opp, da dette ene året ikke representerer all variasjon i vind eller i solinnstråling. Når noe variabilitet utelates på denne måten, gjør det at det behøves mindre lagringskapasitet. Dermed er det usikkerhet rundt om resultatene i mengde P2X og annen lagring vil være riktig. På den annen side er det faktum at modellen har en høy temporal oppløsning en styrke i at den kan fange opp variasjoner i kraftproduksjon, og dermed gi et bilde av forventede svingninger i produksjon og kraftpriser.

7 Konklusjon

Denne masteroppgaven har sett på EUs nye vekststrategi sin oppbygning av lovverk som skal bygge opp under nullutslippsvisjonen i EU, og hvilke implikasjoner den kan ha for det europeiske og norske kraftmarkedet dersom målet om å ha netto null utslipp i 2050 blir nådd. Ved bruk av energisystemmodellen Balmorel, har markedssammensetningen blitt modellert. Resultatene fra analysen viste modellandenes markedssammensetning i 2050 i tre ulike etterspørselsscenarioer, med en produksjonsmiks hovedsakelig dominert av vindkraft og solkraft, samt en betydelig økning i bruk av hydrogen og e-fuels som fleksibilitetsløsning.

Etterspørselsscenarioene Baseline, med videreføring av dagens politikk, LIFE med fokus på forbruksendringer og TECH med fokus på økt bruk av karbonfangstteknologi, representerer alle ulike utfall av nivå på etterspørsel til el og P2X. Baseline er ment som et referansescenario til LIFE og TECH, for å få en pekepinn på hvor store endringer i energimarkedet som kan ventes *hvis* netto null-målet oppnås. I Norge var ikke forskjellen fra Baseline og til de to etterspørselsscenarioene LIFE og TECH like stor som det samlede resultatet for alle modelland. Dette kan gi en indikasjon på at EGD ikke vil gi like store konsekvenser i form av endringer i det norske kraftmarkedet som i EU.

Det som vises som et utslag av EGD i Norge, er den økte prisvolatiliteten gjennom året i Norge. Norge kan forvente større svingninger i kraftpris som en konsekvens av en tettere tilknytting til nabolandene og kontinentet, der integrasjonen av variabel fornybar kraft er større.

Når vi sammenligner resultatene i LIFE og TECH, kan det observeres at Norge spiller ulike roller i forholdet til EU i disse to scenarioene. Rollen som P2X-produzent i TECH, og rollen som krafteksportør i LIFE. I TECH er den totale etterspørselen til hydrogen og e-fuels høyest, og vind og sol står for en større del av kraftforsyningen. I dette scenarioet forsyner Norge en større del av etterspørselen til P2X til EU, og bidrar med mer eksport av P2X enn i LIFE. LIFE derimot, viser en lavere etterspørsel i Norge. Kraftbalansen og utvekslingskapasitet øker som en følge av at produksjonen fortsetter å øke i 2050. Norges rolle i dette scenarioet er å være en større eksportør av kraft til nabolandene enn slik situasjonen er i dag.

Det råder stor usikkerhet rundt hvor stor etterspørsel av P2X det blir i 2050. Hvor den vil produseres er også usikkert, da dette ikke er modellert i analysen. Usikkerheten rundt hvor mye

landbasert vindkraft og solkraft er også tilstedeværende i modellen. Dersom det viser seg at potensialet i EU for landbasert vind- og solkraft er mindre enn hva resultatene viser, vil det være nødvendig med produksjon av kraft med dyrere teknologier, som havvind. Analyseresultatene viste en havvindkapasitet på en tredjedel av det EUs målsetning i offshorstrategien. Det bygger oppunder at det er sannsynlig at noe av den landbaserte vindkraften og solkraften i analyseresultatene vil være havvind i 2050. Dette kan føre til mer produksjon av havvind og P2X andre steder enn det resultatene viser. Her vises det altså en mulighet for Norge i å bli en større eksportør av P2X enn hva som kommer frem i TECH-scenarioet.

EGD gir ikke det største utslaget i endringer for Norges kraftmarked. Det kan snarere gjøre at muligheter åpnes for Norge til å kunne forsyne Europa med den etterspørselen til el, hydrogen og e-fuels som øker som en konsekvens av EGD i de europeiske landene. På grunn av dette bør European Green Deal oppta norske interesser, da Norge blir tettere knyttet til Europa og en viktigere brikke i energiforsyningen.

Norge er forpliktet til å følge forordninger og direktiver i EØS-avtalen som omhandler energisamarbeidet i EU. Strategiene som har blitt utarbeidet i til EGD i EU kan etter hvert føre til nye lovgivninger, og revisjoner av eksisterende tiltak vil bli gjort i løpet av 2021. Dette vil påvirke Norge i form av ny eller endret lovgivning som må implementeres og følges i Norge. Dermed vil Norge kunne få nye regulatoriske forpliktelser i energisamarbeidet med EU.

8 Videre studier

I denne oppgaven har ikke hensikten vært å finne den optimale integrasjonen av fornybar energi i Norge og EU i henhold til målsetninger i EGD, men har snarere kartlagt hvordan måloppnåelse i EGD kan påvirke kraftmarkedet frem mot 2050. Det er flere aspekter ved denne analysen som bør undersøkes nærmere for å få et klarere inntrykk av EGDs virkning på kraftmarkedet. For å undersøke resultatene i denne analysen videre, ville en mulighetsstudie og lønnsomhetsstudie av P2X-produksjon i Norge vært et nyttig bidrag for å videre utforske Norges rolle som P2X-produzent- og eksportør.

Systemintegrasjonsstrategien er en viktig del av EGD, og frakt og infrastruktur knyttet til P2X er ikke tatt hensyn til i denne analysen. En videre undersøkelse av hvor det er høyest etterspørsel av

P2X i EU, og hvor det lar seg produsere, ville gitt et nyttig bilde på behovet for ny infrastruktur på dette området. Det kunne vært interessant å sett på muligheten for av frakt av P2X eksisterende gassrør i EU.

Å se på om innholdet i EUs medlemslands nasjonale klima- og energiplaner oppfyller EUs overordnede målsetninger, kunne gitt et mer realistisk bilde på om nullutslippsvisjonen er mulig å oppnå i 2050. Det kunne blitt bygget videre på modelleringen som har blitt gjort, men blitt lagt inn konkrete planer for land.

9 Referanser

- AFRY. (2020). *2050 Holistic & Efficient Roadmap for a Zero-Emissions EU Energy*.
- Blok, K. & Nieuwlaar, E. (2016). Introduction to Energy Analysis. doi: 10.4324/9781315617213.
- BOLDT. (2020). *European Green Deal og betydningen for norsk prosessindustri - Rapport for Prosess21*.
- Energifaktanorge.no. (hentet 26.05.2021). *Kraftproduksjon*. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/#:~:text=Norge%20er%20n%C3%A5%20inne%20i,var%20p%C3%A5%20%2C3%20TWh>.
- European Commission. (2021). *European Commission welcomes provisional agreement on the European Climate Law*. Brussels.
- European Commission. (2014). *Electricity market liberalisation: European Commission*. Tilgjengelig fra: https://ec.europa.eu/energy/content/electricity-market-liberalisation_en.
- European Commission. (2018). *A Clean Planet for all A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*. Brussels.
- European Commission. (2019a). *EU position in world trade*. Tilgjengelig fra: <https://ec.europa.eu/trade/policy/eu-position-in-world-trade/>.
- European Commission. (2019b). *The future electricity intraday market design*. Luxembourg.
- European Commission. (2020a). *An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future*.
- European Commission. (2020b). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*.
- European Commission. (2020c). *Inception impact assessment "Carbon border adjustment mechanism"*.
- European Commission. (2020d). *Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration*.
- European Commission. (2020e). *Quarterly Report on European Electricity Markets*.
- European Commission. (hentet 31.05.2021). *Market Stability Reserve*. Tilgjengelig fra: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform_en.
- Corradi, O. (2018). *Estimating the marginal carbon intensity of electricity with machine learning*. Tilgjengelig fra: <https://medium.com/electricitymap/using-machine-learning-to-estimate-the-hourly-marginal-carbon-intensity-of-electricity-49eade43b421>.
- DNV GL. (2020). *Energy Transition Outlook 2020*.
- econ. (2007). *The Drivers of Electricity Demand and Supply*.
- efuels-alliance.eu. (hentet 31.05.2021). *eFuels – sustainable in two ways*. Tilgjengelig fra: <https://www.efuel-alliance.eu/efuels>.
- Energistyrelsen. (2021). *Teknologikataloger*. Tilgjengelig fra: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>.
- ENTSO-E. (2021). *Ten-Year Network Development Plan 2020 - Main Report*.
- Eurostat. (Hentet 2021). *Complete energy balances*. Tilgjengelig fra: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances#:~:text=Therefore%20it%20is%20useful%20to,their%20contribution%20to%20the%20economy>.
- New Economic Foundation. (2008). *A Green New Deal*. London.

- Hilpert, S., Günther, S., Kaldemeyer, C., Krien, U., Plessmann, G., Wiese, F. & Wingenbach, C. (2017). *Addressing Energy System Modelling Challenges: The Contribution of the Open Energy Modelling Framework (oemof)*: MDPI AG. Upublisert manuskript.
- IEA. (2020). *World Energy Outlook 2020*. Paris: IEA.
- Karan, M. B. & Kazdađli, H. (2011). *The Development of Energy Markets in Europe*. I, s. 11-32: Springer Berlin Heidelberg.
- Karp, R. M. (2008). George Dantzig's impact on the theory of computation. *Discrete Optimization*, 5 (2): 174-185. doi: 10.1016/j.disopt.2006.12.004.
- Ramsdal, K. (2007). *Foresight - metode for læring og visjonsbygging*.
- López Prol, J., Steininger, K. W. & Zilberman, D. (2020). The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market. *Energy Economics*, 85: 104552. doi: 10.1016/j.eneco.2019.104552.
- Lopion, P., Markewitz, P., Robinius, M. & Stolten, D. (2018). A review of current challenges and trends in energy systems modeling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96: 156-166. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.045>.
- Meeus, L., Azevedo, I., Marcantonini, C., Glachant, J.-M. & Hafner, M. (2012). EU 2050 Low-Carbon Energy Future: Visions and Strategies. *The Electricity Journal*, 25 (5): 57-63. doi: 10.1016/j.tej.2012.05.014.
- Nord Pool. (2020). *Nord Pool announces 2019 trading figures*. Tilgjengelig fra: [https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2020/q1/nord-pool-announces-2019-trading-figures/#:~:text=During%202019%20a%20total%20of,intraday%20markets%20\(15.8%20TWh\)](https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2020/q1/nord-pool-announces-2019-trading-figures/#:~:text=During%202019%20a%20total%20of,intraday%20markets%20(15.8%20TWh)).
- Nordpool.no. (hentet 29.05.2021). *Price calculation*. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Price-calculation/>.
- NVE. (2019). *Forslag til nasjonal ramme for vindkraft*. Oslo.
- NVE. (2020). *Langsiktig kraftmarkedanalyse 2020-2040*. Oslo.
- NVE. (2021). *Temakart - spotprissoner*. Tilgjengelig fra: <https://temakart.nve.no/link/> (lest 31.05.2021).
- OED. (2020). *EØS-Strategi for Olje- og Energidepartementet*. Energidepartementet, O.-o. ourworldindata.org. (hentet 26.05.2021). *Primary Energy Consumption*. Tilgjengelig fra: <https://ourworldindata.org/grapher/primary-energy-cons>
- ourworldindata.org. (hentet 26.05.2021b). *Solar PV module prices*. Tilgjengelig fra: <https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices>.
- European Parlament. (2021). *Legislative train schedule fit for 55 under the European Green Deal*. Tilgjengelig fra: <https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-a-european-green-deal/package-fit-for-55> (lest 05.29.).
- Pfenninger, S., Hawkes, A. & Keirstead, J. (2014). Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33: 74-86. doi: 10.1016/j.rser.2014.02.003.
- Ponce, P., Oliveira, C., Álvarez, V. & Del Río-Rama, M. D. L. C. (2020). The Liberalization of the Internal Energy Market in the European Union: Evidence of Its Influence on Reducing Environmental Pollution. *Energies*, 13 (22): 6116. doi: 10.3390/en13226116.
- Redl, C., Hein, F., Buck, M., Graichen, P. & Jones, D. (2021). *The European Power Sector in 2020: Up-to-Date Analysis on the Electricity Transition*. Berlin: Agora Energiewende, Ember.

- Regjeringa.no. (2020). *Opner områder for havvind i Noreg*.
- Regjeringen.no. (2018). *Norges energisamarbeid med EU*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/tema/europapolitikk/tema/energi1/id685732/> (lest 31.05.2021).
- Rintamäki, T., Siddiqui, A. S. & Salo, A. (2017). Does renewable energy generation decrease the volatility of electricity prices? An analysis of Denmark and Germany. *Energy Economics*, 62: 270-282. doi: 10.1016/j.eneco.2016.12.019.
- Sensfuß, F., Ragwitz, M. & Genoese, M. (2008). The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy*, 36 (8): 3086-3094. doi: 10.1016/j.enpol.2008.03.035.
- Skjærseth, J. B. (2021). Towards a European Green Deal: The evolution of EU climate and energy policy mixes. *International Environmental Agreements: Politics, Law and Economics*. doi: 10.1007/s10784-021-09529-4.
- Statnett. (2020). *Langsiktig markedsanalyse 2020-2050*. Oslo.
- Trutnevyte, E. (2016). Does cost optimization approximate the real-world energy transition? *Energy*, 106 (p): 182-193. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.038>.
- UNCC. (2021). *The Paris Agreement*. Tilgjengelig fra: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement> (lest 05.26.2021).
- Europa.eu. (hentet 29.05.2021). *Institutions and bodies*. Tilgjengelig fra: https://europa.eu/european-union/about-eu/institutions-bodies_en.
- Utenriksdepartementet. (2021). *Norges posisjonsnotat om Europas grønne giv*.
- Wiese, F., Bramstoft, R., Koduvere, H., Pizarro Alonso, A., 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. doi: 10.1016/j.esr.2018.01.003.
- Wolsink, M. (2000). Wind power and the NIMBY-myth: institutional capacity and the limited significance of public support. *Renewable Energy*, 21 (1): 49-64. doi: 10.1016/s0960-1481(99)00130-5.

Vedlegg I: inputdata

Brenselspriser:

<i>Brensel</i>	<i>År</i>	<i>Brenselspris (Euro/GJ)</i>
Naturgass	2020	5,35
	2030	6,23
	2050	8,26
Kull	2020	2,26
	2030	2,78
	2050	2,85
Lignitt (brunkull)	2020	0,86
	2030	0,86
	2050	0,86
Flis (biobrensel)	2020	6,45
	2030	6,86
	2050	7,43
Kjerne	2020	0,76
	2030	0,76
	2050	0,76
Fyringsolje	2020	7,63
	2030	9,27
	2050	12,5
Lettolje	2020	11,9
	2030	13,53
	2050	16,07
Tungolje	2020	12,6
	2030	12,6
	2050	12,6
Skiferolje	2020	1,7
	2030	1,96
	2050	2,06
Torv	2020	1,38
	2030	1,86
	2050	1,77
	2020	-3,25

Kommunalt avfall	2030	-3,25
	2050	-3,25
Strå	2020	5,52
	2030	5,87
	2050	6,35
Trevirke	2020	6,44
	2030	6,86
	2050	7,43
Resirkulert trevirke	2020	2,58
	2030	2,58
	2050	2,58
Pellets	2020	8,71
	2030	8,81
	2050	9,16
Avfall fra trevirke	2020	0,65
	2030	0,65
	2050	0,65
Bioolje	2020	27,77
	2030	27,77
	2050	27,77
Flytende naturgass (LNG)	2020	7,25
	2030	8,44
	2050	11,18
Biogass	2020	12,71
	2030	12,71
	2050	12,71
Spillvarme	2020	0,09
	2030	0,09
	2050	0,09
Retort gass	2020	0,69
	2030	0,83
	2050	1,2

Teknologiforutsetninger (ikke uttømmende):

<i>Teknologi</i>	<i>Investeringskostnad</i>	<i>Variable kostnader</i>	<i>Virkningsgrad</i>	<i>Økonomisk levetid</i>
Hydrogen elektrolyse	0,28 EUR/MW	10,2 EUR/MWh	0,715	32 år
Naturgass 100 MW*	0,8 EUR/MW	4 EUR/MWh	0,62	25
Solkraft (PV) 8 MW*	0,25 EUR/MW	0	1	40

*Eksempel på en type teknologiforutsetninger for denne teknologien, da det er finnes ulike teknologikostnader for ulike land, og ulike virkningsgrader i variasjoner av teknologitype.

Vindkraftpotensiale i hvert land (onshore):

<i>Land</i>	<i>Potensiale (MW installert effekt)</i>
Norge	14 000
Danmark	6 200
Finland	15 000
Tyskland	98 700
Nederland	10 300
Sverige	35 000
Storbritannia	38 400
Estland	15 800
Latvia	23 300
Litauen	21 400
Polen	10 426
Belgia	6 719
Frankrike	101 200

Vedlegg II: beregnet etterspørsel

Land	2030						Kommersiell sektor, annen industri og andre sektorer	
	Husholdninger		Kraftkrevende industri		Transport			
	EI	P2X	EI	P2X	EI	P2X	EI	P2X
Belgia	32976299,93		26991320,37		3865935,539		31926732,81	
Tyskland	179165307,9		134289464		24512608,99		308640738,7	
Danmark	13249099,31		3405812,889		1855584,421		21384250,52	
Estland	2054125,638		704222,7579		352208,4183		4489861,615	
Finland	25703180,69		32262138,43		1823177,777		30153630,91	
Frankrike	175593419,4	Ingen etterspørsel i 2030	60649223,47	Ingen etterspørsel i 2030	19802434,18	Ingen etterspørsel i 2030	239611585,6	Ingen etterspørsel i 2030
Litauen	2741375,513		1929806,708		874590,7718		6282892,819	
Latvia	1993266,48		386039,4582		469541,7496		4369667,013	
Nederland	27636856,22		24408622,29		4658051,217		68330649,68	
Norge	43118868,77		40282596,8		2046769,391		45981500,13	
Polen	32020249,29		31008715,67		9240215,508		79839766,01	
Sverige	54095755,19		34234866,26		3112895,221		54104345,23	
Storbritannia	159398792,9		42456214,74		18125493,43		190177842,5	
Land								
	Baseline2050							
	Husholdninger		Kraftkrevende industri		Transport		Kommersiell sektor, annen industri og andre sektorer	
	EI	P2X	EI	P2X	EI	P2X	EI	P2X
Belgia	39317896,07		28755081,5		9950030,814	1805890,72	38953120,36	
Tyskland	213620174,8		145357855,8		63089829,71	866797,354	346987677,6	
Danmark	15797003,02		3591260,554		17845374,76	11450551,3	26672696,55	
Estland	2449149,8		741971,0314		906503,634	164526,777	5179655,893	
Finland	30646100,06	Ingen etterspørsel i 2030	35457553,74		4692441,163	9250291,9	37313884,66	
Frankrike	209361384,7		66055491,9		50966920,75	219336,583	298746700,8	
Litauen	3268563,111		1922926,834		2250995,921	408546,74	7728072,6	
Latvia	2376586,957		393060,8326		1208492,7	2175910,95	5339073,9	
Nederland	32951636,26		25533998,15		11988754,77	4316372,92	86083040,66	
Norge	51410958,92		42443193,21		5267914,662	851659,269	55791179,79	
Polen	38177989,54		33690837,69		23782194,01	1454123,73	92604880,73	
Sverige	64498785,03		37657465,04		8011877,864	8466944,19	66270462,55	
Storbritannia	190052406,9		44238123,96		46650860,14	956105,403	241587987,9	
								Husholdninger og kommersiell sektor beregnet sammen

LIFE2050												
Land	Husholdninger			Kraftkrevende industri			Transport			Kommersiell sektor, annen industri og andre sektorer		
	EI	P2X	EI	P2X	EI	P2X	EI	P2X	EI	P2X	EI	P2X
Belgia	32318652,92	10130879,23	27118739,64	17885529,36	15336990,17	19041058,34	29877292,51					
Tyskland	175592210,6	4862652,646	135807708,8	106748701,7	97246743,88	9139389,64	260631126,6					
Danmark	12984872,26	64236529,27	3640974,745	3559059,527	7361498,851	120733005,8	19839966,98					
Estland	2013160,17	922979,9398	773248,7576	744408,6213	1397285,856	1734747,249	3924254,748					
Finland	25190581,65	518932278,39	32262548,59	16326884,18	7232934,787	97533779,49	27805905,31					
Frankrike	172091556,3	1230457,857	62200031,59	45513564,31	78560476,57	2312654,144	221113552,8					
Litauen	2686704,206	2291909,267	1953210,157	1560483,296	3469687,98	4307659,489	5862566,823					
Latvia	1953514,727	12206658,35	486423,1364	964949,735	1862772,187	22942499,71	4037049,379					
Nederland	27085693,85	24214451,19	24129715,07	17884914,59	18479481,88	45511230,28	63439014,03					
Norge	42258948,31	4777729,399	38364087,95	11835487,16	8119970,371	8979775,803	42784888,86					
Polen	31381668,82	8157499,066	32462480,63	30850522,31	36657904,15	15332076,52	71209735,98					
Sverige	53016922,46	47498770,52	34265423,99	17435467,12	12349518,75	89274271,22	50116589,9					
Storbritannia	156219899,6	5363662,511	43762400,62	29676930,44	71907695,25	10081041,18	175671129,1					
	TECH2050											
Land	Husholdninger			Kraftkrevende industri			Transport			Kommersiell sektor, annen industri og andre sektorer		
	EI	P2X	EI	P2X	EI	P2X	EI	P2X	EI	P2X	EI	P2X
Belgia	34573442,66	10311654,7	37773199,63	18524668,24	16446070,04	29760855,5	32864355,25					
Tyskland	187842829,9	4949421,83	181287948,5	113094578,2	104279049,7	14284713	284751187,7					
Danmark	13890793,58	65382766,1	4968200,38	3791732,034	7893838,644	188703667	21459190,52					
Estland	2153613,205	939449,597	1029459,217	766995,7714	1498329,255	2711380,92	4288989,901					
Finland	26948064,09	52819262,2	42602999,56	16360489,13	7755977,591	152443665	30317897,35					
Frankrike	184097944	1252414,15	80756363,52	47162917,34	84241502,76	3614639,72	239502333,7					
Litauen	2874148,686	2332806,1	2787649,128	1568580,162	3720595,168	6732799,68	6392808,45					
Latvia	2089806,452	12424474	606097,8637	1038684,665	1997476,787	35858743,1	4421348,022					
Nederland	28975393,42	24646533,9	33806258,33	17654577,26	19815808,05	71133291,2	68458164,45					
Norge	45207247,03	4862983,22	45960130,06	11826074,78	8707158,311	14035239,3	45632615,11					
Polen	33571087,58	8303061,5	42213342,5	33091946,13	39308785,65	23963779	77568779,6					
Sverige	56715777,52	48346338,7	44857371,12	17681438,29	13242562,46	139534192	54546611,56					
Storbritannia	167118962,3	5459371,72	59462779,12	30963193,3	77107631,89	15756498,6	189777178,8					



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway