



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2022 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

En analyse av fremtidig kostnadsutvikling for VRE- teknologier sin betydning på fornybar hydrogenproduksjon i Europa

An analysis of future cost development for VRE
technologies' significance on renewable hydrogen
production in Europe

Kristiane Granaasen Jørstad

Fornybar energi

Forord

Etter fem års studier ved NMBU avsluttes studiekapittelet mitt for denne gang. Denne masteroppgaven markerer avslutningen på innholdsrike studieår fylt med læring, utvikling, nysgjerrighet og opplevelser omringet av jordene på vakre Ås. Jeg kunne ikke vært mer fornøyd med valget av studiested og savner allerede tiden blant medstudenter og lærere som har motivert, utfordret og bidratt til både akademisk og personlig vekst.

Tusen takk til min veileder Torjus Folsland Bolkesjø for god veiledning og ditt engasjement i arbeidet jeg har nedlagt i min masteroppgave. Takk til Eirik Ogner Jåstad for all hjelp med modellkjøringer og spørsmål, ditt bidrag har vært essensielt for å gjennomføre oppgaven. Takk også til Jon Gustav Kirkerud og Rasmus Bo Bramstoft som har bidratt med modelldata. Takk til Maria og Eline for all støtte. Dere har vært til stor motivasjon når jeg selv har tvilt. Og en stor takk til Charles, min mest hengivende supporter som aldri tviler på hva jeg kan få til. Til slutt vil jeg takke Haakon og Hans som har gitt meg et nytt kapittel å begi meg ut på. Jeg gleder meg til fortsettelsen!

Bergen, 24.03.2022

Kristian G. Jørstad

Sammendrag

Overgangen til et nullutslippssamfunn i 2050 vil påvirke energi- og kraftsektoren. Kraftetterspørselen forventes å øke i tråd med elektrifiseringen av samfunnet, samtidig som samtlige sektorer skal dekarboniseres. Hydrogen produsert fra fornybar kraft kan få en viktig rolle som fremtidig energibærer, der anvendelsene kan bli mange. VRE-teknologier har i løpet av det siste tiåret opplevd kraftige fall i investeringskostnader, samt vist seg konkurransedyktige sammenlignet med konvensjonelle, fossilbaserte teknologier. VRE-teknologier er viktige for å redusere energirelaterte klimagassutslipp og forventes å få økt betydning i det fremtidige energisystemet.

Energisystemmodeller er viktige verktøy for å modellere fremtidige utviklinger i energisystemet. Inputdata som brukes i beregningen vil kunne påvirke resultatet, dette gjelder for eksempel VRE-teknologier som er lokasjonsavhengig og investeringstunge. Gode dataestimer for investeringskostnadene av sol- og vindkraft er derfor viktig for å gjennomføre så gode modelleringer som mulig. I oppgaven ble energisystemmodellen Balmorel anvendt for å undersøke om kostnadsutvikling for VRE-teknologier vil påvirke lønnsomheten for fremtidig hydrogenproduksjon i Europa. Sensitivitetsanalyser ble gjennomført med hensyn til investeringskostnader for VRE-teknologier i 2020, 2030 og 2050. Endrede forutsetninger for overføringskapasitet ble også analysert.

Uavhengig av kostnadsutvikling for VRE-teknologier viser analysen presentert i denne oppgaven at Frankrike blir den største hydrogenprodusenten i 2050, etterfulgt av Spania, Italia, Storbritannia og Tyskland. Noen variasjoner i hydrogenproduksjon observeres mellom landene ved endrede forutsetninger for investeringskostnader for VRE-teknologier. Reduserte investeringskostnader og økt produksjon av solkraft gir økt hydrogenproduksjon i Storbritannia og Tyskland som følge av at Spania, Italia og Frankrike har nådd sine kapasitetsbegrensninger i modellen for solkraft i 2050. Økt andel offshore vindkraft reduserer produksjonen fra onshore vindkraft i Spania og gir økt hydrogenproduksjon i Storbritannia spesielt, men også i Italia og Frankrike. Reduserte kostnader og økt produksjon fra onshore vindkraft øker hydrogenproduksjonen i Spania. Begrenset overføringskapasitet fører til størst økning i hydrogenproduksjonen i 2050, hovedsakelig fra offshore vindkraftproduksjon i Storbritannia, Tyskland og Italia. I modellen har de samme landene størst hydrogenetterspørsel og -produksjon, mens Norge og Danmark står kun for én prosent hver av den totale hydrogenproduksjonen i 2050.

Opgaven konkluderer med at den mest kostnadseffektive løsningen for å tilfredsstille fremtidig hydrogenetterspørsel er ved hydrogenproduksjon fra solkraft. Modellresultatet viser at mer enn 85 prosent av total hydrogenproduksjon foregår i timer med betydelig solkraftproduksjon, men vindkraft anvendes også. Hovedandelen av hydrogenproduksjonen i 2050 forekommer i timer med kraftpriser ned mot nullpris, men blir også produsert med kraftpriser opp mot 90 EUR/MWh og vil kunne påvirke lønnsomheten til hydrogenproduksjon, selv med betydelig hydrogenlager.

Abstract

The transition to a climate neutral society by 2050 will affect the energy and power sector. The demand for power is expected to increase in line with the electrification of the society and decarbonization of all sectors. Hydrogen produced from renewable energy can play an important role as a future energy carrier, where the applications may be numerous. Over the past decade, VRE technologies have experienced rapid reductions in investment costs, as well as proving competitive compared to conventional, fossil-based technologies. VRE technologies are important for reducing energy related greenhouse gas emissions and are expected to become even more important in the future energy system.

Energy system models are important tools for modelling future developments in the energy system. Input data used in the calculation may affect the result, VRE technologies are for example location dependent and have large investment costs. Good estimates for the investment costs of solar and wind power are therefore important to carry out the best modelling possible. In the thesis, the energy system model Balmorel was used to investigate whether cost developments for VRE technologies would affect future hydrogen production in Europe. Sensitivity analyses were performed with respect to investment costs for VRE technologies in 2020, 2030 and 2050. Changed assumptions for grid capacity were also analysed.

Regardless of cost development of VRE technologies, the analysis presented in this paper shows that France will be the largest hydrogen producer in 2050, followed by Spain, Italy, the United Kingdom and Germany. Some variations in hydrogen production are observed between countries due to changing assumptions for investment costs for VRE technologies. Reduced investment costs and increased solar power production increases hydrogen production in the UK and Germany, because Spain, Italy and France have reached their capacity limits for solar power in 2050. Increased share of offshore wind power reduces production from onshore wind power in Spain and increases hydrogen production in the United Kingdom, but also Italy and France. Reduced costs and increased production from onshore wind power increases hydrogen production in Spain. Limited transmission capacity leads to the largest increase in hydrogen production in 2050, mainly from offshore wind power in the United Kingdom, Germany and Italy. In the model, the same countries have the largest hydrogen demand and production, while Norway and Denmark only account for one per cent each of the total hydrogen production in 2050.

It is concluded that the most cost-effective solution for satisfying future hydrogen demand is by hydrogen production from solar power. The modelled results show that more than 85 per cent of total hydrogen production takes place in hours with significant solar power production, but wind power is also used. The main share of hydrogen production in 2050 occurs in hours with power prices close to zero. However, hydrogen is also produced with power prices up to 90 EUR / MWh and could hence affect the profitability of hydrogen production, even with significant hydrogen storage.

Forkortelser

AEC – elektrolyseteknologi

CHP – kombinert kraft og varme

DH - fjernvarme

EUPHEMIA – priskalkuleringsalgoritme

FLH - fullasttimer

LCOE – energikostnad over levetid

PEM – elektrolyseteknologi

PX – markedsoperatør

P2X – kraft til X-teknologi. X kan representere hydrogen, ammoniakk, syntetisk drivstoff etc.

SO – systemoperatør

SRMC – marginalkostnad

TSO – transmisjonssystemoperatør

VRE – variabel, fornybar energi

X2P – hydrogen til kraft

Innholdsfortegnelse

1	Innledning.....	1
2	Bakgrunn	4
2.1	VRE-teknologier	4
2.2	Hydrogen.....	5
2.3	Elektrolyse- og brenselcelleteknologi	7
2.4	Fleksibilitet.....	7
3	Teoretisk rammeverk.....	9
3.1	Kraftmarkedet.....	9
3.2	Teknologiutvikling og læringskurver	13
4	Metode.....	15
4.1	Litteratursøk	15
4.2	Energikostnad over levetiden	15
4.3	Energisystemmodeller	16
4.4	Balmorel	18
5	Datagrunnlag, antagelser og scenario.....	20
5.1	Geografisk- og tidsoppløsning	20
5.2	Teknologikostnader og produksjonsprofil.....	20
5.3	Klimamål	23
5.4	Genererings- og lagringsteknologi	23
5.5	Etterspørsel.....	24
5.6	Overføringskapasitet	24
5.7	Hydrogen.....	24
5.8	Kjernekraft.....	25
5.9	Scenario	26
6	Resultater.....	27
6.1	Kraftproduksjon.....	27
6.2	Hydrogenproduksjon	33
6.3	Kraftpris.....	38
6.4	Overføringskapasiteter	43
6.5	Etterspørsel.....	45
7	Diskusjon.....	46
7.1	Metode.....	49
7.2	Videre studier	51
8	Konklusjon	52
9	Litteratur.....	54
	Vedlegg I: Datagrunnlag	58
	Vedlegg II: Resultatdata	59

Figurer

Figur 2-1: Skjematisk oversikt av fornybar hydrogenproduksjon og hydrogenlager	7
Figur 3-1: Prisformering.....	10
Figur 3-2: Forenklet eksempel av en "merit order"- fordeling	11
Figur 3-3: "Merit order"- effekt.....	11
Figur 3-4: Prissoner i Nord-Europa, Norden og Baltikum.. ..	12
Figur 3-5: Kraftflyt fra overskudd- til underskuddsområde	13
Figur 3-6: Eksempel på en læringskurve.....	14
Figur 4-1: Balmorel kjernestruktur.....	19
Figur 5-1: Årlig investeringskostnad for teknologiforutsetninger av sol- og vindkraftproduksjon	22
Figur 6-1: Energiproduksjon	27
Figur 6-2: Kraftproduksjonsmiks	29
Figur 6-3: Modellert kraftproduksjon for alle land i 2020 og 2050	29
Figur 6-4: Produksjonsprofil for modellerte land i 2030 og 2050.....	31
Figur 6-5: Produksjonsprofil for hydrogen-, sol- og vindkraft i 2050.....	34
Figur 6-6: Modellert hydrogenproduksjon i 2050	35
Figur 6-7: Hydrogenbalanse i 2050	36
Figur 6-8: Endring av total hydrogenproduksjon for ulike scenario i 2050.	36
Figur 6-9: Gjennomsnittlig kraftpris for utvalgte prisområder.....	40
Figur 6-10: Medianpriser for 2050.....	40
Figur 6-11: Kraftpriser i 2050 for scenarioene VRE+ og VRE-	42
Figur 6-12: Hydrogenproduksjon uttrykt ved kraftpris i 2050	43
Figur 6-13: Overføringskapasiteter for kraft per prisområde i 2050	44

Tabeller

Tabell 1: Energikostnader (LCOE) for utvalgte land	23
Tabell 2: Eksogent definert hydrogenetterspørsel	25
Tabell 3: Forutsetninger for elektrolyse-, lagring- og brenselcelleteknologi.	25
Tabell 4: Forutsetninger for kjernekraft	26
Tabell 5: Modellscenarioer.....	26
Tabell 6: Endring av installert kapasitet for vind- og sol fra BASE i 2050.....	30
Tabell 7: Endring av produksjon fra BASE	33
Tabell 8: Endring av hydrogenproduksjon for utvalgte land i 2050.....	38

1 Innledning

Det er et entydig faktum at klimaendringer er menneskeskapte, stadfester det internasjonale panelet for klimaendringer (IPCC) i sine nyeste vitenskapelige vurderingsrapporter. Verden befinner seg på et vippepunkt der irreversible prosesser er igangsatt (IPCC 2021). Alvoret i dagens situasjon er i større grad enn tidligere oppfattet av beslutningstagere og handlinger for å stanse utviklingen opptrappes. Parisavtalen er den siste klimaavtalen i rekken fra de siste tiårene som omhandler klima. Avtalen skal begrense global oppvarming til under to grader fra preindustrielle nivåer og ble i 2016 signert av en rekke land (UNCC 2021). EU sin grønne vekstrategi ble i 2019 lansert med det overordnede målet om et netto nullutslippssamfunn i Europa innen 2050. EUs første klimalov ble vedtatt i 2021 og skal styrke gjennomføringsevnen for å nå målsetningene i Parisavtalen og EUs grønne vekstrategi. Loven har også som mål å sikre at all EU-politikk bidrar i prosessen, og på denne måten gjøre omstillingen til netto nullutslippssamfunn irreversibel (European Climate Law 2021).

Den grønne omstillingen er i gang, og aldri før har det vært større fokus på sektorovergripende bærekraftige og fornybare løsninger. Samtidig viser IEAs nyeste rapport IEA (2021) at globale utslipp tilknyttet energisektoren vil øke med fem prosent i løpet av 2021, som er den nest største årlige veksten av karbondioksidutslipp i historien. Totalt vil utslippene i 2021 ende på 33 milliarder tonn CO₂-utslipp på globalt nivå (IEA 2021). Veien for å unngå de største klimaendringene er derfor lang, samtidig som tidsvindu for handling stadig reduseres (IPCC 2022).

EU-landene har en målsetning om netto nullutslipp i 2050, ifølge EUs grønne vekststrategi (European Commission 2021). Dette skal hovedsakelig oppnås ved å kutte utslipp, investere i grønne teknologier og ved å beskytte naturmiljø. De sektorovergripende målene gjelder også energisektoren, som de neste årene vil måtte opptrappe omstillingen betydelig for å oppnå målet om netto nullutslipp i 2050. Først skal klimagassutslipp reduseres med 55 prosent i 2030, sammenlignet med 1990-nivåer. Den grønne omstillingen fører med seg økte investeringer i sol- og vindkraftteknologier, men energisystemet er komplekst og nye utfordringer vil gjøre seg gjeldene hvis variable, fornybare energikilder (VRE) skal stå for hovedandelen av produksjon i kraftmiksen.

For å sikre god forsyningssikkerhet, fleksibilitet i kraftmarkedet og god integrering av en stadig økende andel variabel sol- og vindkraftproduksjon, er det nødvendig med tilstrekkelige strategier og verktøy. Energilagring ved bruk av fornybart hydrogen er en tilnærming som har høstet mye oppmerksom de siste årene. Hydrogen vil produseres i perioder med tilstrekkelig kraftproduksjon og lagres til produksjon av kraft i perioder med kraftunderskudd eller fleksibilitetsbehov (European Commission 2020). Hydrogenproduksjon og -lager føyer seg inn i rekken med fleksibilitetsløsninger som behøves i det fremtidige kraftsystemet, og kan være en motsats til blant annet dyre utvidelser i kraftnettet (Widera 2020).

Enda viktigere er hydrogens tiltenkte rolle som erstatning for fossilt brensel i den fremtidige, netto nullutslipps økonomien. EUs hydrogenstrategi lansert i 2020 understreker betydningen av storskala hydrogenproduksjon for å oppnå klimamålene. Hydrogen produsert fra fornybare energikilder, såkalt grønt hydrogen eller fornybart hydrogen, er ansett som fremtidens energibærer, der anvendelsene er mange (López Prol et al. 2020; Widera 2020). Fornybart hydrogen kan bidra til et nullutslippssamfunn der elektrifiseringen ikke når til. Dette gjelder særlig «vanskelig å dekarbonisere»-sektorer, der elektrifisering av varierende tekniske grunner er vanskelig å gjennomføre. Benevningen omfatter blant annet tungtransport, skipstrafikk, langdistanse luftfart og energiintensive industrielle prosesser som aluminium, ammoniakk, stål- og jernproduksjon (European Commission 2020).

Med flere mulige, fremtidige anvendelser av hydrogen og et mål om netto nullutslippssamfunn i EU innen 2050, er det nærliggende at etterspørselen av fornybart hydrogen og fornybar kraftproduksjon vil vokse kraftig. Relativt lave virkningsgrader i hydrogenproduksjon fra fornybar kraft understreker og øker betydningen av behovet for investering i ny, fornybar kraftproduksjon. Sol- og vindkraftteknologier har det siste tiåret opplevd kraftige fall i investeringskostnader, samt vist seg konkurransedyktige sammenlignet med de konvensjonelle fossilbaserte teknologiene. Kostnadsreduksjonene hos teknologiene gjør sol- og vindkraftteknologier til de mest økonomiske løsningene for ny kraftproduksjon (IRENA 2020b).

Energisystemmodeller er kraftige verktøy for å veilede beslutninger tilknyttet utvidelse av kraftsystemet, samt strategier for å møte fremtidige etterspørsel, oppnå miljøkrav eller fremme fremtidig, politiske rammeverk. Presise inputdata og forutsetninger er essensielt for å kunne gjennomføre så gode modelleringer som mulig. Med tiden kan det forekomme endringer i forutsetninger som vil kunne endre fremtidig resultat. For eksempel knytter Bramstoft et al. (2021) usikkerhet til anvendt teknologidata for kostnadsutvikling av VRE-teknologier i Balmorel-modellen, der sol- og vindkraftteknologier det siste tiåret har opplevd kraftige fall i investeringskostnader. Sol- og vindkraftteknologier er investeringstunge og vil kunne påvirke resultater som produksjon og kraftpriser i energisystemmodelleringer (Bramstoft et al. 2021), der kraftprisen er en av de essensielle prisdriverne og store kostnadskomponentene for å produsere billig, fornybart hydrogen (Beagle et al. 2021).

I denne oppgaven gjennomføres først en grundig analyse av energisystemets utvikling mot 2050 med utgangspunkt i basisscenarioet for å etablere en grunnleggende forståelse. En vurdering av utviklingen for investeringskostnader tilknyttet sol- og vindkraftteknologier gjennomføres deretter ved bruk av sensitivitetsanalyser i energisystemmodellen Balmorel. Det gjøres en vurdering av om endrede forutsetninger for kostnadsutvikling for sol- og vindkraftteknologier vil påvirke lønnsomheten, produksjon eller lokasjonssted for hydrogenproduksjon i Europa. Oppsummert søker oppgaven å finne svar på problemstillingen:

Hvordan vil fremtidig kostnadsutvikling for sol- og vindkraft påvirke hvor vi vil finne best lønnsomhet for fornybar hydrogenproduksjon i Europa? Denne overordnede problemstillingen belyses ved å analysere forskningsspørsmålene (a-b):

- a. Hvilke fornybare produksjonsteknologier vil anvendes til fornybar hydrogenproduksjon?
- b. Hvilke land i Nord- og Vest-Europa har de beste forutsetningene for etablering av hydrogenproduksjonen ut fra et kraftmarkedsperspektiv?

2 Bakgrunn

Overgangen mot et nullutslippssamfunn i 2050 vil påvirke energisektoren. Krafttetterspørselen forventes å øke i tråd med elektrifiseringen av samfunnet, samtidig som samtlige sektorer i samfunnet skal dekarboniseres. Fornybart hydrogen kan bidra til et nullutslippssamfunn der elektrifiseringen ikke strekker til, men vil i prosessen trenge ny, fornybar energiproduksjon. Kommende kapittel introduserer VRE-teknologier, hydrogen og tilhørende teknologi, samt hydrogens rolle i det fremtidige energisystemet.

2.1 VRE-teknologier

Sol- og vindkraftteknologier har i løpet av det siste tiåret seilt opp og etablert seg som viktige produksjonsteknologier av fornybar energi for å redusere energirelaterte CO₂-utslipp. Spesielt sol- og landbaserte vindteknologier, heretter kalt onshore, har erfart raskt fallende kostnader og har blitt de rimeligste kildene til ny kraftproduksjon i verden med gode sol- og vindforhold (IRENA 2020b). Med variabel produksjon menes her at produksjonen avhenger av ressursforholdene på lokasjonen til kraftverket, der kraftverket kun produserer i timer med sol og/ eller vind. I timer uten vind og sol produseres ikke kraft fra teknologiene, noe som resulterer i nye utfordringer for kraftsystemet. Fra å ha et kraftsystem som vi selv kan kontrollere produksjonen fra, der hovedandelen av produksjonen er basert på regulerbare energikilder som fossilt brensel, magasinert vannkraft og til dels kjernekraft, skal vi nå over til et kraftsystem som baserer seg på produksjon som produserer når det er værforhold, og ikke når det er behov. Både sol- og vindkraftteknologier kjennetegnes som investeringstunge teknologier, men med lave marginalkostnader grunnet lave operasjonelle kostnader og ikke-eksisterende brenselkostnader.

Soltårn, solfangere og solceller er noen av teknologiene som utnytter seg direkte av solinnstråling. For kraftproduksjon i Europa er det særlig solcelleteknologi (PV) som brukes til kraftproduksjon. I Europa er det Spania etterfulgt av Portugal, Frankrike, Italia og Tyskland som er godt egnet for kraftproduksjon fra solcelleteknologi (Perpiña Castillo et al. 2016). Kostnader for solcelleprodusert kraft har blitt redusert kraftig, spesielt det siste tiåret som følge av fall i modulprisene og økt virkningsgrad (Statnett 2020). Ytterligere kostnadsreduksjon forventes i takt med at installert kapasitet øker. PV-teknologi kommer i mange former, fra installasjoner på hus og bygninger til storskala produksjonsparker. Globalt har solkraftanlegg gjennomsnittlig energikostnad på under 50 USD/MWh, med prosjekter helt ned i 20 USD/MWh for de beste lokasjonene på verdensbasis. Investeringene står for hovedparten av de totale kostnadene, der 10 til 20 prosent er operasjonelle kostnader (DNV 2021). Videre i oppgaven er det storskala solkraftproduksjon ved bruk av solcelleteknologi som omtales.

Sammen med solenergi er landbasert vindkraft en av de billigste kildene til ny kraftproduksjon i Europa (IRENA 2020b). Kostnadsreduksjonen drives av fallende turbinpriser, større generatorer og økt brukstid

som følge av større turbiner med høyere navhøyde og større rotordiameter. Det finnes et vidt spekter av design som gjør teknologien godt egnet til å optimalisere produksjonen tilknyttet en lokasjon med hensyn til nettkapasitet, landareal og vindressurs. Globale energikostnader for ny onshore vindkraftteknologi varierte i 2019 fra 51 til 99 USD/MWh, men det finnes i dag prosjekter med energikostnader under 30 USD/MWh (IRENA u.å.). Onshore vindkraft er arealkrevende og landarealbruk til vindkraft er omdiskutert (Statnett 2020). Landene med størst onshore potensiale er Frankrike, Spania, Storbritannia, Tyskland og Polen (European Commission et al., 2018).

Offshore vindkraft har de siste årene blitt en moden teknologi, og tilsvarte 22 GW installert kapasitet i Europa i 2019 (IRENA 2020b). Offshore vindkraft sto i 2020 for beskjedne 5 prosent av total vindkraftproduksjon i verden, men stadig bedre teknologi og virkningsgrader gir tilgang til nye investeringsområder og muligheter for ny utbygging. Ny utbygging av offshore vindkraft involverer både bunnfaste- og flytende havvindteknologier, og har høyere investeringskostnader enn onshoreteknologier. Økte kostnader skyldes blant annet værutsatte lokasjoner med behov for økt vedlikehold og mer avansert teknologi, men også grunnet økt behov for overføringskabler sammenlignet med teknologier på land (IRENA 2020b). I 2019 var energikostnadene 115 USD/MWh globalt, mens energikostnadene i Danmark var 87 USD/MWh. Offshore vindkraft er foreløpig mindre omdiskutert enn onshore vindkraft med hensyn til arealbruk. Storbritannia er landet med klart størst offshore potensiale med hensyn til tilgjengelig areal, etterfulgt av Nederland, Sverige, Danmark og Tyskland (European Commission et al. 2018).

2.2 Hydrogen

Hydrogen er det mest elementære elementet som finnes i universet. Atomet utgjør mer enn 90 prosent av universets atomer og tre fjerdedeler av universets masse. På jorden opptrer grunnstoffet i kombinasjon med vann som vannmolekyler eller i andre organiske forbindelser, men eksisterer ikke alene i naturen (Abe et al. 2019).

Hydrogen kan lagre og levere store mengder energi og fungerer på denne måten som en allsidig energibærer. En energibærer produserer ikke energi selv og hydrogen er derfor avhengig av en energikilde for å bli produsert. I dag er det i hovedsak fossilt brensel som brukes til produksjon av hydrogen, mest anvendt er reformering av naturgass som står for 96 prosent av dagens totale produksjon. Fornybare energikilder som biomasse, geotermisk, sol- og vindkraft kan også anvendes til hydrogenproduksjon, da kalles prosessen elektrolyse. Her spaltes vann til hydrogen og oksygen ved bruk av energibæreren elektrisitet, men gir foreløpig store tap grunnet lav effektivitet (IRENA 2020a).

Forbrenning av hydrogen er en utslippsfri prosess hvor vann er restproduktet. Utslippene tilknyttet hele verdikjeden av hydrogen derimot, avhenger av hvilken energikilde som er brukt til å danne hydrogenet. Det er blitt vanlig å skille mellom *grønt*, *blått* og *grått* hydrogen. Det er i all hovedsak energikilden

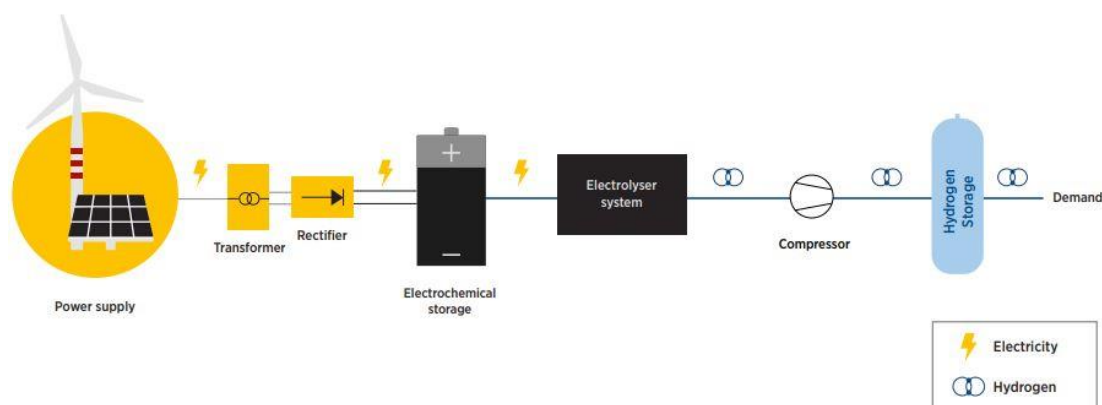
anvendt til å produsere hydrogenet som bestemmer fargen. Hydrogenproduksjonen i dag bruker kull, olje eller naturgass som råstoff og defineres som *grått* hydrogen. Gjennom dampreforming hentes hydrogenet ut av metan. Prosessen gir store utslipp og har normalt vært den billigste måten å fremstille hydrogen på til nå. *Blått* hydrogen anvender samme produksjonsmetode som *grått* hydrogen, men CO₂-utslippene som dannes i prosessen blir fanget og lagret (CCS). På denne måten slippes ikke CO₂ ut i atmosfæren og sluttproduktet blir rent, utslippsfritt hydrogen. *Grønt* hydrogen produserer gjennom den kjemiske reaksjonen elektrolyse som krever kraft. Når kraft kommer fra fornybare energikilder som vann-, vind- eller solkraft, blir produksjonen utslippsfri og hydrogenproduktet kalles fornybart (Egge 2020). Det finnes også flere farger som brunt og rosa hydrogen, henholdsvis produsert fra kull gjennom gassifisering eller kjernekraft (Newborough & Cooley 2020). Fargeskalaen kan gi en god indikasjon på hvilken energikilde som er brukt, men det er viktig å anvende livsløpsmetodikk for å definere faktiske klimagassutslipp.

Hydrogen har en betydelig energilagringskapasitet. 1 kg hydrogen tilsvarer om lag 120 MJ (33,33 kWh) noe som tilsvarer mer enn en dobling av energiinnhold sammenlignet med andre konvensjonelle brenslere. Energiinnholdet i naturgass, konvensjonell bensin og kull er til sammenligning henholdsvis cirka 47, 44 og 23 MJ/kg (Abe et al. 2019; HYARC u.å.). Produsert hydrogen kan lagres som komprimert gass, flytende form eller metallhydrider. De to første lagringsmetodene er de mest modne og anvendte teknikkene, mens den siste er blitt anerkjent som en av de mest gjennomførbare lagringsmetodene fremover (Abe et al. 2019). Komprimert hydrogengass kan lages i sylindere, konteinere eller underjordiske saltgruver, med trykk opp til 700 bar i egnede sylindere. Eksempelvis er lagringspotensialet for hydrogenlager i offshore saltgruver estimert til 7,6 PWh i Norge (Caglayan et al. 2020). Å anvende høyt trykk er en enkel teknologi som gir rask respons tilknyttet fylling og tømming. Ulempen er at volumtettheten ikke øker proporsjonalt med trykket, noe som blant annet kan gi utfordringer ved bruk i kjøretøy.

Bruksområdene for hydrogen i dag er hovedsakelig tilknyttet gjødselproduksjon, oljeraffineri og annen petrokjemisk industri, men fremtidige bruksanvendelser er i EUs hydrogenstrategi utvidet til å omfatte betydelig flere sektorer (European Commission 2020). I dag står hydrogenproduksjonen for 70 til 100 millioner tonn CO₂ årlig utslipp i EU og 830 millioner tonn CO₂ globalt, noe som tilsvarer totale klimagassutslipp fra Tyskland i 2018 (European Commission 2020; IEA 2019). For å oppnå målet om netto nullutslippssamfunn i 2050 må både eksisterende og fremtidig hydrogenproduksjon produserer fra fornybare, energikilder. Det råder for øvrig uenighet og usikkerhet om hva det realistiske, og ikke minst økonomiske potensiale fremover faktisk vil bli for fornybart, så vel som *blått* hydrogen.

2.3 Elektrolyse- og brenselcelleteknologi

Elektrolyseteknologien spalter vann til hydrogen og oksygen ved hjelp av elektrisitet (Figur 2-1). For å produsere fornybart hydrogen via elektrolyse kreves moden og billig elektrolyseteknologi, god tilgang på billig kraft og rent vant, samt produksjonsområder med gode transportlogistiske muligheter. Det er estimert at produksjonskostnadene tilknyttet fornybart hydrogen på lang sikt kan reduseres med 85 prosent, der de to største prisdriverne er elektrolyse- og elektrisitetskostnader (IRENA 2020a; Ortiz & Nørstebø 2021). Blant annet er teknologien modulær og tilpasningsdyktig, der økte produksjonsenheter kan redusere kostnader med mer enn en tredjedel. Beregninger viser at hydrogen produsert via elektrolyse i områder med lave kraftpriser fra fornybare kilder, vil kunne konkurrere kostnadmessig med fossilbasert hydrogen allerede i 2040 (European Commission 2020). Det finnes i dag fire typer elektrolysører; EAC, PEM, AEM og SO. Teknologiene blir ikke videre utdypet, men er beskrevet av IRENA (2020a).



Figur 2-1: Skjematisk oversikt av fornybar hydrogenproduksjon og hydrogenlager (IRENA 2020a).

Brenselcelleteknologi knyttes til prosessen der hydrogen omdannes tilbake til kraft. Prosessen er elektrokjemisk og omdanner hydrogen og oksygen tilbake til vann i prosessen. Teknologien er bredt anvendt, blant annet i hydrogen-elektriske biler og andre kjøretøy, men kan også etableres stasjonært i mikronett, *off-grid* systemer eller som *back-up* generatorer. Lave virkningsgrader og behov for kostnadsintensive hydrogenlager gjør teknologien lite levedyktig fra et økonomisk perspektiv per i dag.

2.4 Fleksibilitet

Med fleksibilitet menes muligheten for kraftsystemet til å tilpasse seg forutsette eller uforutsette endringer slik at det underliggende prinsippet om balanse av tilbud og etterspørsel opprettholdes. Variasjon i etterspørsel, samt økende kraftproduksjon fra VRE-teknologier, øker behovet for fleksibilitet (IEA 2011). Fleksibilitetsløsningene er inndelt i fem kategorier; tilbudssiden, etterspørselssiden, lagring, nettverkskobling over større geografiske områder og sektorkobling (Babatunde et al. 2020). I et historisk

perspektiv har tilbudssiden stått for fleksibilitet gjennom magasinert vannkraft i Norge og fossilbaserte generasjonsteknologier i Europa. Mot et netto nullutslippssamfunn i 2050 må sistnevnte løsning erstattes.

Power-to-X løsninger (P2X) kan bidra både på etterspørsels- og tilbudssiden som lager, og er ansett som et alternativ for å møte det stadig økende behovet for fleksibilitet ved økt integrering av variabel, fornybar energiproduksjon. P2X henviser til teknologier der overskuddskraft omgjøres til andre energibærere (X). Slike energibærere kan være hydrogen, ammoniakk, e-fuels eller flytende drivstoff, og omdannes ofte ved hjelp av kjemiske prosesser. Økt andel VRE-produksjon i kraftsystemet fordrer økt bruk av energilager (Kroposki 2017) hvor hydrogen slutter seg til en liste med både kjemisk, mekanisk og termiske lagringsmuligheter som allerede er etablert.

3 Teoretisk rammeverk

Kommende kapittel redegjør for sentral teori og bakgrunnskunnskap som er viktig for videre forståelse av oppgavens antagelser, forutsetninger og analyse.

3.1 Kraftmarkedet

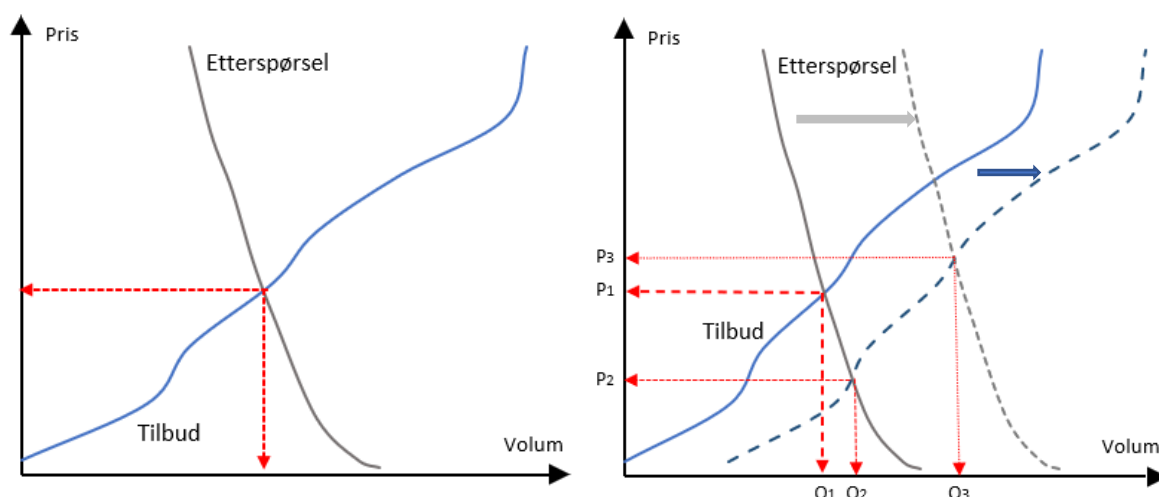
Kraftmarkedet er et komplekst, men vitalt marked for å sikre kostnadseffektiv bruk av elektrisitet. Elektrisitet, heretter omtalt som kraft, er annerledes enn andre varer fordi det til enhver tid må opprettholdes en fysisk balanse mellom tilbud og etterspørsel. Systemet er i balanse ved 50 Hz. Frekvensen er definert av fysiske lover og må opprettholdes til enhver tid.

3.1.1 Markedsbalanse og prissetting

I et liberalisert kraftmarked som vi har i Norge og store deler av Europa, bestemmes pris og volum der tilbud møter etterspørsel i et likevektspunkt (Figur 3-1). I et perfekt konkurrerende marked illustrerer likevektspunktet markedsbalansen hvor sosial velferd er optimalisert. Tilbudene fra kraftprodusentene aggregeres og danner tilbudskurven. Tilsvarende prosess gjennomføres for forbruket og danner etterspørselskurven. Det er kun produsenter, store forbrukere som kraftselskaper og kraftkrevende industri, samt andre essensielle markedsaktører som deltar i det fysiske kraftmarkedet.

Endringer i markedslikevekten kan komme av endringer i tilbud- og/eller etterspørsel og vil ofte forårsake priseffekter. Et eksempel på en priseffekt kan observeres ved økt tilbud av kraft, mens etterspørselen holdes uendret. Økt tilbud fører i dette eksempelet til et skift av tilbudskurven mot høyre (blå pil), hvor det nye likevektspunktet (Q2, P2) resulterer i økt volum og lavere kraftpris. Et annet eksempel illustrerer både økning i tilbud og etterspørsel (grå og blå pil), som i dette tilfellet fører til både økt pris og volum (Q3, P3) (Figur 3-1). Endringene i både etterspørsel og tilbud varierer ut ifra hvor priselastiske kurvene er, med dette menes det hvor følsomme tilbud- og etterspørselskurven er for prisendringer. Brattere (mer vertikale) kurver er en illustrasjon på lavere elastisitet og derav høyere prisleisomhet.

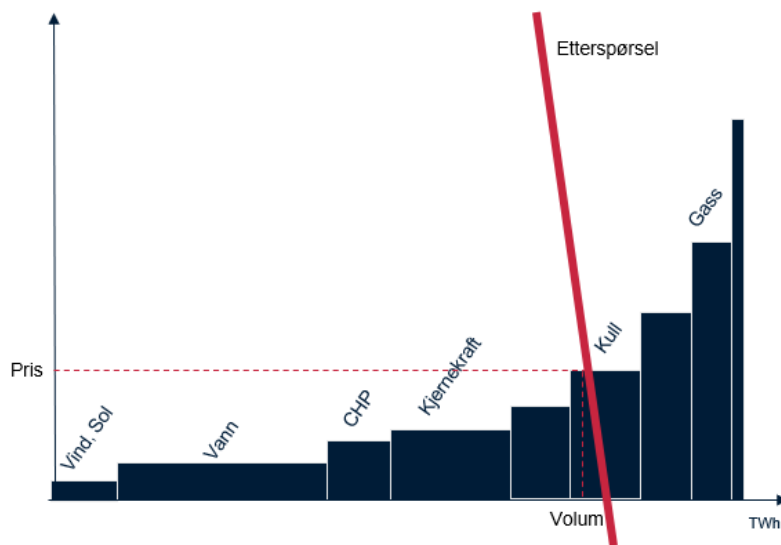
Markedsmekanismen tilsier at kraftprisene faller i timer med stor produksjon fra lavkostnadsteknologier som sol- og vindkraft. Er kraftetterspørselen elastisk vil dette føre til en økning i kraftetterspørsel (Pindyck & Rubinfeld 2013) og mindre priseffekt. Er etterspørselen uelastisk, vil ikke økt produksjon påvirke etterspørsel, og priseffekten vil i de fleste tilfeller øke.



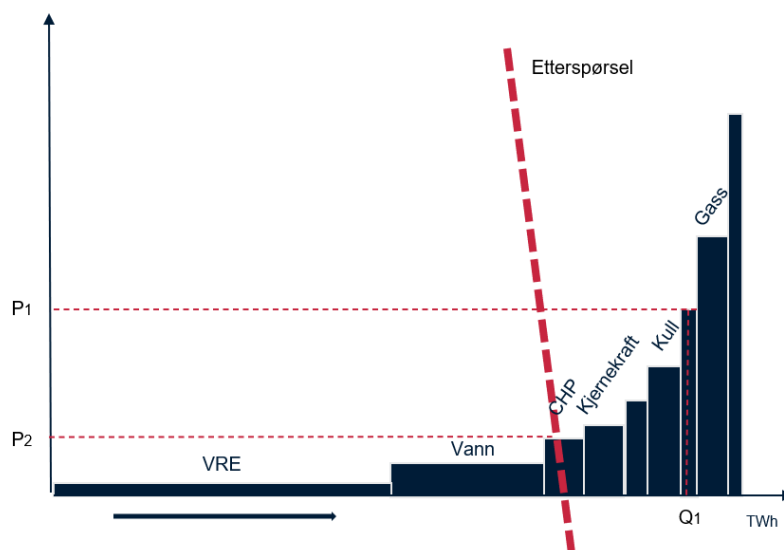
Figur 3-1: Prisforming. Normal markedslikevekt (til venstre). To eksempler på endret markedslikevekt (til høyre) (illustrert av Jørstad).

Kraftprodusenter baserer budene fra sine produksjonsenheter på kortsiktige marginalkostnader (SRMC). Marginalkostnaden defineres som kostnaden ved å øke produksjonen med én enhet. Tilbudene sorteres fra lavest til høyeste bud, såkalt «merit order», slik at produksjonsenheter med lavest marginalkostnad aktiveres først ettersom totalt volum aggregeres. I en forenklet og tradisjonell fremstilling av en «merit order»-kurve, er marginalkostnaden lavest for variable, fornybare produksjonsteknologier. Marginalkostnadene er høyere for elvevannkraft, kombinert kraft- og varmekraftverk (CHP), kjernekraft og magasinert vannkraft, mens fossile produksjonsteknologier tradisjonelt har de høyeste marginalkostnadene (Figur 3-2).

Et velfungerende og fritt konkurrerende kraftmarked produserer kraft til den lavest tilgjengelige prisen for hver time, hver dag. Følgelig aggregeres det hver time en ny tilbudskurve basert på bud fra samtlige produksjonsenheter. Det siste aktiverte budet som trengs for å oppnå markedslikevekt setter prisen i markedet. Dette gjøres ved hjelp av prissettingsalgoritmen EUPHEMIA. Bud som overstiger prisen satt av markedet vil ikke bli aktivert. Med økt andel variabel, fornybar kraftproduksjon faller kraftprisene i markedet. Effekten kalles «merit order»-effekten og skyldes økt tilbud fra variable, fornybare produksjonsteknologier med lavere marginalkostnad (Figur 3-3).



Figur 3-2: Forenklet eksempel av en "merit order"-fordeling presentert sammen med etterspørselskurve (illustrert av Jørstad).



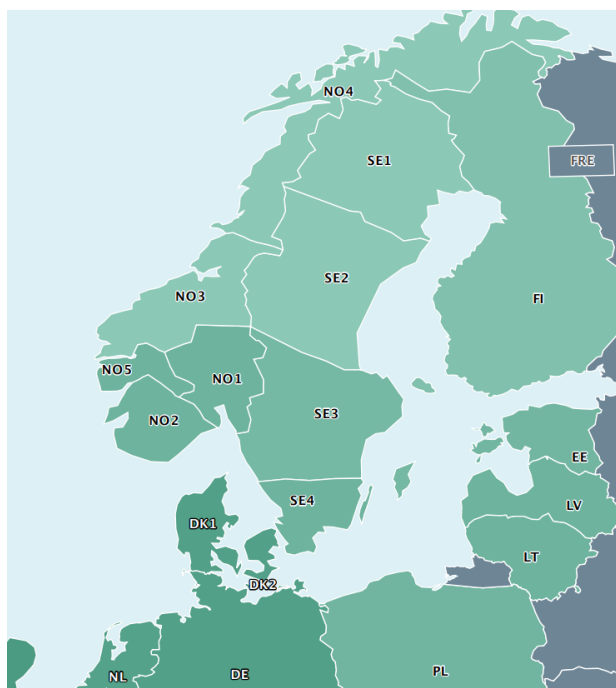
Figur 3-3: "Merit order"-effekt gir lavere pris (P_2) grunnet økt produksjon fra VRE-teknologier (illustrert av Jørstad).

3.1.2 Markedsstruktur

Day-ahead markedet (døgnmarkedet) er det største og viktigste markedet for å etablere kraftbalansen. Day-ahead markedet stenger klokken 12 dagen før fysisk leveranse av kraft. Innen markedet stenger må deltagerne som består av kraftprodusenter, store forbrukere og kraftselskaper legge inn bud hos sine markedsoperatører, eksempelvis Nord Pool. Budene definerer volum og pris for kraft som ønskes kjøpt eller solgt for hver time det kommende døgnet. Andre markeder for krafthandel er intradag-markedet og finansielle markeder. Intradag-markedet kommer etter day-ahead markedet og stenger som hovedregel én time før fysisk leveranse av kraft. Intradag-markedet pågår kontinuerlig og gir aktører

som handlet i day-ahead markedet mulighet til å justere sin portefølje. Finansielle markeder brukes hovedsakelig som risikokontrollering og blir ikke ytterligere beskrevet her. Det blir heller ikke balanseringsmarkedet som er de siste mekanismene som sørger for fysisk balansering av kraft før leveranse.

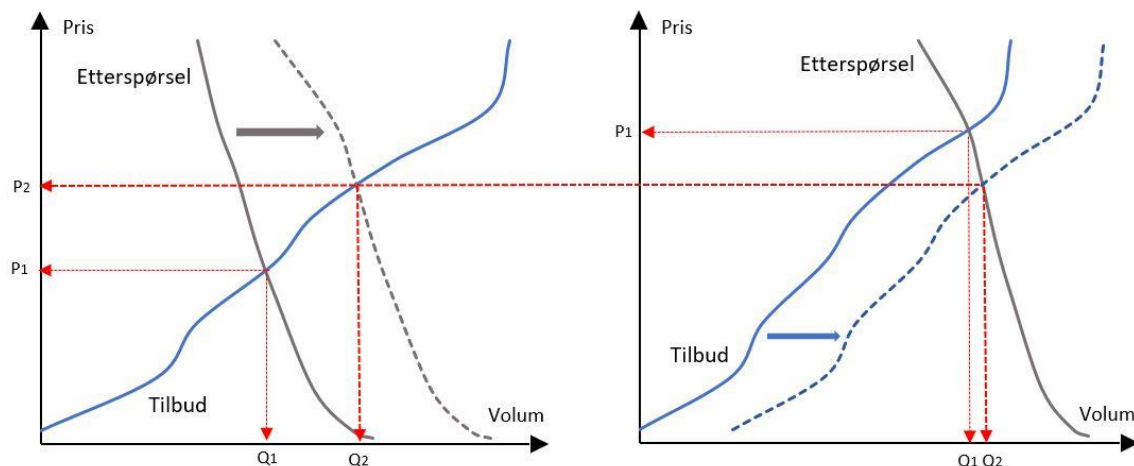
Pris og volum beregnes for hver enkelt prissone. En prissone er et geografisk definert område uten antatte kapasitetsbegrensninger i overføringsnett. Følgelig er prisen uniform for hele sonen. De ulike prissonene hjelper å indikere begrensninger i overføringskapasitet. Det er transmisjonssystemoperatører (TSO) som fastsetter antall prissoner, eksempelvis Statnett som har inndelt Norge i fem prissoner (Figur 3-4).



Figur 3-4. Prissoner i Nord-Europa, Norden og Baltikum. Skjermdump fra Nord Pool Group (2022).

Størstedelen av Europa er i dag del av et felles kraftmarked. Med effektiv bruk av overføringskapasitet kan kraft handles mellom prissoner og på denne måten sikre stabilitet og fleksibilitet til systemet, samtidig som den samfunnsøkonomiske nytten økes (Creti & Fontini 2019). Variasjoner mellom prissoner kommer av en ubalanse mellom tilbud og etterspørsel, samt en begrensning i overføringskapasitet mellom sonene. Kraft vil bevege seg fra et område med lav pris og overskudd i kraftbalansen, til et område med høyere pris og kraftunderskudd. Som hovedregel vil økt kraftflyt mellom soner føre til mer likhet i prisene for de ulike sonene. Er overføringskapasiteten begrenset, vil prisene nærme seg hverandre, men fortsatt forbli ulike i de to sonene. Er overføringskapasiteten tilstrekkelig, vil prisene i sonene bli like (figur 4-2). For de fleste områdene i Europa er overføringskapasitet implisitt inkludert i beregningen. Det vil si at systemoperatører (SO/TSO), eksempelvis Statnett, må legge inn tilgjengelig kapasitet for kraftoverføring, slik at

priskalkuleringsalgoritmen EUPHEMIA kan inkludere kapasitetsbegrensninger i sin utregning. I noen områder som Portugal og Spania er kapasitet beregnet eksplisitt. Dette vil si at markedsprisen beregnes uten å ta hensyn til kapasitetsbegrensninger. Metoden resulterer i mindre samfunnsøkonomisk nytte enn ved implisitt kalkulering av overføringskapasitet.



Figur 3-5: Kraftflyt fra overskuddsområde (til venstre) til underskuddsområde (til høyre). Ubegrenset overføringskapasitet resulterer i lik pris (P_2) for de to områdene (Illustrert av Jørstad).

3.2 Teknologiutvikling og læringskurver

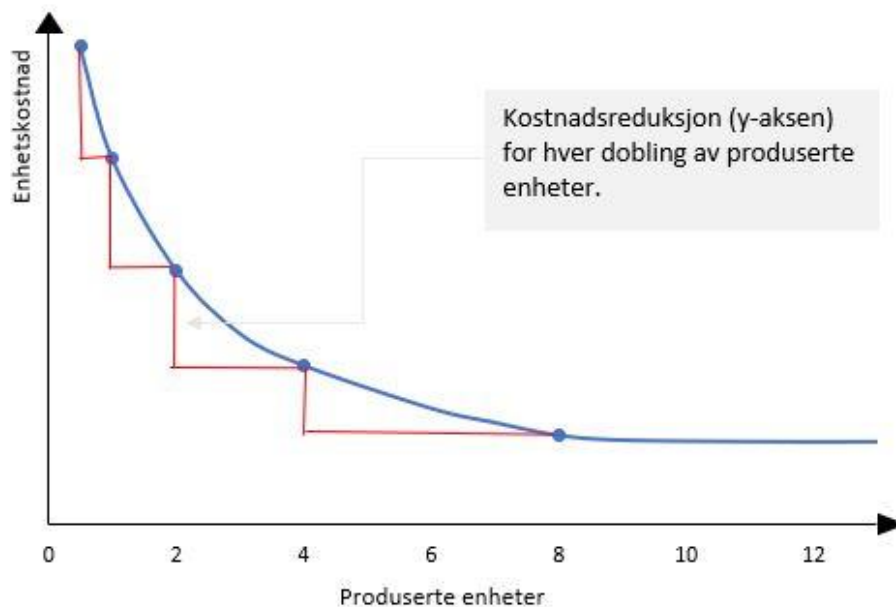
Ny og eksisterende teknologi er i kontinuerlig utvikling. Sol- og vindkraft har de siste tiårene hatt stor utvikling i samsvar med den økte satsningen på fornybar energiproduksjon. Generelt er det to hoveddrivere av teknologisk utvikling. Dette er (i) forskning og utvikling, og (ii) igangsetting og oppskalering (Martinsen 2020). Teknologiutvikling er ikke gitt, men ofte dynamisk og tilknyttet kumulativt antall produserte enheter av et produkt. Hvis oppnådd, medfører det stadig bedre virkningsgrad og reduserte investerings- og driftskostnader.

Når læring endrer den relative kostnaden av en teknologiinvestering, er det etablert en læringseffekt. Læringseffekten kan defineres i en læringskurve og kan brukes som et analyseverktøy for å estimere fremtidig kostnadsutvikling hos teknologier. Læringskurver illustrerer sammenhengen mellom kumulativ produksjon og produksjonskostnad (Figur 3-6) og kan uttrykkes matematisk (formel 1). Læringsraten (LR) viser den relative endringen i kostnader når kumulativt antall produserte enheter doubles (formel 2). Progresjonsraten (PR) er den inverse av læringsraten, og kan sammen med læringsraten anvendes til å bestemme fremtidig kostnad. $C(x)$ er kostnaden av å produsere kumulativ enhet X , $C(0)$ er kostnaden for å produsere den første enheten, X er kumulativt antall enheter produsert og eksponenten E er læringsparameteren.

$$(1) \quad C(x) = C_0 \left(\frac{Q_x}{Q_0} \right)^{-E} = C_0 2^{-E} = C_0 (PR)$$

$$(2) \quad LR = \frac{C(x) - C(2x)}{C(x)} = 1 - 2^{-E}$$

Læringskurvekonseptet er mye anvendt for å analysere den teknologiske fremgangen av VRE-teknologier, basert på historiske observasjoner av kumulativ installert kapasitet og kostnadsreduksjonen. Noe av kritikken til metoden går ut på at den i alt for stor grad anvendes ukritisk også fremover i tid, selv om metoden i utgangspunktet ble etablert for å analysere empiriske endringer (Grafström & Poudineh 2021). Blant annet kan kostnadsreduksjon drives av faktorer som ikke kan korreleres med dagens produksjonsnivå. Fremtidig utvikling kan både inneholde gjennombrudd med kraftige forbedringer, eller oppleves stillestående.



Figur 3-6: Eksempel på en læringskurve (illustrert av Jørstad).

4 Metode

4.1 Litteratursøk

Et litteratursøk ble gjennomført for å gi et sammenligningsgrunnlag til datagrunnlaget for fremtidig kostnadsutvikling av sol- og vindkraft brukt i modellen. Energikostnad over levetiden (LCOE) ble brukt som referanse for sammenligning. Det ble først forsøkt å finne tilsvarende datagrunnlag i fagfellelvurderte publikasjoner med samme detaljgrad som modelldataene, men det viste seg vanskelig å oppdrive gode estimater for fremtidige LCOE-verdier for samtlige modellerte land tilknyttet de ulike teknologiene. Grunnet manglende funn i fagfellelvurdert litteratur, ble søket utvidet til å også inkludere andre energisystemmodelleringer og markedsanalyser på nasjonalt og internasjonalt nivå fra private og institusjonelle aktører.

4.2 Energikostnad over levetiden

Energikostnad over levetiden, heretter omtalt som LCOE, er en viktig og mye anvendt metode for å sammenligne alternative teknologier, prosjekter eller kraftverk med hensyn til enhetskostnaden for energi. Metodens styrke er at alle direkte teknologikostnader kan sammenstilles til en sammenlignbar enhet, tross prosjekters og teknologiers store variasjon. LCOE-beregninger gir en indikasjon på hva energikostnadene er over hele levetiden til et prosjekt, basert på produksjon og kostnader for investering og drift. Beregningen kan gjøres forskuddsvis som en vurdering av lønnsomheten for et potensielt prosjekt, eller etterskuddsvis for å sammenligne teknologier eller eksisterende kraftverk. Energikostnaden måles i kostnad per kilowatt time (EUR/kWh). En lavere enhetsverdi indikerer bedre konkurranseevne og færre kostnader per produserte enhet.

Beregningen baserer seg på totale kostnader over livstiden, fordelt på total produksjon (formel 3). Verdien representerer «*break-even*»-pris som er den laveste akseptable prisen kraft kan selges for av et kraftverk, for å unngå negativ omsetning av en investering (Bøhren & Gjærum, 2016). Selges kraft til LCOE-nivå gjennom hele kraftverkets levetid vil kraftverket oppnå nullpunktsomsetning. Dette betyr en omsetning som verken gir overskudd eller underskudd for kraftverket. Et risikojustert avkastningskrav (r) inkluderes i beregningen og representerer avkastningen som eierne av investeringen forventer (formel 4). Investeringen fordeles utover hele levetiden som en årlig kostnad av investeringen (C_i).

$$(3) \quad LCOE = \frac{\text{totale kostnader over kraftverkets levetid (NOK)}}{\text{total produksjon over kraftverkets levetid (kWh)}}$$

$$(4) \quad LCOE = \frac{C_{tot} * \sum_{i=1}^n \frac{C_{drift,i}}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}}$$

- C_i – årlig kostnad av investering
- $C_{drift,i}$ – årlig drift og vedlikeholdskostnad
- E_i – årlig elektrisitetsproduksjon
- r – reelt avkastningskrav/ diskonteringsrente

LCOE-beregninger er en godt etablert metode, men inneholder svakheter. Beregningen inkluderer direkte kostnader tilknyttet et kraftverk, men tar ikke hensyn til integreringskostnader og kostnadseffekter på systemnivå som behov for utvidede investeringer i overføringsnettet eller rekonstruering av energisystemet (Aldersey-Williams & Rubert 2019; Ueckerdt et al. 2013). Verdien tilført til systemet er heller ikke representert (IEA 2020). Å utelukkende anvende LCOE som en indikator på konkurransedyktigheten til en teknologi blir følgelig feil, og i større grad ser man en ny type anvendelse av LCOE-metodikken som inkluderer systemkostnader i beregningene. Videre er valg av diskonteringsrente, fremtidige råvarekostnader og forventet produksjon trukket frem som kilder til usikkerhet for beregninger som gjøres forskuddsvis (Aldersey-Williams & Rubert 2019).

Balmorel opererer med en standard diskonteringsrente på 5 prosent. I Danmark og Norge varierer diskonteringsrenten for energiprosjekter fra 4 til 6 prosent (Energinet 2016; Statnett 2020), mens IEA har lagt til grunn en diskonteringsrente på 7 prosent i sine beregninger (IEA 2020).

4.3 Energisystemmodeller

Det er to hovedtilnærminger til modellering av energisystemer. *Bottom-up* modeller baserer seg på disaggregering av teknologier og detaljerte forklaringer av tekniske parametere. De er designet til å minimere totale energisystemkostnader med hensyn til en gitt etterspørsel, inkludert tekniske eller andre begrensninger, men hvor både teknologier og kostnader er kjent (Böhringer & Rutherford 2008). Modellene er teknologirike og det er enkelt å implementere lærekurver. Samtidig må ofte forenklinger av prosessen anvendes for å gjøre modellen håndterbar (Pfenninger et al. 2014). Bottom-up modeller kan igjen inndeles i optimalisering-, simulerings- og hybridmodeller, men grensen mellom de ulike metodene er ikke alltid tydelig. Optimaliseringsmodeller omfatter blant annet lineær programmering (Lopion et al. 2018) som Balmorel baserer sin kjernestruktur på (Wiese et al. 2018).

Top-down modeller har en makroøkonomisk tilnærming og er bedre egnet til å forutse ekte markedsbevegelser. Tilnærmingen har et bredt økonomisk perspektiv som inkluderer teknologi som en «svart boks», altså noe udefinert. *Top-down* modeller tar utgangspunkt i det økonomiske perspektivet, inkluderer elastisiteter og andre drivere utover energisektoren, men mangler ofte detaljert teknologisk kunnskap (Lopion et al. 2018). Det finnes også hybridmodeller som kombinerer *top-down* og *bottom-up* tilnærminger. En relevant forskjell mellom *bottom-up* og *top-down* modeller er hvordan energietterspørsel blir inkludert. I *bottom-up* modeller er etterspørsel inkludert dynamisk, og blir på denne måten en variabel. I *top-down* modellen blir etterspørsel ansett mer som en fast verdi (Pfenninger et al. 2014).

4.3.1 Lineær optimalisering

Bottom-up energisystemmodeller baserer seg på lineær optimalisering. Optimering er et verktøy for å identifisere optimale strategier eller ressursfordelinger i komplekse systemer. Generelt skal et lineært programmeringsproblem maksimere eller minimere en numerisk verdi, og kan for eksempel anvendes til å minimere totale energisystemkostnader (Z) (*formel 6*). Objektfunksjonen indikerer hvor mye hver beslutningsvariabel (X) bidrar til optimaliseringen per år (i), dette gjøres ved hjelp av en objektfunksjonskoeffisient (c).

$$(6) \text{ Minimere eller maksimere } Z = \sum_{i=1}^n c_i X_i$$

Skranker definerer begrensninger som de ulike variablene må ta hensyn til (*formel 6*). Ofte er dette ressursbegrensninger eller grenseverdier for en aktivitet som uttrykkes med en koeffisient på høyre side av ligningen (b_j). Koeffisienten til beslutningsvariabelen (a_i) tar hensyn til skranke (j) for beslutningsvariabel (X_i). Her uttrykt som *mindre-enn* begrensning. Andre skranker som *mer-enn*, *lik* eller *mellom* anvendes også.

$$(6) \sum_{i=1}^n a_{j,i} X_i \leq b_j \quad j = 1, 2, \dots, m \quad i = 1, 2, \dots, n$$

Ved optimering kan variablene være eksogene eller endogene. Eksogene variabler er inputvariable som er bestemt utenfor modellen og legges inn forskuddsvis før modellkjøring. Endogene variabler bestemmes som et resultat av optimeringen og kan påvirkes av andre variabler i modellen under modellkjøringen. Eksempel på en eksogen variabel er teknologikostnader for fornybar energiproduksjon.

4.3.2 Hvorfor energisystemmodell

Energisystemmodeller er viktige verktøy for å veilede beslutninger tilknyttet utvidelse av kraftsystemet og strategier for å møte fremtidige etterspørsel eller oppnå miljøkrav. Modellene kan belyse roller og verdier ulike teknologier vil kunne ha i kraftsystemet, samt indikere hva som er kostnadsoptimale, fremtidige investeringer. Presise antagelser av teknologikostnader er essensielt for å oppnå gode resultat (Heuberger et al. 2017). Den holistiske tilnærmingen som energisystemmodeller gir, er sentralt for å etablere god forståelse når kraft-, varme- og transportsektoren blir mer integrert, fører med seg endrede systemgrenser og nye utfordringer. Heider et al. (2021) trekker Balmorel-modellen frem som en av de bedre modellene tilknyttet en helhetlig tilnærming for fleksibilitet. Modellen er godt etablert og kalibrert, kobler energisystemet godt på tvers av landegrenser og har blitt anvendt til mange lignende analyser tidligere.

4.4 Balmorel

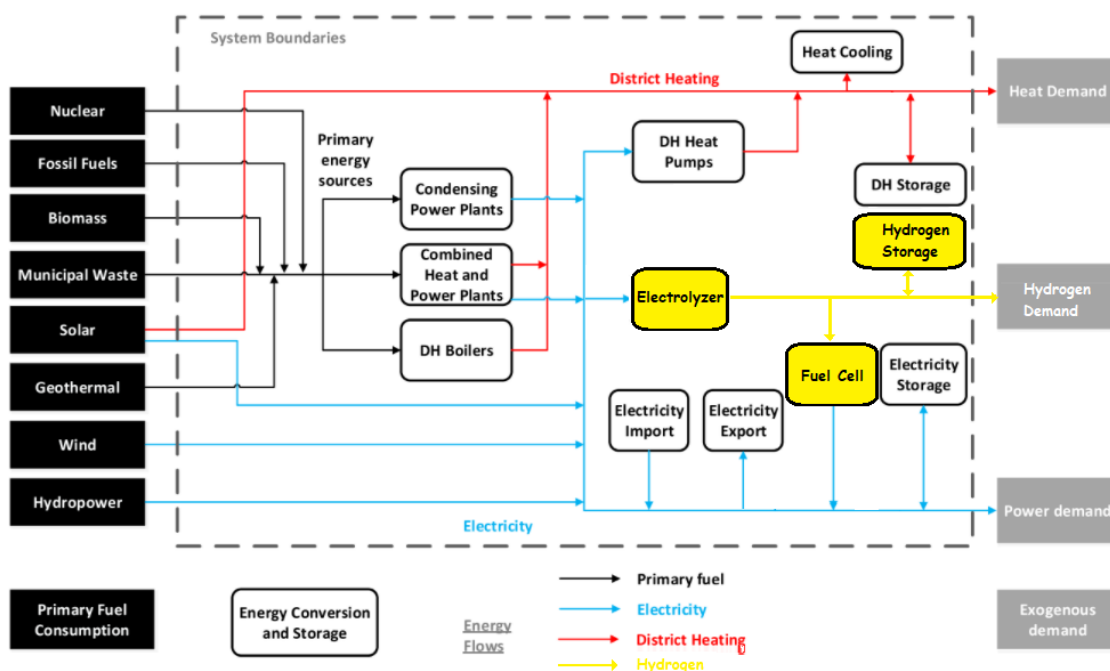
Energisystemmodellen Balmorel er en *bottom-up* partiell likevektsmodell. Den er en optimaliseringsmodell for kombinert kraft- og varmesektor i et europeisk perspektiv, basert på lineær optimering. Produksjon, overføring, kapasitet og forbruk i energisystemet optimaliseres simultant under antagelsene om perfekt konkurranse i en markedsstruktur. Som partiell likevektsmodell balanseres tilbud og etterspørsel i kraft- og varmesektoren, og er med dette en forenkling av den mer generelle likevektsmodellen som analyseres hele økonomien. Objektfunksjonen i Balmorel maksimerer sosial velferd for å imøtekomme etterspørsel. Det tas hensyn til tekniske-, fysiske- og regulatoriske begrensninger. Blant annet inkluderes kostnader for drivstoff, overføringer, samt faste- og variable driftskostnader (Wiese et al. 2018).

Modellen har åpen kildekode (*open source*) og en fleksibel struktur. Den er anvendt bredt for flere variasjoner av energisystemstudier og har vist seg robust og passende til endringer og forbedringer (Wiese et al. 2018). Det omfattende datasettet inkluderer parametere for dagens energisystem, samt estimer for fremtidig utvikling. Dette muliggjør scenariovurderinger av retninger for fremtidig energiomstilling (Bramstoft et al. 2021). Som deterministisk modell tar den ikke hensyn til usikkerhet eller stokastiske variabler og det forutsettes «*perfect foresight*». Det vil si fri informasjonsflyt der all informasjon for hele den modellerte perioden er kjent. Følgelig bestemmes resultatet utelukkende av kjente parametere (Wiese et al. 2018).

I denne oppgaven modellerer Balmorel energisystemet i 19 land (Østerrike, Belgia, Danmark, Estland, Finland, Frankrike, Italia, Latvia, Litauen, Nederland, Norge, Polen, Portugal, Spania, Storbritannia, Sveits, Sverige, Tsjekkia og Tyskland) og har tre nivå av grafisk oppløsning; land, region og område. Regionene følger hovedsakelig prissonene, med unntak av Tyskland som deles inn i fire regioner i

modellen. Regioner kan inndeles i områder. Tidsoppløsningen kan deles inn i tre nivå; år, sesong og timer. Ett år kan deles inn i valgt antall sesonger, eksempelvis uker eller kvartal. Fleksibel tidsoppløsning gjør at modellen både kan anvendes på kort sikt med høy oppløsning eller lengre sikt med lavere oppløsning. Modellen er kodet i *General Algebraic Modeling System* (GAMS).

Den første versjonen ble lansert i 2001 og har siden den gang utviklet seg stort, spesielt de siste årene hvor nye romlige sektorer, samt flere detaljer tilknyttet hydrogen og *e-fuels*, er inkludert (Bramstoft et al. 2021; Gea-Bermúdez et al. 2021). Balmorel sin kjernestruktur består av produksjonsteknologier, systemgrenser med omgjøringssteknologier og lagringsmuligheter og energiprodukter. Kjernestrukturen kan modifiseres til ulike typer etterspørsel av kraft og varme, eller til å inkludere nye teknologier eller andre type modifikasjoner med hensyn til tid og lokasjon. Hydrogen er et energiprodukt som kan inkluderes i systemet (Figur 4-1).



Figur 4-1: Balmorel kjernestruktur. Illustrasjon hentet fra (Wiese et al. 2018), her modifisert til å inkludere hydrogenprodukt.

5 Datagrunnlag, antagelser og scenario

For å modellere Nord- og Sentral-Europas energisystem er et stort antall inputdata lagt inn i Balmorel-modellen. Inputdataene inkluderer blant annet kostnader tilknyttet produksjonsteknologier, brensel- og kvotepriser, samt fremtidige kraftetterspørsel. Dette kapittelet utdyper noen nøkkeldata. Komplette datasett med samtlige inputdata er tilgjengelig i *Balmorel Community* (Github 2021).

5.1 Geografisk- og tidsoppløsning

Det geografiske omfanget inkluderer de nordiske landene (unntatt Island), Baltikum og de omkringliggende landene (Belgia, Frankrike, Tyskland, Nederland, Polen og Storbritannia). Nylig er modellen også oppdatert til å inkludere Sveits, Østerrike, Tsjekkia, Italia, Spania og Portugal. Inndelingen av regioner i de nordiske landene følger inndelingene av prissonene anvendt av markedet (Nord Pool Group u.å.). Tyskland er inndelt i fire regioner (N,S,Ø,V), og de resterende landene er inndelt i en region hver. Systemgrensen følger nevnte land. Import og eksport utenfor de modellerte landene tas ikke hensyn til.

Årene 2020, 2030 og 2050 er modellert med åtte ukers tidssteg. Dette tilsvarer to uker i hver årstid (uke 1, 8, 14, 21, 27, 34, 40 og 47). I basisscenarioet er hver uke modellert med ett 24-timers intervall som representerer hver time for den gjeldene tirsdagen i den aktuelle uken. Metodisk er det en svakhet at modelleringen kun tar utgangspunkt i tirsdager. Forenklingen har likevel vært nødvendig for å minimere total mengde data og for å muliggjøre bearbeiding av datagrunnlaget med tilgjengelige ressurser.

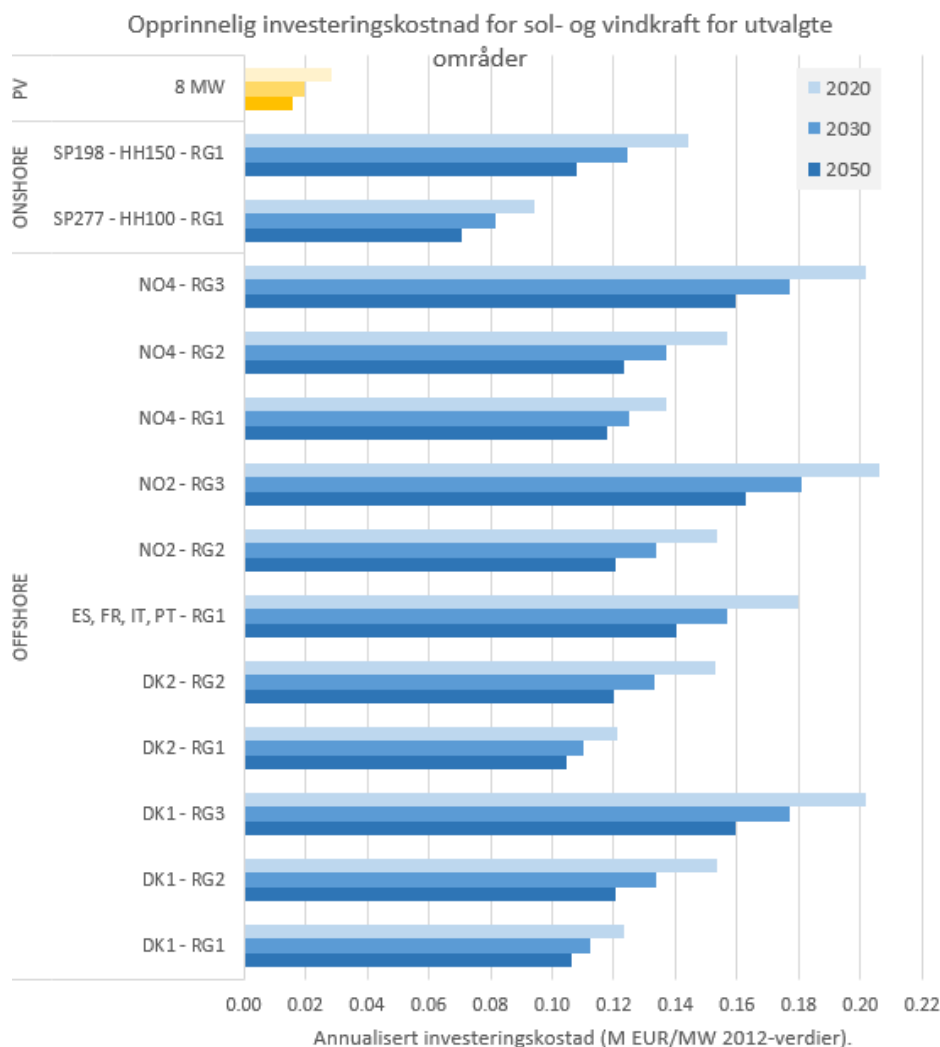
5.2 Teknologikostnader og produksjonsprofil

Teknologikostnadene er basert på data fra *Danish Energy Agency* (DEA) (Energinet 2016) og er inndelt i investeringskostnader, faste- og variable driftskostnader. Alle innsatsfaktorer tilknyttet kostnader er oppgitt i 2012-priser. Investeringskostnadene tilknyttet teknologiene solkraft, onshore- og offshore vindkraft står for hovedandelen av totale energikostnader og deles inn i regioner og ressursgrad. Operasjonelle kostnader varierer fra 0 til 2,3 prosent av totale teknologikostnader. Solkraft har lavest årlig investeringskostnad per installert kapasitet, etterfulgt av onshore og offshore vindkraft (Figur 5-1). Det er inputdata for tre nivåer av ressursgrad (RG1, RG2, RG3), der RG1 er best med hensyn til ressurs og som vil kunne gi best lønnsomhet. Solkraft og onshore vindkraft er i modellen representert med generelle teknologikostnader, mens offshore vindkraft er representert med ulike kostnadsestimat etter region. Det er tilknyttet en iboende usikkerhet til dataene da teknologikostnader kan være basert på prosjekter med stor variasjon. Eksempelvis kan prosjekter som dataene baseres på, både inkludere eller ekskludere nettkostnader, være på forskningsstadiet eller være ferdig utviklet. Det kan videre være et stort spenn på hvor mange prosjekter dataene for de ulike teknologiene baserer seg på. Variasjoner som

nevnt vil kunne resultere i unøyaktige kostnadsestimater, men som ikke nødvendigvis er enkelt å oppfatte i ettertid.

Produksjonsprofilene til vind- og solteknologier er basert på simuleringer gjort med verktøyet CorRES (*Correlations in Renewable Energy Sources*) og blir i modellen definert som fullasttimer (FLH). Her er det brukt unike kombinasjoner av meteorologiske tidsserier og stokastiske simuleringer for å gi konsistent produksjon av vind- og solkraft, samt prognosefeil med tidsmessig oppløsning i minuttsskalaen (Koivisto et al. 2019). Inputvariabler som brukes i beregningen vil kunne påvirke resultat, spesielt tilknyttet sol-, vann- og vindkraftprodusenter som er lokasjonsavhengig (Vartiainen et al. 2020). Det vil også valgt teknologi, forutsetninger av kapasitetsfaktor, samt krav til avkasting kunne gjøre, noe som illustrerer viktigheten av å være kritisk til resultater fra langsiktige markedsanalyser.

Det er verdt å merke seg at Italia, Spania og Portugal er nyere regioner i Balmorel og virker å ha mindre detaljgrad tilknyttet fullasttimer (Appendix 1). Ved hjelp av fullasttimer er det mulig å beregne LCOE-verdier for inputvariablene av de ulike teknologiene per region (Tabell 1).



Figur 5-1: Årlig investeringskostnad for teknologiforutsetninger av sol- og vindkraftproduksjon i Balmorel (M EUR/MW, 2012-priser). 6 prosent diskonteringsrente.

Det er anvendt en LCOE-metodikk for å sammenligne forutsetningene for teknologikostnadene i Balmorel-modellen opp mot andre analyser. Litteratursøket viser stor spredning av energikostnader for både sol- og vindkraftteknologier. Det er brukt ulike forutsetninger for blant annet diskonteringsrente og kapasitetsfaktor i andre analyser, noe som har gjort det vanskelig å gi et godt sammenligningsgrunnlag. Dataene anvendt i modellen er spesifikke for land, men også for ressursgrad. Gode sammenligninger med tilsvarende oppløsning og detaljgrad mellom land og ressursgrad ble ikke funnet i tilsvarende litteratur. Følgelig blir eksisterende inputdata utgangspunkt for endringer i samtlige scenariokjøringer.

Modelldata er oppgitt i reelle 2012-verdier. For å sammenligne ulike kilder for teknologikostnader og LCOE-verdier er det lagt til grunn en generell årlig inflasjonsrate på 1,0 prosent fra 2012 til 2020 for de aktuelle landene. Raten representerer gjennomsnittlig inflasjon for EU og korrelerer bra med

gjennomsnittet for Norge, Danmark, Italia, Spania og Frankrike der Norge er det eneste landet med høyere individuell inflasjonsrente enn gjennomsnittet (Eurostat 2022) (Appendix 2).

Tabell 1: Energikostnader (LCOE) for utvalgte land basert på modelldata (2020-EUR/MWh)

	PV solkraft		Onshore vindkraft		Offshore vindkraft	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Danmark	24 - 28	19 - 41	54 - 61	47 - 103	36 - 48	32 - 42
Frankrike	17 - 20	13 - 16	30 - 46	26 - 40	56 - 56	46 - 46
Italia	17 - 19	13 - 14	34 - 57	27 - 46	51 - 51	43 - 43
Norge	24 - 37	19 - 30	50 - 119	43 - 103	41 - 55	35 - 47
Portugal	17 - 19	13 - 14	34 - 48	27 - 38	56 - 56	46 - 46
Spania	17 - 19	13 - 14	34 - 48	27 - 38	56 - 56	46 - 46
Storbritannia	17 - 40	22 - 22	23 - 59	23 - 23	39 - 41	34 - 36
Tyskland	20 - 24	18 - 41	32 - 80	32 - 93	38 - 92	33 - 79

5.3 Klimamål

Dette studiet anvender EUs mål om et netto nullutslipps kontinent i 2050 hvor det er blitt lagt inn begrensninger i form av et øvre tak for klimagassutslipp i 2030 og 2050. Det samme klimamålet ble satt for alle scenario og ingen utslipp ble tillatt i 2050. Utslipp fra biomasse er ikke begrenset.

5.4 Genererings- og lagringsteknologi

Modellen inneholder en omfattende representasjon av ulike genereringsteknologier som inkluderer 1189 unike konverteringsteknologier (Bramstoft et al. 2021). Det er kun et fåtall teknologier som er tillatt som investeringsteknologier i modellkjøringene, det vil si teknologier som fremover kan øke sin installerte effekt. Dette gjelder sol- og vindkraftteknologier, termisk produksjon fra biomasse og avfall, noe naturgass, elektrolyse- og brenselcelleteknologier. Investering i kjernekraftteknologi er i enkelte scenarioer tillatt, men teknologien er i utgangspunktet ikke definert som en investeringsteknologi. Vannkraft og fossile produksjonsteknologier er ikke definert som investeringsteknologier mot 2050. Det tillates endogene investeringer i to lagringsteknologier. Dette er hydrogenlager og sesongbasert el-lager.

Det er etterstrebet å gjennomføre gode aggregeringer av både teknologier og brenselstyper for god grafisk fremstilling av resultater. I resultatene omfattes alle brenselstyper av fossil olje og gass innunder kategorien «fossilt». Kategorien «termisk (fornybar)» omfatter alle typer avfallsressurser og biomasse, inkludert varme og skogsavfall.

5.5 Etterspørsel

Forutsetninger tilknyttet etterspørsel er hentet fra DTU. Inputdataene hensyntar at energisystemet i Norden og Sentral-Europa skal dekarboniseres mot 2050. Noe elektrifisering av transport og varme er inkludert og fører til en stor økning i kraftetterspørsel mot 2050 (Swisher et al. 2022). Dataene er for øvrig ikke oppdatert tilknyttet behovet for kraft til varmesektoren, følgelig må resultatene tilknyttet etterspørsel anvendes med forsiktighet i analysen.

5.6 Overføringskapasitet

Den eksogene kapasiteten referer til netto overføringskapasitet (NTC) og baserer seg på maksimum overføringskapasiteter publisert av Nord Pool Group og ENTSO-E. Komplette oversikt over forutsetninger finnes i *Balmorel Community* (Github 2021).

5.7 Hydrogen

Eksogent definert hydrogenetterspørsel for ulike land er basert på data fra European Commission (2018) og tilrettelagt av Jon Gustav Kirkerud ved NMBU (Tabell 2). I alle prisområder tillates ny installasjon av hydrogenteknologi i modellen, herunder elektrolyse-, lagring-, overføring og brenselcelleteknologi. Det settes ingen øvre begrensninger for produksjon og installasjon av hydrogen.

Elektrolyseteknologi som anvendes er AEC, selv om det også finnes data for PEM- og SO-teknologiene. Avgjørelsen begrunnes med best erfaringer fra tidligere modelleringer (Bramstoft 2021). EAC-teknologien kan oppkobles mot distriktvarme (DH) eller produseres alene. Eventuell overføringer defineres endogent med rørteknologi. Det er forutsatt synkende marginalkostnader ved økt rørstørrelse. Eventuelle tap i overføring og forbruk fremstilles som forbruk i resultatene. Hydrogenlager kan gjennomføres i lagringstank eller hulrom. Forutsetninger for elektrolyse-, lagring- og brenselcelleteknologi er gitt i (Tabell 3).

Tabell 2: Eksogent definert hydrogenetterspørsel (MWh)

	2030	2050
Totalt	4 317 727	2 042 581 021
Tyskland	792 152	436 306 507
Frankrike	635 510	273 007 246
Storbritannia	582 863	265 295 367
Italia	504 114	238 652 048
Estland	463 056	188 325 921
Polen	320 259	135 610 767
Nederland	153 687	86 344 610
Belgia	124 277	73 384 549
Østerrike	125 039	58 932 997
Sverige	102 963	49 844 927
Tsjekkia	95 276	49 373 155
Sveits	95 276	49 373 155
Portugal	84 100	33 789 691
Finland	58 731	33 174 933
Norge	62 651	29 959 409
Danmark	60 349	21 255 160
Litauen	30 233	10 134 017
Latvia	15 495	5 595 432
Spania	11 695	4 221 129

Tabell 3: Forutsetninger for elektrolyse-, lagring- og brenselcelleteknologi.

Teknologi	År	Virkningsgrad	Investerings- kostnader	Faste driftskostnader	Variable driftskostnader
Elektrolyse (AEC)	2030	0.672	0.441	8.820	
	2050	0.742	0.245	4.900	
Elektrolyse (DH)	2030	0.672	0.451	8.820	
	2050	0.742	0.255	4.900	
Lager (tank)	2030	0.990	0.044	0.003	
	2050	0.990	0.021	0.002	
Lager (hulrom)	2030	0.990	0.002	0.000	0.000
	2050	0.990	0.001	0.000	0.000
Brenselcelle	2030	0.600	0.784	0.010	3.920
	2050	0.630	0.490	0.010	2.940

5.8 Kjernekraft

Datagrunnlag for investeringskostnader tilknyttet kjernekraft er hentet fra EIA (2021) og presenteres i Tabell 4.

Tabell 4: Forutsetninger for kjernekraft

Virkningsgrad	Investeringskostnader	Faste driftskostnader	Variable driftskostnader
0.370	5.071	1.905	97.851

5.9 Scenario

Et basisscenario (BASE) og åtte sensitivitetsscenarioer med endrede forutsetninger for investeringskostnader av variable, fornybar energiproduksjon er modellert. I tillegg er to sensitivitetsanalyser med endrede forutsetninger for overføringskapasitet modellert. Sensitivitetsscenarioene er sammenlignet med basismodellen for å forstå hvordan endrede forutsetninger av inputdata vil endre resultatene. Tabell 5 forklarer kort ulikhetene mellom de ulike scenarioene og formuleres som prosent økning (+) eller reduksjon (-) fra BASE for investeringskostnadene tilknyttet solkraft, onshore- og offshore vindkraft. I scenario med endrede overføringskapasiteter sammenlignes endringer med dagens kapasitetsnivå. Alt annet i modellen forutsettes likt.

Tabell 5: Modellscenarioer

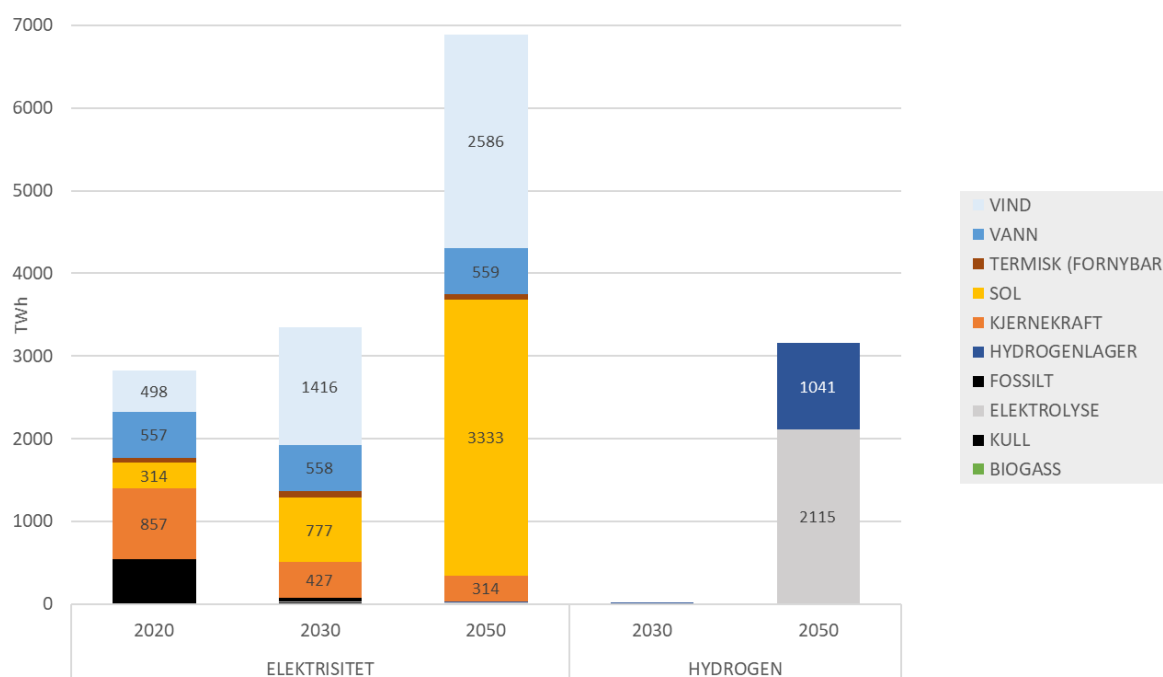
Scenario	PV	Onshore	offshore	Overføringskapasitet (maks)
BASE				Ubegrenset
VRE+	+50 %	+50 %	+50 %	Ubegrenset
VRE-	-50 %	-50 %	-50 %	Ubegrenset
PV+	+50 %			Ubegrenset
PV-	-50 %			Ubegrenset
VIND+		+50 %	+50 %	Ubegrenset
VIND-		-50 %	-50 %	Ubegrenset
MIX+	+50 %		+50 %	Ubegrenset
MIX-	-50 %		-50 %	Ubegrenset
RETR				2 x dagens kapasitet
RETRLAV				1,5 x dagens kapasitet

6 Resultater

Balmorel modellerer produksjon av kraft, varme og hydrogen. Dette kapittelet fokuseres hovedsakelig på utviklinger og endringer av kraft- og hydrogenproduksjon ved endrede forutsetninger for investeringskostnader for VRE-teknologier. Kraftpriser, etterspørsel og overføringskapasiteter diskuteres også. Basisscenarioet anvendes for å forklare den generelle utviklingen av kraft- og hydrogen, mens sensitivitetsanalyser viser endringer på systemet ved endrede forutsetninger for investeringskostnader av sol- og vindkraft. Varme analyseres ikke, men er en viktig del av det totale energisystemet og må ikke glemmes i prosessen mot et netto nullutslippssamfunn.

6.1 Kraftproduksjon

Total kraftproduksjon øker i de modellerte landene fra 2020 til 2050, samtidig som produksjonsmiksen endrer karakter. Noen hovedtrender er at fossile energikilder fases ut, produksjon fra kjernekraft reduseres, mens produksjon fra sol- og vindkraft øker kraftig. Det kommende avsnittet forklarer i detalj endringer i total kraftproduksjon fra 2020 til 2050 for de ulike produksjonsteknologiene. Endringer mellom de ulike landene er analysert for 2050 i lys av sensitivitetsscenarioene. Produksjonsmiks og installert effekt diskuteres også.



Figur 6-1: Energiproduksjon i 2020, 2030 og 2050 fordelt etter produktene elektrisitet (kraft) og hydrogen fra kraft..

I 2020 ble den totale kraftproduksjonen modellert til 2828 TWh for de modellerte landene (Figur 6-1). I modellen sto kjernekraft for 30 prosent av totale kraftproduksjon, etterfulgt av vann-, fossilbasert- og vindkraft som hver sto for om lag 20 prosent. Produksjon fra solcelleteknologi, heretter kalt solkraft, sto

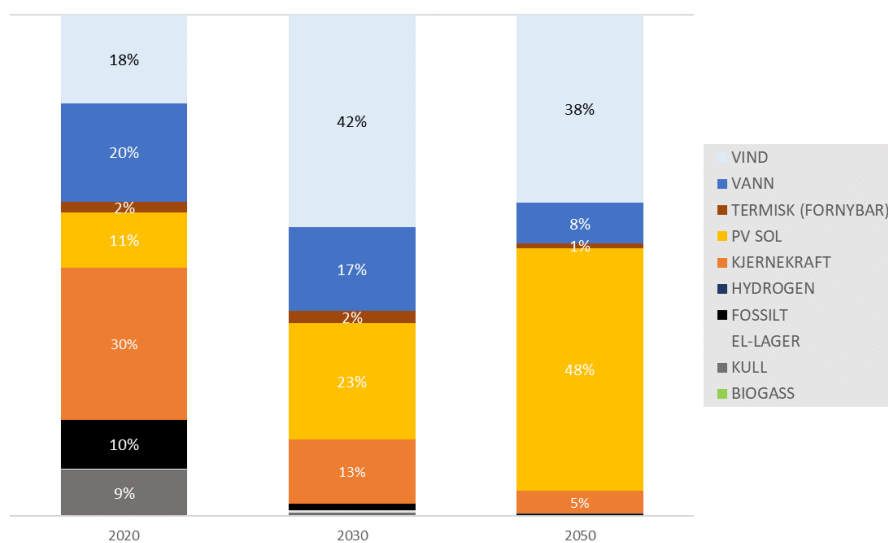
for om lag 10 prosent, mens termisk basert kraftproduksjon sto for om lag 2 prosent av total kraftproduksjon (Figur 6-2). Statistikk fra Eurostat viser noe høyere kraftproduksjon i de modellerte landene i 2020, der den faktiske produksjon var 3 039 TWh. Totalt volum samsvarer greit med modellert resultat, men produksjonsmiksen har for øvrig noe ulik fordeling. Både sol-, vind-, vann- og kjernekraft ble i basisscenarioet modellert til et høyere volum enn hva fremgår av statistikken (Eurostat 2021a).

I 2030 modelleres total kraftproduksjon til 3343 TWh. Dette tilsvarer en økning på 515 TWh sammenlignet med det modellerte året 2020. Fossilbasert kraftproduksjon er så godt som fjernet i produksjonsmiksen, og blir i stedet erstattet med sol- og vindkraft. Produksjonsmiksen viser at vindkraft står for 42 prosent av totale kraftproduksjon og solkraftverk 23 prosent av total kraftproduksjon i 2030. Vind- og solkraft har med dette forbigått både total kjerne- og vannkraftproduksjon i de modellerte landene. Kjernekraft som har hatt en betydelig rolle, står i 2030 bare for 13 prosent av total kraftproduksjon. Dette er mer en halvering sammenlignet med produksjonen i 2020. Andre fornybare energikilder som vannkraft og termisk kraft står for henholdsvis 17 prosent og 3 prosent (Figur 6-2).

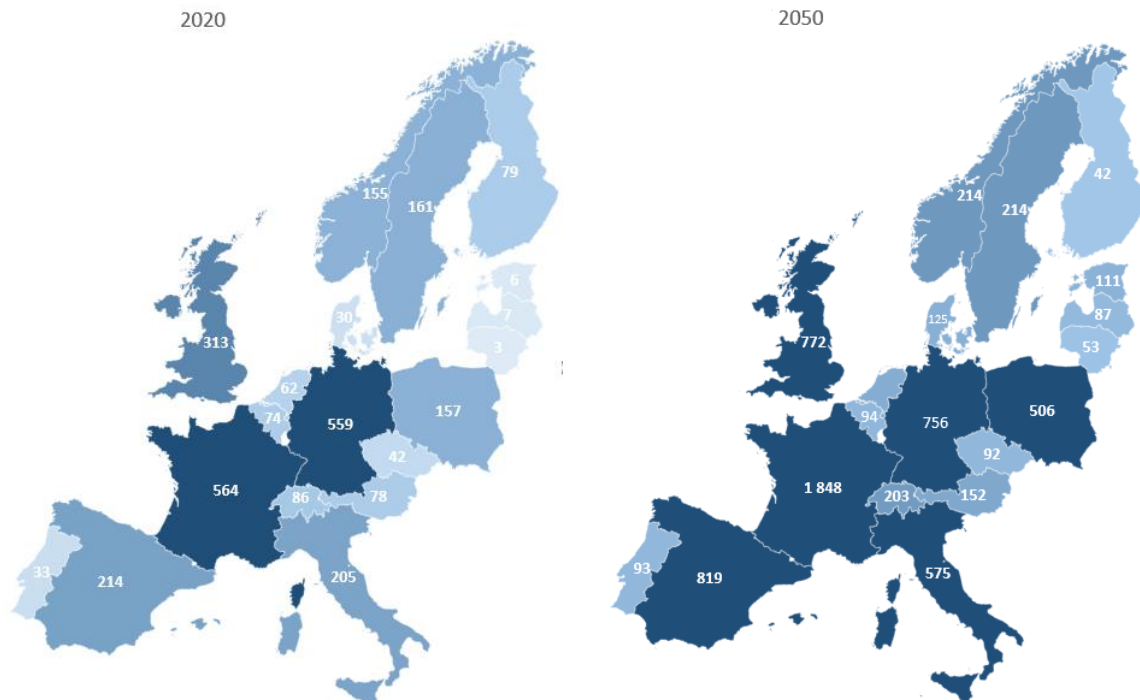
Økningen av kraftproduksjon fra 2020 til 2030 er størst i Storbritannia (146 TWh) etterfulgt av Spania (89 TWh). Sveits, Polen, Nederland og Frankrike følger etter med en økning på om lag 50 TWh i hvert land. Tyskland reduserer sin totale kraftproduksjon grunnet kraftig reduksjon av fossil bruk og total stans av kjernekraft i 2030. Total vindkraftproduksjon øker med 918 TWh fra 2020 til 2030. Størst er økningen i Storbritannia (201 TWh) etterfulgt av Polen (145 TWh), Tyskland (137 TWh), Frankrike (116 TWh) og Spania (108 TWh). Total solkraftproduksjon øker om lag 400 TWh. Størst er økningen i Frankrike (127 TWh) etterfulgt av Tyskland, Italia og Sveits som hver øker sin solkraftproduksjon med om lag 65 TWh fra 2020 til 2030 (Appendix 3).

I 2050 domineres kraftproduksjonsmiksen av fornybare energikilder. Det er en total økning på 4062 TWh fra 2020 til 2050, noe som tilsvarer mer enn en dobling av samlet total kraftproduksjon i 2020 (Figur 6-3). Solkraft står for 48 prosent av total kraftproduksjon og vindkraft for 38 prosent (Figur 6-2). Kraftproduksjon fra fossile kilder er faset helt ut og samsvarer med forutsetningen om nullutslippssamfunn det samme året. Basisscenarioet viser en betydelig økning av kraftproduksjon i modellerte land. Solkraftproduksjon øker med 3018 TWh og vindkraft med 2088 TWh, samtidig som det er en ytterligere reduksjon av kjernekraftproduksjon (ned til 314 TWh) (Figur 6-1). Det er størst økning i kraftproduksjon fra solkraft i de sørlige europeiske landene. Størst er veksten i Frankrike (1283 TWh) som er det dobbelte av veksten hos etterfølgeren Spania (605 TWh) fra 2020 til 2050. Storbritannia har størst økning i vindkraftproduksjon (454 TWh), etterfulgt av Frankrike (428 TWh). Storbritannia og Frankrike har klart størst produksjon av offshore vindkraft, mens det er Tyskland, Frankrike, Polen og Spania som har størst onshore vindkraftproduksjon. Økningen i norsk kraftproduksjon forårsakes hovedsakelig av økt vindkraftproduksjon, med en økning på 60 TWh fra

2020 til 2050 (40 TWh onshore og 20 TWh offshore). Et overraskende resultat er Finland som får redusert kraftproduksjon i 2050 (Appendix 3).



Figur 6-2: Kraftproduksjonsmiks for modellerte land i BASE.



Figur 6-3: Modellert kraftproduksjon for alle land i 2020 og 2050 (TWh).

6.1.1 Installert kapasitet

Flere land har nådd modellens kapasitetsbegrensninger for tillatt installert effekt av sol- og onshore vindkraft. Spania, Italia og Frankrike har nådd sine kapasitetsbegrensninger for solkraft i 2050. Alle prissoner i Norge har nådd sine kapasitetsbegrensninger for onshore vindkraft (NO1 er ekskludert). Det samme gjelder for Frankrike, Nederland, Polen, Tyskland, Danmark og Belgia. Resultatet illustrerer kostnadseffektiviteten til VRE-teknologier sammenlignet med de andre tilgjengelige investeringsteknologiene (termisk, el-lager, hydrogen og naturgass). En forutsetning som er viktig å understreke ved analyse av modellresultatene er at vannkraft, fossilbasert kraft og kjernekraft ikke er definert som investeringsteknologier i modellen, derfor vil ikke økt installert effekt for nevnte teknologier være mulig. Produksjonen kan variere noe som følge av endret virkningsgrad eller fullasttimer, men kraftproduksjonen fra disse teknologiene vil ikke endres utover dette. I egne scenarioer ble det forsøkt å fremprovosere investeringer i ny kjernekraft, men resultatet viser tydelig at det likevel ikke gjøres investeringer i teknologien (disse scenarioene inkluderes ikke i resten av analysen).

I BASE er det i 2050 installert 2387 GW solkraft og 844 GW vindkraft. Dette er en økning tilsvarende 2137 og 644 GW fra 2020. De fleste scenariene gir liten endring i totalt installert kapasitet av VRE-teknologier i 2050, men det er unntak. Særlig scenarioene som endrer kostnadsutviklingen for vindkraft får endret installert kapasitet (VIND+, VIND-, MIX+) mellom sol- og vindkraftteknologier (

Tabell 6).

Tabell 6: Endring av installert kapasitet for vind- og sol fra BASE i 2050

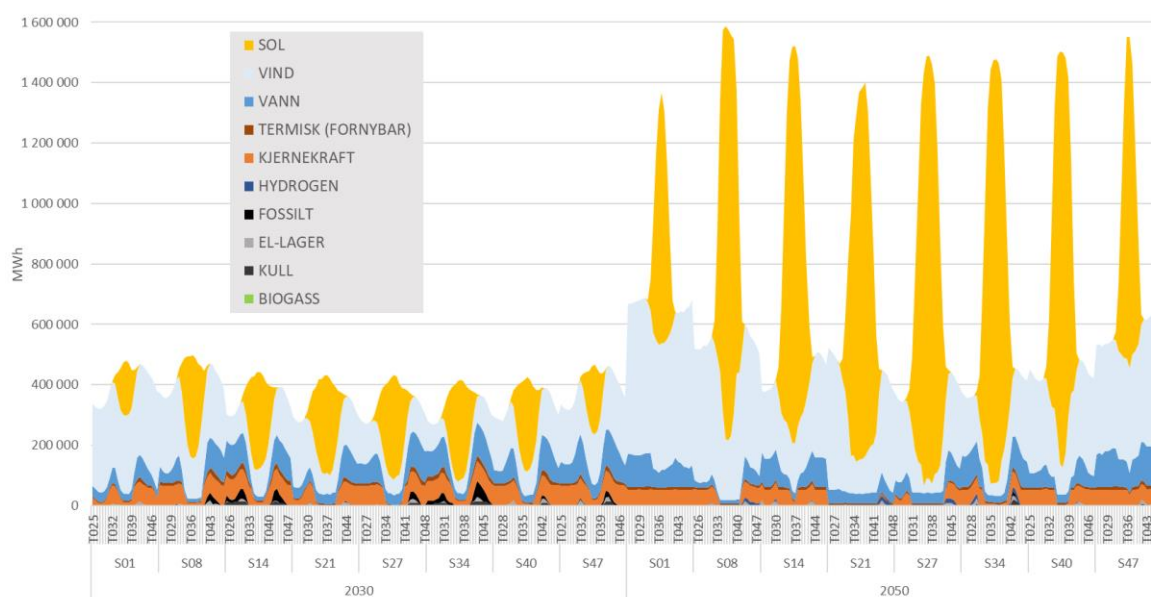
Endring av kapasiteter fra BASE i 2050		
	PV SOL	VIND
BASE	2397 GW	844 GW
VRE+	2 %	-8 %
VRE-	-2 %	12 %
PV+	-9 %	5 %
PV-	10 %	-5 %
VIND+	9 %	-11 %
VIND-	-17 %	20 %
MIX+	-2 %	15 %
MIX-	2 %	-9 %
RETR	3 %	-5 %
RETRLAV	6 %	-3 %

6.1.2 Produksjonsprofil

Produksjonsprofilen for kraftproduksjon er i endring fra 2020 til 2050 for de modellerte landene. Produksjonsvariasjonene er størst innad i døgnet, hovedsakelig grunnet solkraft. Trenden øker mot 2030

og forsterkes kraftig i 2050 (Figur 6-4). Økt variasjon i kraftproduksjon er en naturlig respons av at solkraft i 2050 er modellert til å stå for omtrent halvparten av den totale kraftproduksjonen. Vindkraftproduksjonen er størst i månedene rundt årsskifte og har som solkraften også døgnvariasjoner, selv om disse ikke er like kraftige. I timer uten solkraftproduksjon, kompenseres det hovedsakelig med vann- og kjernekraft, samt noe termisk kraft i 2030. I timer med høy sol- og vindkraft produseres lite eller ingen kraft fra kjerne- og vannkraft. Kraftproduksjon fra fossile brensel er begrenset til noen få timer av året i 2030, hovedsakelig timer uten solkraftproduksjon (Figur 6-4).

I 2050 ser vi mye av det samme produksjonsmønsteret som i 2030, spesielt tilknyttet sesongvariasjoner i året. Døgnvariasjoner har økt betydelig. I timer med kraftproduksjon fra solkraft, produseres det lite eller ingenting fra andre teknologier, med unntak av vindkraft og i enda mindre grad vannkraft. Vann- og kjernekraft produserer hovedsakelig kraft i timer uten solinnstråling. Kjernekraften kan virke modellert i overkant fleksibel, både i 2030 og 2050, da den er helt ute av produksjonsmiksen i timene med høyest solkraftproduksjon. Hydrogenproduksjon (P2X) foregår hovedsakelig i timer med solkraftproduksjon, men også i timer med stor vind- og vannkraftproduksjon og utdypes i neste kapittel.



Figur 6-4: Produksjonsprofil for modellerte land i 2030 og 2050.

6.1.3 Scenarioresultater

Total kraftproduksjon i 2050 endres aldri mer enn 2 prosent i scenarioer med endrede forutsetninger for investeringskostnader for VRE-teknologier. Dette skyldes i hovedsak etterspørselen som modelleres uelastisk (RETR-scenarioene ekskludert). Kraftproduksjonen øker i scenarioer som favoriserer solkraft (PV-, VIND+) og i scenarioene der kostnadsutviklingen for de ulike teknologiene øker relativt likt (VRE+, MIX+). Scenarioer som har reduserte investeringskostnader (VRE-, MIX-) eller favoriserer

vindkraft (PV+, VIND), fører til en reduksjon av total kraftproduksjon (Tabell 7). Onshore vindkraftproduksjon er større enn offshore vindkraft i samtlige scenarioer med unntak av scenarioet der kostnadene for offshoret teknologier reduseres relativt mer enn for onshore teknologier (MIX-). I samtlige scenario står solkraft for 41 til 51 prosent av total kraftproduksjonsmiks i 2050. Dette er jevnt over en dobling av andelen solkraft i 2030. Vindkraftandelen i den totale kraftproduksjonsmiksen varierer fra 34 til 45 prosent i 2050. Kraftproduksjonen øker mest i scenario med begrensninger i overføringskapasiteter (RETR, RETRLAV), men økningen er beskjeden og ikke større enn 3 prosent.

Det er store variasjoner mellom scenarioene tilknyttet sol- og vindkraftproduksjon, samt hvilke land som endrer sin produksjon tilknyttet de ulike teknologiene. Den økte solkraftproduksjonen forekommer hovedsakelig i Tyskland, Storbritannia og Polen og kan forklares med at de sørlige landene allerede har nådd modellens kapasitetsbegrensninger (PV-, VIND+). Den økte vindkraftproduksjonen er mer geografisk spredt, men også her finnes det noen hovedlinjer for hvor produksjonen øker mest. For offshore vindkraft er økningen tydelig størst i Storbritannia for samtlige scenarioer med økt vindkraftproduksjon. Andre land med økt offshore vindkraftproduksjon er Tyskland og Italia. Et interessant funn er at Sverige og Finland får økt offshore vindkraftproduksjon med reduserte investeringskostnader for offshore vindkraft (63 TWh per land i MIX-), mens Danmark og Norge sin produksjon holder seg konstant eller reduseres. Særlig Spania får økt andel onshore vindkraft i scenarioer med økt vindkraftproduksjon, men også i scenarioer der økt solkraftproduksjon dominerer. MIX-scenarioene illustrerer at offshore vindkraftproduksjon i Frankrike og Storbritannia erstattes med onshore vindkraft i Spania hvis kostnadsutviklingen for offshore vindkraft ikke kan følge samme tempo som onshore vindkraft. Hvis kostnadsreduksjonen er større for offshore vindkraft, erstattes onshore vindkraftproduksjon i Frankrike med offshore produksjon i Storbritannia.

Total kraftproduksjon øker mest i scenarioene som reduserer overføringskapasiteten (RETR, RETRLAV). Med reduserte overføringskapasiteter skyldes økningen av total kraftproduksjon økt solkraftproduksjon i Storbritannia (75 TWh) og Tyskland (42 TWh). Sverige (16 TWh) og Danmark (6 TWh) får også økt solkraftproduksjon. Verdien gjelder RETRLAV-scenarioet. Videre observeres et skifte der offshore vindkraftproduksjon i Frankrike og Storbritannia reduseres og blir erstattet med offshoreproduksjon i Tyskland, Nederland og Italia ved redusert overføringskapasitet (Tabell 7).

X2P-teknologier (også omtalt som *hydrogen til kraft*) blir først etablert i 2050 og vil kun stå for en prosentandel av total kraftproduksjon. Størst er bruken av hydrogen til kraft i scenarioet med størst reduksjon i overføringskapasitet (RETRAV), men hydrogen står kun for mindre enn 2 prosent av total kraftproduksjon. Hydrogen til kraftproduksjon øker i scenarioer med generell økt kraftproduksjon der solkraftproduksjonen også øker (Tabell 7). Dette samsvarer bra med resultater som utdypes i neste kapittel, der det tydelig vises at solkraftteknologi foretrekkes til hydrogenproduksjon av modellen. Det er kun et fåtall land som har kraftproduksjon fra hydrogen i 2050 (X2P). Landene som produserer kraft

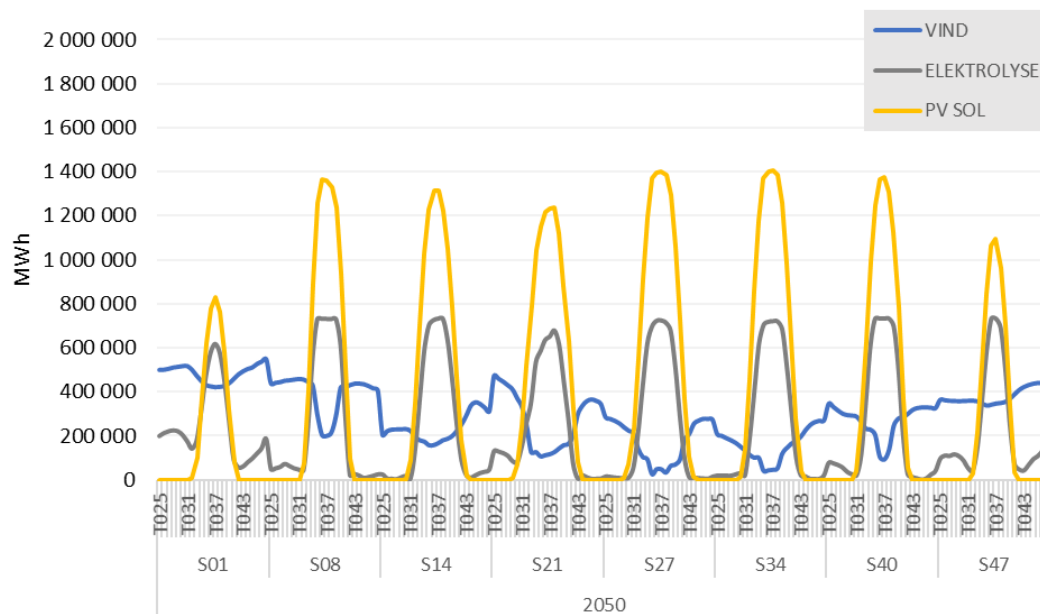
med hydrogen varierer noe mellom scenarioene og omfatter Belgia, Tyskland, Italia, Nederland og tidvis Spania, men til felles har de at det totale volumet aldri overstiger mer enn 2 prosent av total kraftproduksjon innad i hvert land, og ofte er andelen bare en brøkdel av dette igjen. Med modellresultatene som grunnlag er det vanskelig å se for seg at hydrogen til kraftproduksjon gjør seg betydelig gjeldene som fleksibilitetsløsning i 2050, hovedsakelig grunnet det lave volumet og at det kun er noen få land som anvender teknologien.

Tabell 7: Endring av produksjon fra BASE (2050) – TWh.

	TOTAL KRAFTPROD.	X2P	PV SOL	VIND	OFFSHORE	ONSHORE
BASE	6 890	13	3 333	2 586	1 168	1 418
VRE+	15	17	85	-111	5	-115
VRE-	-12	-10	-133	179	46	132
PV+	-15	-8	-217	199	162	37
PV-	28	13	190	-167	-79	-88
VIND+	26	30	218	-238	-105	-134
VIND-	-26	-12	-511	524	304	220
MIX+	-5	2	14	-47	-469	422
MIX-	35	12	-35	74	513	-440
RETR	128	70	77	-43	30	-73
RETRLAV	219	118	115	-57	-7	-50

6.2 Hydrogenproduksjon

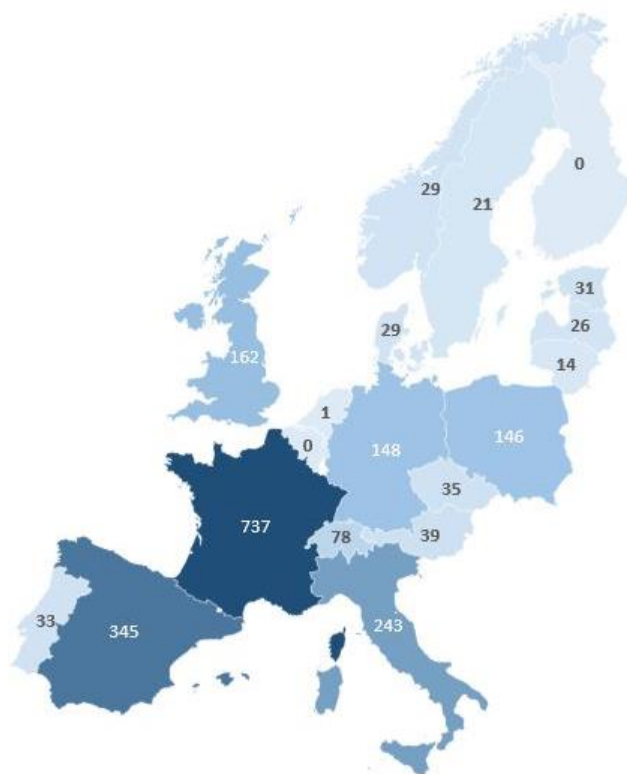
Storskala hydrogenproduksjon etableres først i 2050 med de forutsetninger som er lagt til grunn i basisscenarioet. Total hydrogenproduksjon med elektrolyseteknologi er i BASE modellert til 2115 TWh (Figur 6-1). Det er i hovedsak solkraft som anvendes til hydrogenproduksjon i 2050, der hydrogenproduksjonen følger solkraftproduksjon i timer med høy solinnstråling (Figur 6-5). Totalt produseres mer enn 85 prosent av alt hydrogen i timer med høy solinnstråling og 15 prosent i timer med annen kraftproduksjon som vind- og vannkraft. Hydrogenproduksjonen fra vindkraft er derfor merkbart lavere enn for solkraft, men spesielt månedene rundt årsskifte produseres det også en god del hydrogen fra vindkraft. Det er store variasjoner innad i døgnet for hydrogenproduksjon, men gjennom året viser resultatene tydelig at produksjonen er stabil uten store sesongvariasjoner mellom de åtte sesongene som er modellert.



Figur 6-5: Produksjonsprofil for hydrogen-, sol- og vindkraft i 2050.

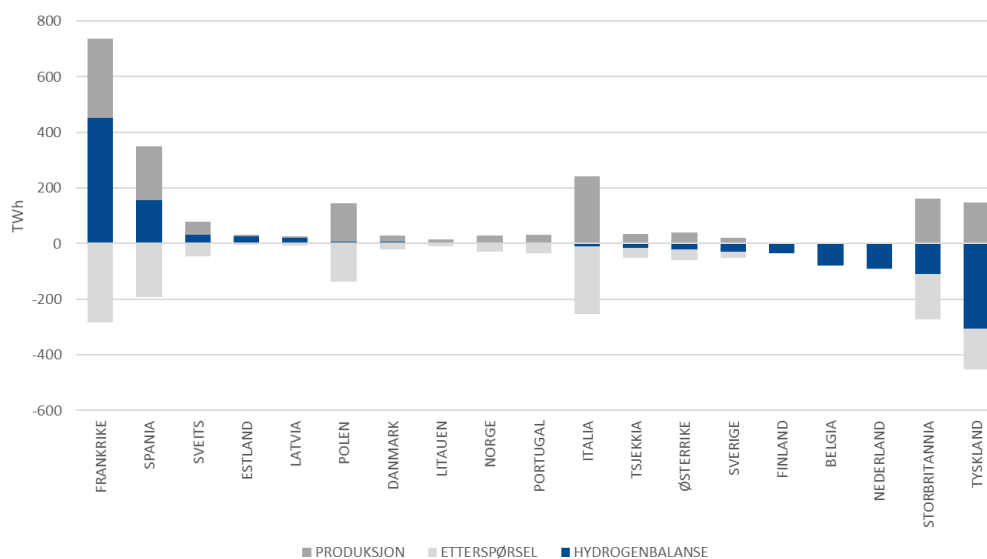
Det er tydelig at hovedandelen av hydrogenproduksjonen vil skje i land som får økt solkraftproduksjon. Frankrike, Spania og Italia vil samlet stå for 63 prosent av all hydrogenproduksjon i de modellerte landene i 2050, der Frankrike alene vil stå for 35 prosent av total produksjon basert på BASE-scenariet. Produksjonen i disse landene er hovedsakelig tilknyttet solkraft, mens man i Tyskland og Polen, som hver står for 7 prosent av den totale produksjonen, kan se at noe hydrogenproduksjon også kommer fra vind- i tillegg til solkraft. Storbritannia er det eneste landet med betydelig hydrogenproduksjon basert på vindkraft, der hovedandelen produserer med offshore teknologier. I timene uten solkraftproduksjon er det særlig Storbritannia, Tyskland og Polen som står for hydrogenproduksjonen, i tillegg til Frankrike som er største produsent i nesten samtlige timer gjennom døgnet. Norge og Danmark vil i basisscenariet stå for skarve én prosent hver av den totale hydrogenproduksjonen (Figur 6-6). Finland er det eneste landet uten egen hydrogenproduksjon i 2050.

Hovedandelen av hydrogenet blir tilgjengelig til andre formål enn kraftproduksjon. Noe av det produserte hydrogenet overføres til hydrogenlager, mens en stor andel anvendes direkte til formål som er utenfor systemgrensene til denne modelleringen. 19 prosent av all hydrogenproduksjon gjennomføres med elektrolyseteknologi direkte oppkoblet mot fjernvarme for å utnytte overskuddsvarmen.



Figur 6-6: Modellert hydrogenproduksjon (TWh) per land i 2050 i BASE.

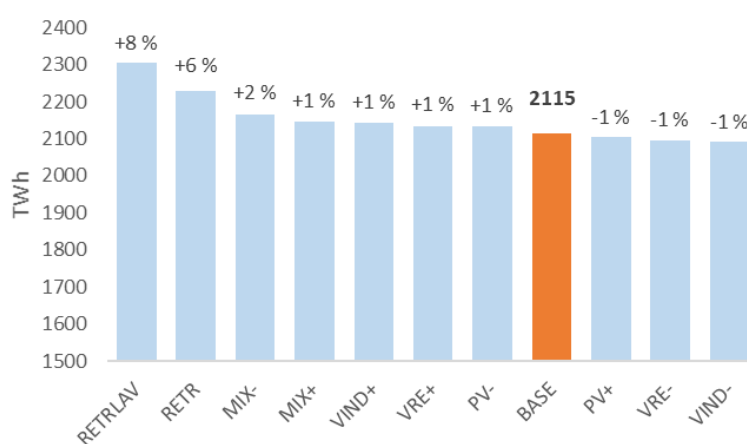
Resultatene fra BASE viser tydelig et skille mellom nord og sør når det kommer til produksjon og forbruk av hydrogen. Landene i sør produserer mer hydrogen enn forbruk, og motsatt for landene i nord. Frankrike og Spania som de største hydrogenprodusentene er netto eksportører og eksporterer henholdsvis 452 og 155 TWh. Med eksport menes her at produsert hydrogen ikke anvendes innunder den eksogent definerte etterspørselen som er gitt per land, men enten transporteres til andre land eller anvendes til andre endogent bestemte formål. Italia, Storbritannia og Tyskland er netto importører av hydrogen tross betydelig egenproduksjon. Tyskland som største importør har en netto import på 305 TWh i 2050. Selv med marginale volum er det verdt å nevne at Norge (2 TWh) og Sverige (31 TWh) er netto importør av hydrogen i 2050, mens Danmark (7 TWh) er netto eksportør i basisscenarioet. Hydrogenbalansen beskriver forholdet mellom produksjon og etterspørsel for hvert land. Diverse tap er inkludert i etterspørselsvolumet. Flyt mellom landene er ikke inkludert i denne oversikten (Figur 6-7).



Figur 6-7: Hydrogenbalanse for hvert land i 2050 (BASE).

6.2.1 Scenarioreultatater

Endring av total hydrogenproduksjon skyldes primært forskjeller i virkningsgrad for systemet tilknyttet hydrogen til kraft, overføring og bruk av lager, der det er en sammenheng mellom økning av generell kraftproduksjon og økning av hydrogenproduksjon i de ulike scenarioene. I scenario med begrenset overføringskapasitet (RETR-scenarioene) øker hydrogenproduksjonen, der økningen logisk nok er størst i scenarioet med minst tilgjengelig overføringskapasitet for kraft (RETRLAV) (Figur 6-8).



Figur 6-8: Endring av total hydrogenproduksjon for ulike scenario i 2050.

Den regionale fordelingen av hydrogenproduksjon varierer betydelig mellom scenarioene. Frankrike er den største hydrogenprodusenten i samtlige scenario. I tillegg har Italia, Spania, Tyskland og Storbritannia høy hydrogenproduksjon med elektrolyseteknologi i samtlige scenario. Uavhengig av

kostnadsutvikling for sol- og vindkraft er det i disse landene det produseres mest fornybart hydrogen (Tabell 8).

Spania og Storbritannia er landene med størst endring i volum tilknyttet de ulike scenarioene. Hydrogenproduksjonen øker i Spania i scenarioene som øker onshore vindkraftproduksjon i landet (PV+, MIX+). Dette må tolkes i lys av at installert solkraft har nådd modellens kapasitetsbegrensninger. Når produksjonen øker i Spania, reduseres den i Storbritannia, og motsatt. De fleste scenario fører til økt produksjon i Storbritannia og redusert produksjon i Spania. Økingen av hydrogenproduksjon i Storbritannia er todelt. Scenarioene med de største økningene skyldes økt offshore vindkraftproduksjon (VIND-, MIX-), mens økningen i de resterende scenarioene med økt hydrogenproduksjon skyldes økt solkraftproduksjon i landet (VRE-, PV-, VIND+). Hydrogenproduksjonen i Tyskland øker i scenario med økt solkraftproduksjon i landet. Dette gjelder for scenario med økte investeringskostnader (VRE+, VIND+, MIX+) og reduserte kostnader for solkraft (PV-). Med begrenset overføringskapasitet øker produksjonen i Storbritannia, Tyskland og Italia (RETR-scenarioene). Endringene av hydrogenproduksjonen i Frankrike og Italia er beskjedne sammenlignet med totalt volum og endringene i de andre landene (Tabell 8). Økningen i Frankrike skyldes i de fleste scenarioer økt offshore kraftproduksjon. Nedgangen i hydrogenproduksjonen skyldes redusert solkraftproduksjon i landet. Tilsvarende resultater gjelder for Italia, men her er økningene også tilknyttet onshore vindkraftproduksjon.

Modellresultatene viser kun små produksjonsvolum i Norge og Danmark i 2050 med de forutsetninger som er gitt. Videre reduseres faktisk Danmark sin produksjon i de fleste scenarioer (Tabell 8). Et interessant funn er at Sverige som i BASE produserer 21 TWh hydrogen, øker sin produksjon med 25 TWh når investeringskostnadene for offshore kraftproduksjonen reduseres og offshoreproduksjonen øker i landet (MIX-).

Tabell 8: Endring av hydrogenproduksjon for utvalgte land i 2050 (TWh)

Endring av hydrogenproduksjon for utvalgte land i 2050 (TWh)								
	Totalt	Frankrike	Spania	Italia	Storbritannia	Tyskland	Norge	Danmark
BASE	2 115	737	345	243	162	148	29	29
VRE+	18	38	-36	5	-8	27	0	-5
VRE-	-20	-28	-69	2	76	-16	0	-10
PV+	-12	50	15	10	-1	-54	3	1
PV-	18	-23	-32	-8	51	12	-1	-2
VIND+	26	14	-46	-11	45	15	-3	-15
VIND-	-25	13	-116	18	116	-59	1	-17
MIX+	30	12	60	0	-46	14	1	-8
MIX-	50	-45	-37	12	118	-2	3	2
RETR	112	7	-2	12	42	46	-2	-11
RETRLAV	189	-13	5	14	43	58	6	-16

6.3 Kraftpris

Basisscenarioet viser flere trender for utviklingen av kraftprisen mot 2050. På generelt grunnlag blir prisene mer volatile i 2030 og 2050. Vi ser en generell og tydelig mønstret økning i kraftprisene fra 2020 til 2050 for alle prissoner. Hovedandelen av økningen skjer innen 2030, hvor noen prisområder også får noe redusert gjennomsnittlig kraftpris fra 2030 til 2050. Landene i sør har sterkere svingninger (Frankrike, Spania og Italia) i kraftprisen enn landene i nord, og noe høyere kraftpriser sammenlignet med Norden. Italia og Tyskland, etterfulgt av Frankrike og Storbritannia, har flere timer med høyere kraftpriser enn de andre prisområdene. Nord-Norge har de mest jevne og lave kraftprisene, og generelt har Norden og Baltikum lavere kraftpriser og mindre svingninger enn de sørlige landene (Figur 6-9). Alle priser presenteres i reelle 2020-verdier.

I 2020 er det særlig Italia, Portugal, Frankrike og Nederland som har størst prisvariasjoner i modellen. Nederland og Italia har høyest pristopper, etterfulgt av Storbritannia, men gjennomsnittlig kraftpris for samtlige prisområder overstiger ikke 50 EUR/MWh. I basisscenarioet er det Spania, Portugal og Italia som oftest opplever priser ned mot nullpris. De aller fleste landene opplever lite svingninger av pris utover prisområdet fra 20 til 35 EUR/MWh. 2020 var et år med historisk lave priser i Norden, mens 2021 var et år med historisk høye priser i hele Europa. De modellerte prisene er derfor sammenlignet med gjennomsnittsverdien av spotprisen for årene 2019, 2020 og 2021, hvor vi kan se at de modellerte kraftprisene er lavere enn gjennomsnittet for samtlige prisområder med sammenligningsgrunnlag fra Nord Pool (Nord Pool Group 2021).

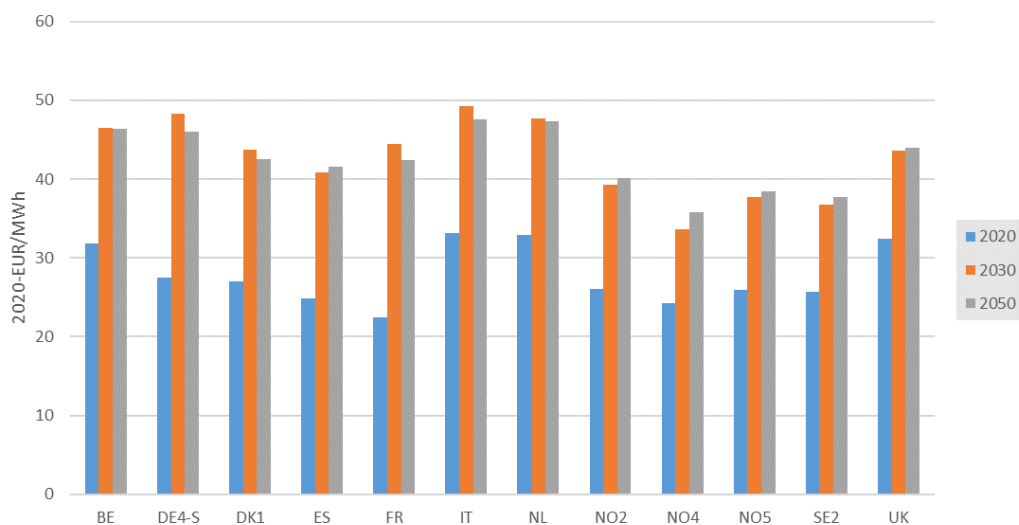
I 2030 varierer kraftprisen på timenivå mellom 90 EUR/MWh og helt ned mot nullpris. Flere land opplever priser ned mot nullpris enn i 2020 og timene med nullpriser har mer enn doblet seg. I 2030 er

det i hovedsak lave priser på dagen og høye priser på natten, som følge av stor solkraftproduksjon på dagtid. I de fleste timer med solkraftproduksjon faller kraftprisen, uavhengig av vindkraftproduksjon i disse timene. I dager med mindre solkraftproduksjon, som månedene rundt årsskifte, faller ikke kraftprisen like mye, men det kan fortsatt observeres et prisfallmønster også i disse timene. Kraftprisen er høyest i timer med kombinert lav produksjon fra sol- og vindkraft.

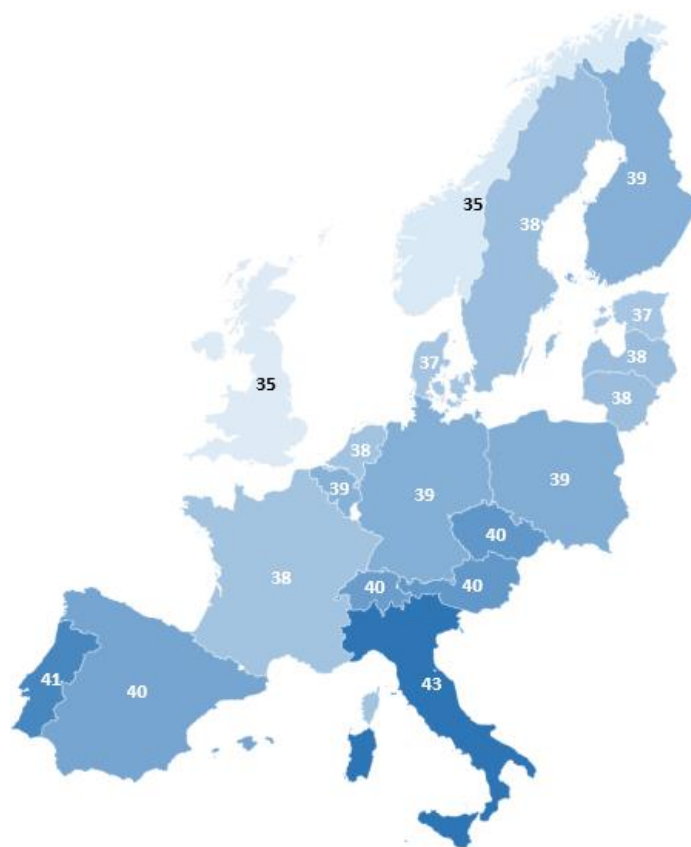
I 2050 er prismønsteret mer variert gjennom året, men også her er mønsteret med lave priser i timer med større solkraftproduksjon gjeldene. Sesongvariasjoner av kraftprisene er marginale i basisscenarioet i 2020, øker noe i 2030, men det er først i 2050 at vi ser markante prisforskjeller mellom sesongene, med nesten kontinuerlige lave priser (i snitt under 15 EUR/MWh) i sommermånedene og økte priser i de resterende sesongene. Kraftprisene for de ulike prissonene følger hverandre tettere i 2050 og varierer fra nullpris opp mot 150 EUR/MWh (med unntak av et par timer med oppimot 700 EUR/MWh). Det er generelt mindre prisvariasjoner mellom prissoner selv om prisen har store prisvariasjoner på timesbasis (Figur 6-10). Likheten i prisene kan forklares med ubegrensede forutsetninger for overføringskapasitet.

Økende antall nullpristimer mot 2050 forklares med stor spredning mellom tilbud og etterspørsel av kraft. Forbrukerfleksibiliteten i modellen er generelt lav og produksjonen veldig høy i timer med stor solkraftproduksjon. Av prinsippet om prissetting der pris og volum settes av likevektspunktet mellom tilbud og etterspørsel, tilsier stort overskudd på tilbudssiden og manglende fleksibilitet på etterspørselssiden at kraftprisene faller. I timer med mest solkraftproduksjon blir forskjellen så stor at prisene kollapser og faller helt ned mot nullpris. Observerte pristopper opp mot 700 EUR/MWh i 2050 for en rekke land (Spania, Frankrike, Portugal, Nederland, Belgia og Tyskland) kan skyldes tidsoppløsningen som er brukt. Tross store variasjoner i kraftpris i de sørlige landene, blant annet grunnet stor solkraftproduksjon, er fortsatt gjennomsnittlig kraftpris høyere i disse landene enn i Norge og Norden generelt i BASE. Innad i Norge er prisvariasjonene størst i NO2, og lavest i NO4.

Prisvariasjonene i Norge samsvarer med prismønsteret som de øvrige modellerte landene har, noe som er å forvente med ubegrensede endogene investeringer i overføringskapasiteter (Figur 6-9).



Figur 6-9: Gjennomsnittlig kraftpris for utvalgte prisområder (2020-priser).

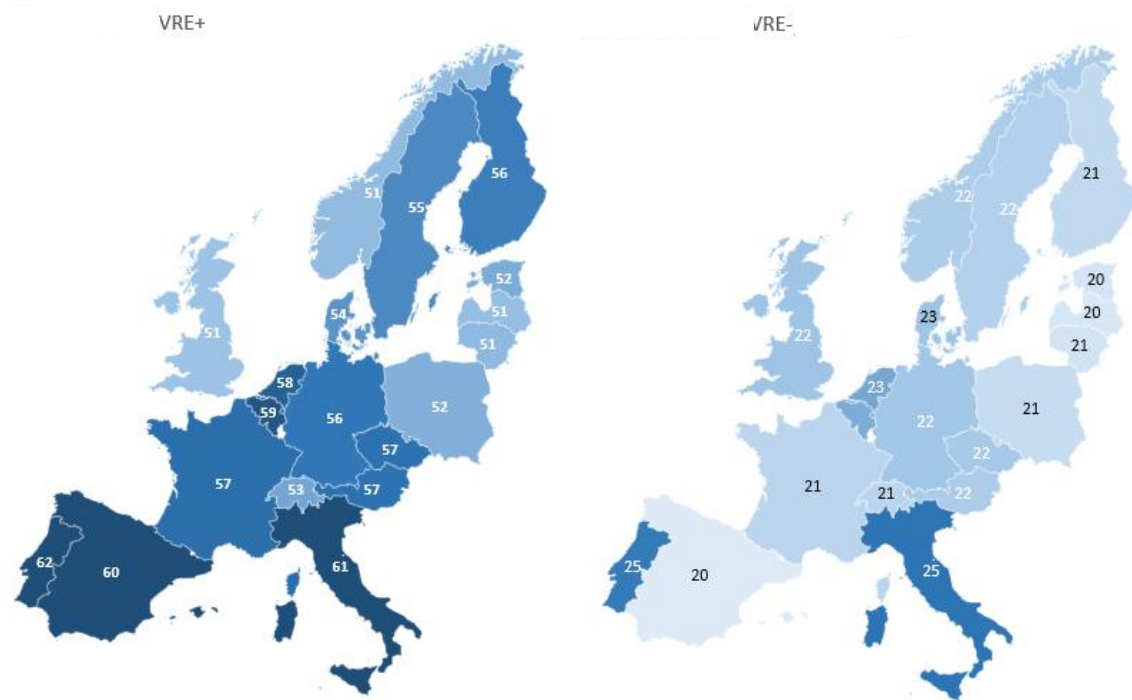


Figur 6-10: Medianpriser for 2050 i BASE (2020-EUR/MWh).

6.3.1 Scenarioreultatater

Medianprisen for de ulike prissonene i 2050 gir noe høyere kraftpriser i Sør- og Sentral-Europa, sammenlignet med Nord-Europa og Storbritannia, men forskjellen er mindre enn ved bruken av gjennomsnittsverdier. Italia har høyest kraftpris med 43 EUR/MWh i 2050 i BASE (Figur 6-10). Med økte investeringskostnader øker kraftprisene jevnt over de modellerte landene og resulterer i høyest priser i Sør- og Sentral-Europa. Størst er økningen i VRE+ (omtrent 50 prosent) der investeringskostnadene for både sol- og vindkraftteknologier øker, men tilsvarende mønster kan også sees i VIND+ og MIX+, dog med mindre endringer. I scenarioer med reduserte investeringskostnader, reduseres også kraftprisene betydelig. Størst er reduksjonen av kraftprisene der kostnadene for vindkraft reduseres (VIND-), men kraftprisreduksjonene er også store med en generell reduksjon i investeringskostnader (VRE-) og for reduksjon av sol- og offshorevindkraft (MIX-). I disse scenarioene mer enn halveres kraftprisene for de fleste prissoner. Med reduserte investeringskostnader for både sol- og vindkraftteknologier er fortsatt prisen høyest i Italia, men resten av de modellerte landene får mer unisone priser. Spania, Frankrike, Tyskland og de andre sentraleuropeiske landene får kraftpriser på nivå med nord (Figur 6-11).

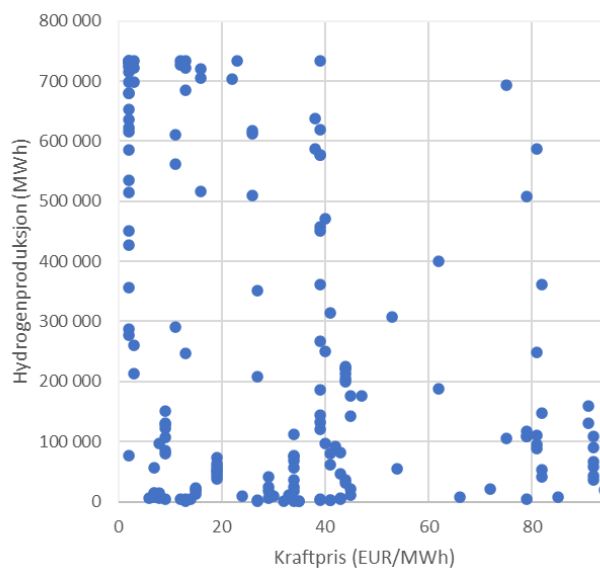
Standardavvikene sier noe om spredningen av verdiene i datasettet, og gir en verdi sin gjennomsnittlige avstand fra snittet. Fra BASE er det tydelig at standardavviket og spredningen av kraftprisen er stor for samtlige prissoner. Det er særlig RETR-scenarioene som gir økt spredning for enkelte prissoner, og indikerer tydelig at prisvolatiliteten øker med begrenset overføringskapasitet.



Figur 6-11: Kraftpriser i 2050 for scenarioene VRE+ og VRE- (2020-EUR/MWh)

Hovedandelen av hydrogenet produseres med kraftpriser ned mot nullpris, men det er ingen tydelig verdi som definerer makspris for hydrogenproduksjon. Et interessant funn i denne sammenheng er at hydrogenproduksjonen i større grad ser ut til å korrelere med timer som har høy produksjon av variabel, fornybar energi i modellen, fremfor å korrelere med kraftprisen og timer med lav kraftpris. Dette illustreres blant annet i Frankrike, den største hydrogenprodusenten, der timer med betydelig lave kraftpriser ikke nødvendigvis resulterer i økt hydrogenproduksjon. Modellen produserer hydrogen med kraftpriser opp mot 90 EUR/MWh (Figur 6-12), der villigheten til å produsere hydrogen med høyere kraftpris er størst i månedene rundt årsskifte og for timer uten solkraftproduksjon på høsten. Resultatene er noe overraskende da modellen har fri investering av hydrogenlager og en kunne tenkt at det naturlige ville være å produsere hydrogen ved lavere priser, i kombinasjon med å tilby hydrogen fra lager i timer med høyere kraftpriser. I BASE er hydrogenlageret modellert til 1041 TWh i 2050. 40 prosent av alt

hydrogen produseres med kraftpriser over 20 EUR/MWh, 11 prosent produserer med kraftpriser over 50 EUR/MWh.



Figur 6-12: Hydrogenproduksjon uttrykt ved kraftpris i 2050 (BASE)

6.4 Overføringskapasiteter

I samtlige scenarioer (sett bort ifra RETR-scenarioene) er det ubegrenset med endogene investeringer i overføringskapasiteter. Eksogent definert overføringskapasitet er lik for 2020, 2030 og 2050 og det er kun den endogene overføringskapasiteten som kan endre seg i de ulike scenarioene. Kraftoverføring får økt betydning i det europeiske kraftsystemet mot 2050. Norge eksporterer mer kraft i 2030 og 2050, sammenlignet med 2020, men mister sin rolle som krafteksportør i 2030, sammenlignet med overføring fra nesten samtlige andre prissoner.

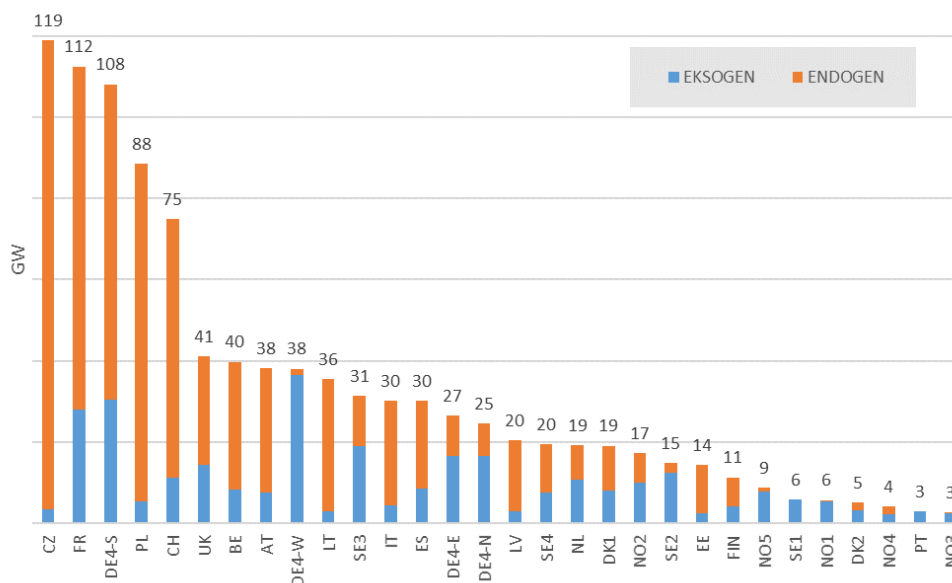
I basisscenarioet er det Tsjekkia (115 GW), prissonen i sørlige Tyskland (78 GW), Frankrike (85 GW), Polen (83 GW) og Sveits (60 GW) som får de største overføringskapasitetene i 2050. De samme landene er modellert med størst kapasitet for kraftoverføring i 2030, men med noe lavere verdier. Endogent bestemte investeringer står for hovedandelen av totale kapasiteter for kraftoverføring i disse landene og varierer fra om lag 75 prosent i vest (Tyskland og Frankrike), og oppimot 97 prosent av total overføringskapasitet i øst. 97 prosent av Tsjekkias overføringskapasitet i 2050 er endogent definert i BASE.

Overføringskapasiteter endrer seg noe i de ulike scenarioene, men overstiger aldri mer enn 11 prosent endring fra basisscenarioet totalt (ikke inkludert RETR-scenarioene). Generelt reduseres overføringskapasiteten i scenarioene med endrede forutsetninger for investeringskostnader av VRE-teknologier, men det er et par unntak. I scenarioet MIX+50 øker den endogene overføringskapasiteten betydelig fra Spania og Frankrike, og skyldes et tydelig skifte fra offshore vindproduksjon i Frankrike

og Storbritannia (og Polen), til onshore vindkraft i Spania. Det andre unntaket er i PV+50 der overføringskapasiteten øker jevnt over flere områder som følge av økt andel onshore og offshore vindkraft, samt reduksjon i solkraftproduksjonen. Frankrike og Spania har ingen store endringer i installert kapasitet av kraftoverføring utenom dette.

Store reduksjoner i overføringskapasitet fra Tsjekkia kan observeres i VRE+, PV-, VIND+ og MIX- (30 prosent reduksjon fra BASE) og skyldes skifte fra onshore vindkraft til solkraftproduksjon som gjennomføres i nevnte scenario. I Polen reduseres kraftoverføring i scenarioer som gir mindre kraftproduksjon fra (onshore) vindkraft (PV-, VIND+ og MIX-). Overføringskapasitetene i Norden og Baltikum endrer seg minimalt for de ulike scenarioene. Det eneste unntaket av betydning, er noe økt overføringskapasitet innad i Baltikum i MIX-. NO4 er prissonen i Norge med størst endringer mellom scenarioene, men endringene er nesten ubetydelige sett i sammenheng med totalen.

Med begrensning i overføringskapasiteter er det prissonene i Tyskland, Frankrike og Storbritannia som får størst overføringskapasitet i 2050. Modellen viser at det som kan bygges ut av tilgjengelig kapasitet, blir bygget ut også i disse scenarioene. Resultatet viser tydelig at utbygging av kraftnettet (innenfor de begrensninger som er gitt) foretrekkes av modellen og ansees som mest kostnadseffektivt. Endogene overføringskapasitetene fra Tsjekkia og Polen som tidligere har vært blant de landene med størst overføringskapasitet, er nå redusert til 5 og 7 GW som hovedsakelig er eksogent definert.



Figur 6-13: Overføringskapasiteter for kraft per prisområde i 2050 (BASE)

6.5 Etterspørsel

I 2020 er det i basisscenarioet en brutto kraftetterspørsel på 2824 TWh i de modellerte landene. Dette er noe høyere enn faktisk etterspørsel på 2068 TWh (Eurostat 2021b). Hovedandelen av etterspørselen er definert eksogent for samtlige år og mer enn dobles i 2050 til en total etterspørsel tilsvarende 6876 TWh. Om lag 6 prosenten forsvinner i diverse overføringstap i 2030, men reduseres til cirka 4 prosent i 2050. Den store økningen i etterspørsel i 2050 kommer av ny etterspørsel til hydrogenproduksjon som tilsvarer 41 prosent av total etterspørsel (2858 TWh). Kraftetterspørselen øker med 1050 TWh fra 2020 til 2050. Etterspørselen av hydrogen i 2050 kan knyttes opp mot forutsetningen om netto nullutslipp i samme år. Resultatene viser tydelig at kraftetterspørsel til hydrogenproduksjon ikke er etablert i 2030 med de forutsetningene som ligger til grunn i modellen.

Det er stor usikkerhet tilknyttet modellert utvikling av etterspørsel mot 2050 grunnet foreldede modellforutsetninger for varmesektoren. Studier viser til elektrifisering som den mest aktuelle metoden for å kutte utslipp i varmesektoren (Chen et al. 2021), men modellens inputverdier for varmeetterspørsel er ikke oppdatert og gir derfor resultater som må anvendes kritisk. Inkluderes nyere data for kraftetterspørsel vil etterspørselen antagelig øke, sammenlignet med resultater som er presentert. Med modellen til grunn øker etterspørselen fra 2020 til 2050 mest i Frankrike, etterfulgt av Spania, Tyskland, Italia, og Storbritannia. Etterspørselen øker med andre ord mest for landene med høyest kraft- og hydrogenproduksjon.

Etterspørselen varierer lite mellom scenarioene og er lite fleksibel. Endret etterspørsel skyldes i all hovedsak hydrogenproduksjonen som varierer mellom de ulike scenarioene, men inkluderer også noe varmetterspørsel, samt overføringstap som følger med.

7 Diskusjon

I dette kapittelet blir resultatene samlet og diskutert opp mot funn i tilsvarende studier. Videre drøftes implikasjoner av resultatene, samt metodiske og datamessige begrensninger i analysen. Forslag til videre analyser diskuteres til slutt.

Resultatene fra denne analysen gir støtte til hypotesen om at EUs klimamål vil øke VRE-produsert kraft mot 2030 og 2050. Når kraftproduksjonen mer enn dobles fra 2020 til 2050 er økningen av kraftproduksjon fra solkraft størst. Samlet variabel, fornybar energiproduksjon fra sol- og vindkraftteknologier er modellert til 6890 TWh i 2050. Det modellerte volumet er for øvrig høyere enn hva Kakoulaki et al. (2021) har definert som det tekniske potensialet for VRE-produksjon i Europa (4334 TWh). Balmorel søker å finne den mest kostnadseffektive løsningen innenfor de tekniske begrensningene som er gitt, men modelløsningen i Balmorel tar i utgangspunktet ikke hensyn til sosial eller politisk aksept. I tolkningen av modellresultatene er det derfor viktig å huske at andelen modellert sol- og onshore vindkraft ikke nødvendigvis vil være sosialt- eller politisk gjennomførbart mot 2050. Blant annet er landbasert vindkraft arealintensiv, hvor det kan tenkes at fremtidig, ny produksjon i ytterligere grad vil bli påvirket av debatten om arealbruk (Palmer-Wilson et al. 2019; Statnett 2020). Økt debatt tilknyttet landbasert vindkraft illustrerer betydningen av å koble sammen energisystemmodellering med andre sosio-tekniske faktorer i langtidsanalyser som omhandler energiomstilling (Bolwig et al. 2020).

Kjernekraft fases ut av modellen i samtlige scenarioer mot 2050. Økt investering og produksjon av kjernekraft ble forsøkt etablert i egne modellkjøringer, men resultatene er klare på at kjernekraft relativt sett blir for dyrt. Modellen vil ikke investere i teknologien med de forutsetningene som er lagt til grunn, men kjernekraft vil likevel kunne vise seg viktig mot et netto utslippssamfunn dersom man tar hensyn til andre faktorer enn kostnadsoptimalisering. Blant annet konkluderer Chen (2022) med at kjernekraft kan være et alternativ for å forhindre arealbrukskonflikter, men at det vil koste mer og bringer med seg andre ulemper. Kjernekraft er omdiskutert, men Brook et al. (2014) argumenter blant annet med at teknologien er den eneste etablerte teknologien som allerede i dag kan levere de mengdene energi som trengs fremover mot et samfunn med lavere utslipp, uten investeringer i betydelig volum lagringskapasitet. Den modellerte kjernekraften er muligens i overkant fleksibel når den av modellen blir helt fjernet i timer med høyest solkraftproduksjon i 2050. Samtidig ser vi allerede i dag at kjernekraft, med utgangspunkt i tysk produksjon, har svingninger i kjernekraftproduksjonen som ligner på variasjonene modellert for 2050 (Fraunhofer 2022).

Mot et netto nullutslippssamfunn i 2050 er det fokus på økt fleksibilitet i energisystemet. Behov for mer fleksibilitet er tydelig i modellen med store variasjoner i kraftproduksjon gjennom døgnet grunnet stor solkraftproduksjon. Hydrogen og andre P2X løsninger opplever økende oppmerksomhet som en bidragsyter på både etterspørsels- og tilbudssiden, og er ansett som et alternativ for å møte det stadig

økende behovet for fleksibilitet ved økt integrering av VRE-teknologier. Modellresultatene tilsier at storskala hydrogenproduksjon blir etablert mellom 2030 og 2050, men ikke før 2031. EUs hydrogenstrategi viser til muligheter for 333 TWh hydrogenproduksjon fra fornybare kilder i 2030 og 40 GW installert kapasitet av elektrolyseteknologi i 2030. Disse målsetningene oppnås ikke med forutsetningene som er lagt til grunn for hydrogenetterspørsel i modellen. Oppnåelse av målsetningene om en moden og etablert storskala hydrogenproduksjon i 2050 ser for øvrig mer lovende ut gitt hydrogenetterspørselen som er lagt til grunn. Forutsetningene for hydrogenetterspørsel i 2050 er betydelige og samsvarer godt med andre analyser som i sine resultater viser til at tilsvarende volum kan dekke opp mot 1/5 av all energietterspørsel i 2050 (FCH 2019). Kraftproduksjonen fra hydrogen er for øvrig lavere enn 2 prosent av all kraftproduksjon i Balmoresimuleringene. Dette er vesentlig lavere enn målsetningen i EUs hydrogenstrategi på 13 prosent kraftproduksjon fra hydrogen i 2050 (European Commission 2020).

Endringer i total hydrogenproduksjon skyldes forskjeller i hydrogen til kraftproduksjon, tap tilknyttet overføring og bruk av lager. Endringer i kostnadsutvikling for VRE-teknologier påvirker ikke total hydrogenproduksjon utover dette, da Balmorel finner optimalisert løsning for å imøtekomme den eksogent definerte etterspørselen. Vi kan se et skille mellom *sør*, definert som Spania, Frankrike og Italia, og *nord*, definert som Storbritannia, Tyskland og til en viss grad Polen. Resultatene viser tydelig at størsteparten av hydrogenproduksjonen vil etableres i *sør*. Modellresultatene viser at den mest kostnadseffektive løsningen for å imøtekomme fremtidig hydrogenetterspørsel hovedsakelig er ved hydrogenproduksjon fra solkraft. Resultatet stemmer godt overens med Bermúdez et al. (2021), som konkluderer at hydrogen produsert med solenergi i kombinasjon med lagring er den kostnadsoptimale løsningen. All installert kapasitet tillatt investert i *sør*, har i 2050 blitt realisert og tyder på at andre faktorer enn investeringskostnader, eksempelvis tilgjengelig areal, vil være mer begrensende for utbygging av solkraft.

Størst volum hydrogen produseres i timer med lave kraftpriser, ofte ned mot nullpris. Timer med nullpris skyldes i all hovedsak stor forskjell mellom tilbud og etterspørsel av kraft, der manglende forbrukerfleksibilitet i modellen og betydelig økt kraftproduksjon i timer med høy solkraftproduksjon gir fallende priser. Økt produksjon av hydrogen i timer med lave priser er en form for forbrukerfleksibilitet og kan motvirke kannibaliseringseffekter der marginalkostnadene faller grunnet økt andel variabel, fornybar kraftproduksjon (López Prol et al. 2020). Resultatene viser likevel at antall nullpristimer øker mot 2050 som konsekvens av økt andel VRE-produksjon i kraftmiksen. Scenario uten hydrogen er ikke modellert i denne oppgaven og det kan derfor ikke konkluderes om hydrogen bidrar til færre timer med nullpris i 2050, selv om dette er sannsynlig. Modellerte scenarioer med økt hydrogenproduksjon reduserer verken nullpristimer eller prisvariasjoner. Resultatet tyder derfor på at hydrogenproduksjonen i modellen kun delvis kompenserer for de store svingningene i modellert kraftpris i 2050.

Scenarioer med størst økning i investeringskostnader fører til en dobling av gjennomsnittlig kraftpris, sammenlignet med scenarioer med størst reduksjon av investeringskostnader. Enkelte scenarioer fører til en halvering av mediankraftpriser og illustrer større prisvariasjoner og -endringer enn forventet, men kan igjen antagelig forklares med manglende forbrukerfleksibilitet. Alle scenarioer opplever en mangedoblet vekst i sol- og vindkraftproduksjon mot 2050, der scenarioene med lavest investeringskostnader for VRE-teknologier resulterer i lavest kraftpriser. Resultatene stemmer godt overens med tidligere analyser som konkluderer at økt andel VRE-teknologi gir en «merit order»- effekt og vil påvirke kraftprisene (Antweiler & Muesgens 2021; Sensfuß et al. 2008).

Et overraskende funn er at hydrogen produseres i timer med kraftpriser opp mot 90 EUR/MWh, selv om hydrogenlager er definert som en ubegrenset investeringsteknologi i 2050. Kombinasjoner av høye kraftpriser og hydrogenproduksjon gjelder i timer uten solkraftproduksjon mot slutten av året. En mulig forklaring kan være at modellen velger å produsere hydrogen ved høyere kraftpriser fremfor å øke investering i lagerkapasitet, men videre analyser av kraftprisens betydning for hydrogenproduksjon vil kunne være et interessant bidrag for å forstå hydrogenets rolle som fleksibilitetsløsning. Fremtidig, fornybar hydrogenproduksjon vil være kraftkrevende om dagens teknologi anvendes. Med hydrogenproduksjon i timer med høye kraftpriser, vil antagelig lønnsomheten for hydrogenproduksjon reduseres. Effekten forsterkes også av lave virkningsgrader i energikonverteringen. Å anta at hydrogenetterspørselen vil imøtekommes av fornybar hydrogenproduksjon uansett pris kan oppleves naivt, da bunnlinjen til slutt handler om hva som er lønnsomt for aktørene. Hydrogenpriser modelleres ikke i modellen, men vil antagelig påvirkes av kraftprisen, særlig når det i modellresultatene er hydrogenproduksjon ved kraftpriser opp mot 90 EUR/MWh. Det gjenstår derfor å se hva som blir faktiske produksjonskostnader for fornybart hydrogen, samt hvilke politiske virkemidler som fremover eventuelt etableres for å styrke konkurransedyktigheten til teknologien.

I samtlige scenario hvor forutsetningene for investeringskostnader tilknyttet variabel, fornybar energi endres, er det forutsatt fri investering av overføringskapasitet i kraftnettet. At modellen så villig øker overføringskapasitetene viser at økt energioverføring fører til bedre utnyttelse av VRE-ressurser i energisystemet. Dette samsvarer med påstanden til Child et al. (2019) om at overføring er viktig i områder med stor VRE-andel i kraftmiksen. Økt overføring gir fleksibilitet til kraftsystemet og gjør det lettere å balansere økt andel variabel, fornybar produksjon (Babatunde et al. 2020). Modellens resultater favoriserer økt kraftoverføring, der økningen er betydelig. Samtidig er det fremtredende utfordringer tilknyttet investeringer i kraftnett over landegrensene. Utover argumenter som omhandler visuelle, helsemessige og miljømessige påvirkninger, er det varierte meninger knyttet til et mer integrert kraftmarked og priseffektene det kan gi (Chen 2022). Hva som er politisk og sosialt akseptert samsvarer ofte ikke med det kostnadsoptimale nivået og vil antagelig variere mellom land. Det kan derfor tenkes at all modellert overføringskapasitet ikke lar seg realisere (Bolwig et al. 2020). Scenarioene som begrenser overføringskapasiteter kan av den grunn være mer realistiske (RETR-scenarioene).

Modellresultatene viser at hydrogenproduksjon bidrar til å balansere variabel, fornybar produksjon på regionalt nivå der de fleste land er sin egen største tilbyder av hydrogen. Walker et al. (2016) viser til betydningen av hydrogen som en levedyktig mulighet for å balansere variabel, fornybar kraftproduksjon på lokalt og regionalt nivå, grunnet den raske responsen til elektrolyseteknologien. Modellresultatene gir for øvrig større betydning til overføring av hydrogen sammenlignet med Walker et al. (2016), særlig fordi Storbritannia, Tyskland, Nederland og Belgia modelleres til netto importører av hydrogen med import fra Frankrike og Spania.

Systemgrensene begrenser hydrogenproduksjon til modellerte land. Produksjon fra land utenfor modellen tillates ikke for å dekke hydrogenetterspørselen. Et interessant funn i denne sammenheng er at de samme landene har størst produksjon og etterspørsel av både kraft og hydrogen. Dette gjelder Frankrike, Italia, Spania, Tyskland og Storbritannia. Resultatene kan tyde på at modellen nedprioriterer overføring av hydrogen som følge av høye transportkostnader, noe som samsvarer godt med konklusjonen til Flis og Deutsch (2021). Utviklingen av kostnader for lagring og transport vil være interessant å følge opp i videre studier i kombinasjon med utvidede geografiske systemgrenser der import fra verdensmarkedet tillates.

Det modelleres 14 TWh (19 GW) el-lager med batteriteknologi i BASE i 2050. Modellert el-lager er lavere enn hva Golombek et al. (2022) konkluderer med i sitt lignende studiet for EU mot et netto nullutslipp i 2050 (80 – 351 GW). Forskjellen kan muligens forklares med den høye eksogent definerte hydrogenetterspørselen i Balmorel-modellen, men resultatet er likevel overraskende med tanke på at batteri som el-lager er definert som en viktig fleksibilitetsteknologi i kraftsystemet med økt andel variabel, fornybar kraftproduksjon (Chakir et al. 2020). Energilager sin betydning øker i tråd med andelen kraftproduksjon fra VRE-teknologier, men kostnadsutviklingen for ulike typer energilagringssystemer er usikre (de Sisternes et al. 2016) og vil påvirke el-lagers betydning fremover (Golombek et al. 2022). Videre analyser av koblingen mellom hydrogen- og el-lager kunne vært interessant å gjennomføre ut ifra et energisystemperspektiv.

7.1 Metode

Energisystemmodellering er kun modellering og vil høyst sannsynlig ikke samsvare med faktisk utvikling av energisystemet mot 2050. Usikkerhetsmomentene i en slik analyse er mange, og forenklinger er nødvendige for å gjøre analysen mulig. Å kun anvende én verdi per innsatsvariabel er et usikkerhetsmoment som delvis adresseres i analysen ved å gjennomføre sensitiviteter for kostnadsutviklingen til VRE-teknologier, men det tas ikke hensyn til om disse endringene påvirker andre innsatsvariabler eller om andre innsatsvariabler også vil endres. Lineær optimalisering som anvendes i denne oppgaven tar ikke hensyn til at parametere er variable og antagelig vil påvirke hverandre. Blant annet holdes kraftetterspørselen i 2030 og 2050 konstant i modellen, mens etterspørselen i virkeligheten

vil være mer dynamisk. Videre baseres modellresultatene på en begrenset tidsserie gjennom tre utvalgte år mot 2050 som høyst sannsynlig ikke representerer alle årlige, sesongbaserte og døgnlige variasjoner. Forenklinger som dette vil kunne gi feilutslag i modellert resultat. Balmorel er en partiell likevektsmodell og ser kun på ett område av samfunnet, mens det i virkeligheten vil kunne være andre samfunnsøkonomiske faktorer i hele økonomien som veier tyngre enn optimalisering av energisystemet.

Balmorel modellerer både kraft, varme og hydrogen, men resultatene i denne analysen er kun fokusert mot kraft og hydrogen for modellerte land. Dette er det to grunner til, nemlig begrensninger i oppgavens strukturelle rammer, men også at modellen ikke er oppdatert med de siste forutsetningene tilknyttet varme for Norden og Nord-Europa. Videre har landene i sør manglende eller ikke definerte forutsetninger for varmeetterspørsel. Elektrifisering er funnet å være den mest kostnadseffektive løsningen ved dekarbonisering av varmesektoren (Chen et al. 2021). Det er derfor stor usikkerhet tilknyttet modellert utvikling av kraftetterspørsel mot 2050, da etterspørselen antagelig vil øke med forbedrede forutsetninger for varme. Å inkludere den desentraliserte varmesektoren er viktig for gode analyser av effekter på energisystem. Manglende fokus på varmesektoren er slik sett en svakhet i modelleringen og bør adresseres bedre i videre analyser.

Modellen finner kostnadsoptimal løsning for å imøtekomme eksogent definert etterspørsel. Det er knyttet stor usikkerhet til hva fremtidig etterspørsel faktisk blir, noe som ikke må glemmes i analysen av modellresultatene. Hydrogenetterspørselen er basert på tallgrunnlag fra EU mot et netto nullutslippssamfunn i 2050 og gjør at forutsetningene for netto nullutslipp også delvis blir forutsetninger i denne oppgavens modellering. Det ble i prosessen vurdert om andre forutsetninger for hydrogenetterspørsel skulle legges til grunn, men ble ikke videreført da det er store usikkerhetsmomenter tilknyttet fremtidig, fornybar hydrogenetterspørsel.

Data som anvendes i modellen er hovedsakelig hentet fra tidligere modellsimuleringer. Datamateriale for hydrogendata, elektrolyse- lagring-, transport- og brenselcelleteknologi har stor usikkerhet tilknyttet seg. Fremtidig kostnadsutvikling for produksjon av fornybart hydrogen er såpass usikker at de samme verdiene brukes for alle P2X-teknologier. Rent praktisk betyr dette at hydrogen, ammoniakk og *e-fuels* har vært likestilt og felles omtalt som hydrogen i modelleringen. Antagelig vil kostnadsutviklingene for de ulike teknologiene utvikle seg ulikt fremover, men per nå er kunnskapsnivået så lavt at kraftige forenklinger av samtlige teknologier er gjort (Bramstoft 2021). Det kan også etableres nye teknologier som ikke er inkludert i modellen nå, men som kan påvirke optimal løsning fremover. I modelleringen tillattes kun hydrogenoverføring i nye rør, men andre overføringsmetoder som oppgradering av eksisterende rørnett eller shipping diskuteres også i dag, og kan endre kostnadsbildet for hydrogenoverføring.

Oppgaven forutsetter et netto nullutslippssamfunn i 2050 og konkurransedyktigheten til hydrogen er derfor ikke gjennomført sammenlignet mot konvensjonelt brensel. Det forutsettes i stedet at politiske og

regulatoriske virkemidler sørger for etableringen av hydrogen som energibærer. Analysen omhandler heller ikke *blått* hydrogen, men denne teknologien gis også oppmerksomhet og kan bli en aktuell teknologi som vil kunne utfordre konkurransedyktigheten og etterspørselen av fornybart hydrogen. Til slutt gjenstår det å se om dagens fokus på hydrogen opprettholdes fremover og om fornybart hydrogen faktisk vil etableres som energibærer i det fremtidige energisystemet, eller om det er andre teknologier som vil etableres med bedre forutsetninger fra et samfunnsøkonomisk- eller energisystemperspektiv.

7.2 Videre studier

Det er behov for videre studier av hydrogenets rolle i det framtidige energisystemet. Denne oppgaven bidrar med innsikt for hydrogenproduksjon ved endrede forutsetninger for kostnadsutvikling av VRE-teknologier. I modellen er det forutsatt et nettonullutslippssamfunn og betydelig hydrogenetterspørsel i 2050 som tvinger gjennom hydrogenteknologi, men som ikke nødvendigvis betyr at teknologien kan konkurrere kostnadmessig med konvensjonelle, fossilbaserte løsninger eller *blått* hydrogen. Forutsetningene for kostnader tilknyttet elektrolyse-, brenselcelle, lagring- og overføringsteknologi er svært usikre og har opphav fra et begrenset akademisk grunnlag. For å styrke aktualiteten av analysen gjennomført i denne oppgaven, bør senere studier etter min mening forbedre estimatene for kostnadsutviklingen for nevnte teknologier. Sensitivitetsanalyser for kostnadsutviklingen av de nevnte teknologiene kan være med å definere terskelverdier for konkurransedyktigheten og lønnsomheten til fornybart hydrogen.

Modelleringer viser at andre aspekter enn kostnadsutvikling av VRE-teknologier vil kunne ha betydning for hydrogenproduksjonen i et land. De modellerte resultatene viser blant annet at hydrogenproduksjonen er størst i land med størst hydrogenetterspørsel, samt produksjon og etterspørsel av kraft. Et interessant utgangspunkt i den sammenheng er å se på hva som skal til for at andre land i større grad kan posisjonere seg som nettoeksportører av hydrogen. Muligens ligger svaret i kostnadsutviklingen for lagring og transport av hydrogen, men en slik analyse vil kunne være et godt bidrag i kartleggingen av mulige barrierer og potensial for hydrogenproduksjon i ulike land.

8 Konklusjon

Oppgaven har anvendt energisystemmodellen Balmorel for å undersøke om fremtidig kostnadsutvikling for VRE-teknologier vil påvirke lønnsomheten for fremtidig hydrogenproduksjonen i Europa. Et basisscenario og åtte sensitivitetsscenarioer med endrede forutsetninger for investeringskostnader av VRE-teknologier ble modellert. Sensitivitetsanalysene ble gjennomført med hensyn til investeringskostnader for solkraft, onshore- og offshore vindkraftproduksjon i 2020, 2030 og 2050. Endrede forutsetninger for overføringskapasitet ble også analysert i to separate scenario.

Resultatene viser at total kraftproduksjon øker i de modellerte landene fra 2020 til 2050, samtidig som produksjonsmiksen endrer karakter. Noen hovedtrender er at fossile energikilder fases ut som konsekvens av målsetning om netto nullutslipp i 2050, kjernekraft reduseres, mens produksjon fra sol- og vindkraft, sammen med overføringskapasiteter, mangedobles mot 2050. Storskala hydrogenproduksjon etableres først i 2050 med de forutsetninger som er lagt til grunn. Det er funnet en sammenheng mellom økning av generell kraftproduksjon og økning av hydrogenproduksjon, der scenarioer som øker investeringskostnader eller favoriserer solkraft fører til økt kraft- og hydrogenproduksjon.

Uavhengig av kostnadsutvikling for VRE-teknologier, viser analysen at Frankrike blir den største hydrogenprodusenten i 2050 (737 TWh i BASE), etterfulgt av Spania, Italia, Storbritannia og Tyskland. Noen variasjoner i hydrogenproduksjon observeres mellom landene ved endrede forutsetninger for investeringskostnader for VRE-teknologier. Reduserte investeringskostnader og økt produksjon av solkraft gir økt hydrogenproduksjon i Storbritannia og Tyskland som følge av at Spania, Italia og Frankrike har nådd sine kapasitetsbegrensninger i modellen for solkraft i 2050. Økt andel offshore vindkraft reduserer produksjonen fra onshore vindkraft i Spania og gir økt hydrogenproduksjon i Storbritannia spesielt, men også i Italia og Frankrike. Reduserte kostnader og økt produksjon fra onshore vindkraft øker hydrogenproduksjonen i Spania. I modellen har de samme landene størst hydrogenetterspørsel og -produksjon, mens Norge og Danmark kun står for én prosent hver av den totale hydrogenproduksjonen i 2050.

Det konkluderes med at den mest kostnadseffektive løsningen for å tilfredsstille fremtidig hydrogenetterspørsel er hydrogenproduksjon fra solkraft. Modellresultatet viser at mer enn 85 prosent av total hydrogenproduksjon foregår i timer med betydelig solkraftproduksjon, men vindkraft anvendes også. Hovedandelen av hydrogenproduksjonen i 2050 forekommer i timer med kraftpriser ned mot nullpris, men blir også produsert med kraftpriser opp mot 90 EUR/MWh og vil kunne påvirke lønnsomheten til hydrogenproduksjon, selv med betydelig hydrogenlager. Kombinasjoner av høye kraftpriser og hydrogenproduksjon gjelder i timer uten solkraftproduksjon mot slutten av året og kan skyldes manglende forbrukerfleksibilitet i modellen.

Begrenset overføringskapasitet fører til størst økning i hydrogenproduksjonen i 2050, hovedsakelig fra offshore vindkraftproduksjon i Storbritannia, Tyskland og Italia som alle modelleres som nettoimportører av hydrogen. Produksjonsøkningen ved begrenset overføringskapasitet dekkes av solkraft og noe offshore kraftproduksjon i Storbritannia og Tyskland, samt noe onshore produksjon i Italia.

9 Litteratur

- Abe, J. O., Popoola, A. P. I., Ajenifuja, E. & Popoola, O. M. (2019). Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44 (29): 15072-15086.
- Aldersey-Williams, J. & Rubert, T. (2019). Levelised cost of energy – A theoretical justification and critical assessment. *Energy Policy*, 124: 169-179.
- Antweiler, W. & Muesgens, F. (2021). On the long-term merit order effect of renewable energies. *Energy Economics*, 99: 105275.
- Babatunde, O. M., Munda, J. L. & Hamam, Y. (2020). Power system flexibility: A review. *Energy Reports*, 6: 101-106.
- Beagle, E., Doig, S., Gamage, C., Blank, T. K., Koole, C., Molloy, P. & Weiss, T. (2021). *Fueling the Transition: Accelerating Cost-Competitive Green Hydrogen*. Tilgjengelig fra: <https://rmi.org/insight/fueling-the-transition-accelerating-cost-competitive-green-hydrogen/> (lest 20.11.2021).
- Bermúdez, J., Koivisto, M., Kitzing, L., Ramos, A. & Bramstoft, R. (2021). *Going offshore or not: Where to generate hydrogen in future integrated energy systems?*
- Bolwig, S., Bolkesjø, T. F., Klitkou, A., Lund, P. D., Bergaentzlé, C., Borch, K., Olsen, O. J., Kirkerud, J. G., Chen, Y.-k., Gunkel, P. A., et al. (2020). Climate-friendly but socially rejected energy-transition pathways: The integration of techno-economic and socio-technical approaches in the Nordic-Baltic region. *Energy Research & Social Science*, 67: 101559.
- Bramstoft, R. (2021). *Datagjennomgang med assistentprofessor Rasmus Bo Bramstoft Pedersen (digitalt møte)* (07.12.2021).
- Bramstoft, R., Wiese, F., Bermúdez, J., Kirkerud, J. G., Koduvere, H., Jensen, I. G., Lester, M. S., Hernando, D., Gunkel, P., Koivisto, M., et al. (2021). *UPUBLISERT—Comprehensive dataset for modelling electricity and district heating for thirteen European countries* (lest 07.12.2021).
- Brook, B. W., Alonso, A., Meneley, D. A., Misak, J., Blees, T. & van Erp, J. B. (2014). Why nuclear energy is sustainable and has to be part of the energy mix. *Sustainable Materials and Technologies*, 1-2: 8-16.
- Böhringer, C. & Rutherford, T. F. (2008). Combining bottom-up and top-down. *Energy Economics*, 30 (2): 574-596.
- Caglayan, D. G., Weber, N., Heinrichs, H. U., Linssen, J., Robinius, M., Kukla, P. A. & Stolten, D. (2020). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45 (11): 6793-6805.
- Chakir, A., Tabaa, M., Moutaouakkil, F., Medromi, H., Julien-Salame, M., Dandache, A. & Alami, K. (2020). Optimal energy management for a grid connected PV-battery system. *Energy Reports*, 6: 218-231.
- Chen, Y.-k., Jensen, I. G., Kirkerud, J. G. & Bolkesjø, T. F. (2021). Impact of fossil-free decentralized heating on northern European renewable energy deployment and the power system. *Energy*, 219: 119576.
- Chen, Y.-k. (2022). *Emerging challenges in the energy transition in Northern Europe: potentials and impacts* [Doktoravhandling]. Ås: Norwegian University of Life Sciences. Tilgjengelig fra: <https://static02.nmbu.no/mina/forskning/drgrader/2022-Chen.pdf> (lest 18.03.22).
- Child, M., Kemfert, C., Bogdanov, D. & Breyer, C. (2019). Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe. *Renewable Energy*, 139: 80-101.
- Cretì, A. & Fontini, F. (2019). *Economics of Electricity* 1. utg. Cambridge: Cambridge University Press.
- de Sisternes, F. J., Jenkins, J. D. & Botterud, A. (2016). The value of energy storage in decarbonizing the electricity sector. *Applied Energy*, 175: 368-379.
- DNV. (2021). *Energy Transition Outlook 2021*. Tilgjengelig fra: <https://download.dnv.com/eto-2021-download#about> (lest 14.12.2021).

- Egge, H. (2020). *Hva er egentlig grått, grønt, blått og turkis hydrogen?* Tilgjengelig fra: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2020/hva-er-egentlig-gra-gronn-bla-og-turkis-hydrogen/> (lest 27.11.2021).
- EIA. (2021). *Electricity Market Module*. Tilgjengelig fra: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/electricity.pdf> (lest 20.02.2022).
- Energinet. (2016). *Technology Data, Generation of Electricity and District Heating*. Tilgjengelig fra: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/technology_data_catalogue_for_el_and_dh_-_0009.pdf (lest 01.12.2021).
- European Climate Law. (2021). *Regulation (EU) 2021/1119 of the European Parliament and of the Council of 30 June 2021 establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulations (EC) No 401/2009 and (EU) 2018/1999* Tilgjengelig fra: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R1119&from=EN> (lest 03.02.2022).
- European Commission. (2018). *In-depth analysis in support on the COM(2018) 773: A Clean Planet for all - A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*. Tilgjengelig fra: https://ec.europa.eu/clima/system/files/2018-11/com_2018_733_analysis_in_support_en.pdf (lest 09.12.21).
- European Commission, Joint Research, C., Tarvydas, D., Politis, S., Volker, P., Medarac, H., Dalla Longa, F., Badger, J., Kober, T., Nijs, W., et al. (2018). *Wind potentials for EU and neighbouring countries : input datasets for the JRC-EU-TIMES model*: Publications Office.
- European Commission. (2020). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. Tilgjengelig fra: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf (lest 14.09.2021).
- European Commission. (2021). *A European Green Deal*. Tilgjengelig fra: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en (lest 13.09.2021).
- Eurostat. (2021a). *Complete energy balances*. Tilgjengelig fra: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_BAL_C_custom_1920393/default/table?lang=en (lest 17.01.2022).
- Eurostat. (2021b). *Final energy consumption by sector*. Tilgjengelig fra: <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ten00124/default/table?lang=en> (lest 07.01.2022).
- Eurostat. (2022). *HICP - inflation rate*. Tilgjengelig fra: <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/tec00118/default/table?lang=en> (lest 03.01.2022).
- FCH. (2019). *Hydrogen Europe Roadmap*. Tilgjengelig fra: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf (lest 01.03.2022).
- Flis, G. & Deutsch, M. (2021). *12 Insights on Hydrogen*. Tilgjengelig fra: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_H2_Insights/A-EW_245_H2_Insights_WEB.pdf (lest 07.12.2021).
- Fraunhofer. (2022). *Net electricity generation from nuclear in Germany in 2021*. Tilgjengelig fra: https://energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=en&c=DE&stacking=stacked_absolute_area&legendItems=1111110&interval=year&year=2021&source=nuclear_unit (lest 02.02.2022).
- Gea-Bermúdez, J., Jensen, I. G., Münster, M., Koivisto, M., Kirkerud, J. G., Chen, Y.-k. & Ravn, H. (2021). The role of sector coupling in the green transition: A least-cost energy system development in Northern-central Europe towards 2050. *Applied Energy*, 289: 116685.
- Github. (2021). *balmorelcommunity, MainResults2CSV*. Tilgjengelig fra: <https://github.com/balmorelcommunity/MainResults2CSV> (lest 03.03.2022).
- Golombek, R., Lind, A., Ringkjøb, H.-K. & Seljom, P. (2022). The role of transmission and energy storage in European decarbonization towards 2050. *Energy*, 239: 122159.
- Grafström, J. & Poudineh, R. (2021). *A critical assessment of learning curves for solar and wind power technologies*.
- Heider, A., Reibsch, R., Blechinger, P., Linke, A. & Hug, G. (2021). Flexibility options and their representation in open energy modelling tools. *Energy Strategy Reviews*, 38: 100737.

- Heuberger, C. F., Rubin, E. S., Staffell, I., Shah, N. & Mac Dowell, N. (2017). Power Generation Expansion Considering Endogenous Technology Cost Learning. I: Espuña, A., Graells, M. & Puigjaner, L. (red.) b. 40 *Computer Aided Chemical Engineering*, s. 2401-2406: Elsevier.
- HYARC. (u.å.). Tilgjengelig fra: <https://h2tools.org/hyarc/calculator-tools/lower-and-higher-heating-values-fuels>.
- IEA. (2011). *Harnessing Variable Renewables*. Tilgjengelig fra: <https://www.oecd-ilibrary.org/content/publication/9789264111394-en> (lest 12.12.21).
- IEA. (2019). *The future of Hydrogen*. Tilgjengelig fra: https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf (lest 19.09.2021).
- IEA. (2020). *Projected Costs of Generating Electricity*. Tilgjengelig fra: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf> (lest 10.11.2021).
- IEA. (2021). *Global Energy Review 2021*. Paris. Tilgjengelig fra: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021> (lest 10.10.2021).
- IPCC. (2021). *Climate Change 2021, The Physical Science Basis*. Sixth Assessment Report. Tilgjengelig fra: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Full_Report.pdf (lest 12.09.2021).
- IPCC. (2022). *Climate Change 2022*. Tilgjengelig fra: https://report.ipcc.ch/ar6wg2/pdf/IPCC_AR6_WGII_FinalDraft_FullReport.pdf (lest 15.03.2022).
- IRENA. (2020a). *Green Hydrogen Cost Reduction. Scaling up electrolyzers to meet the 1,5°C climate goal*. Tilgjengelig fra: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf (lest 16.09.2021).
- IRENA. (2020b). *Renewable Power Generation Costs in 2020*. Tilgjengelig fra: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf (lest 17.09.21).
- IRENA. (u.å.). *Wind Power*. Tilgjengelig fra: <https://www.irena.org/costs/Power-Generation-Costs/Wind-Power> (lest 05.03.2022).
- Kakoulaki, G., Kougias, I., Taylor, N., Dolci, F., Moya, J. & Jäger-Waldau, A. (2021). Green hydrogen in Europe – A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables. *Energy Conversion and Management*, 228: 113649.
- Koivisto, M., Das, K., Guo, F., Sørensen, P., Nuño, E., Cutululis, N. & Maule, P. (2019). Using time series simulation tools for assessing the effects of variable renewable energy generation on power and energy systems. *WIREs Energy and Environment*, 8 (3): e329.
- Kroposki, B. (2017). Integrating high levels of variable renewable energy into electric power systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 5 (6): 831-837.
- 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.
- 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.
- Martinsen, T. (2020). *Forelesning i emnet FORN330*. Ås. (17.11.2020).
- Newborough, M. & Cooley, G. (2020). Developments in the global hydrogen market: The spectrum of hydrogen colours. *Fuel Cells Bulletin*, 2020 (11): 16-22.
- Nord Pool Group. (2021). *Day-Ahead prices*. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Yearly/?view=table> (lest 06.01.2022).
- Nord Pool Group. (2022). *Day-ahead overview*. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/maps/#/nordic> (lest 05.03.2022).
- Nord Pool Group. (u.å.). *Bidding areas*. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Bidding-areas/> (lest 14.01.2022).

- Ortiz, M. M. & Nørstebø, V. S. (2021). *Business case analysis for hydrogen in European wind farms*. Tilgjengelig fra: <https://www.haeolus.eu/wp-content/uploads/2021/10/D3.5.pdf> (lest 20.10.2021).
- Palmer-Wilson, K., Donald, J., Robertson, B., Lyseng, B., Keller, V., Fowler, M., Wade, C., Scholtysik, S., Wild, P. & Rowe, A. (2019). Impact of land requirements on electricity system decarbonisation pathways. *Energy Policy*, 129: 193-205.
- Perpiña Castillo, C., Batista e Silva, F. & Lavallo, C. (2016). An assessment of the regional potential for solar power generation in EU-28. *Energy Policy*, 88: 86-99.
- Pfenniger, S., Hawkes, A. & Keirstead, J. (2014). Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33: 74-86.
- Pindyck, R. S. & Rubinfeld, D. L. (2013). *Introduksjon til mikroøkonomi*. 1. utg. Harlow: Pearson.
- 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.
- Statnett. (2020). *Langsiktig markedsanalyse. Norden og Europa 2020–2050*. Tilgjengelig fra: https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50_revidert.pdf (lest 12.08.2021).
- Swisher, P., Murcia Leon, J. P., Gea-Bermúdez, J., Koivisto, M., Madsen, H. A. & Münster, M. (2022). Competitiveness of a low specific power, low cut-out wind speed wind turbine in North and Central Europe towards 2050. *Applied Energy*, 306: 118043.
- Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G. & Edenhofer, O. (2013). System LCOE: What are the costs of variable renewables? *Energy*, 63: 61-75.
- UNCC. (2021). *The Paris Agreement*. Tilgjengelig fra: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement> (lest 13.09.2021).
- Vartiainen, E., Masson, G., Breyer, C., Moser, D. & Román Medina, E. (2020). Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 28 (6): 439-453.
- Walker, S. B., van Lanen, D., Fowler, M. & Mukherjee, U. (2016). Economic analysis with respect to Power-to-Gas energy storage with consideration of various market mechanisms. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41 (19): 7754-7765.
- Widera, B. (2020). Renewable hydrogen implementations for combined energy storage, transportation and stationary applications. *Thermal Science and Engineering Progress*, 16: 100460.
- 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.

Vedlegg I: Datagrunnlag

Appendix 1: Fullasttimer (FLH) som anvendes for de beste ressursgradene tilknyttet utvalgte områder i modellen.

Område	PV Solanlegg		Onshore vindturbiner		Offshore vindturbiner	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
DK1	1089	1112	9122	9122	4201	4540
DK2	1155	1179	8964	8964	4386	4652
DE*	1362	1233	3755	3461	4534	4765
ES	1566	1708	2969	3252	3703	4055
IT	1566	1708	2996	3282	3703	4055
PT	1566	1708	2969	3252	3703	4055
FR	1650	1685	3430	3430	4119	4369
NO1	1142	1166	7160	7160		
NO2	1043	1064	10038	10038		
NO3	939	958	9590	9590	3861	4090
NO4	817	834	9589	9589	4155	4390
NO5	1009	1031	8972	8972		
UK	1364	1033	4249	4249	4547	4682

*viser verdien tilknyttet de beste ressursgradene tilgjengelig i alle fire prisområder

Appendix 2: Årlig gjennomsnittlig inflasjonsrater i prosent for perioden 2012 til 2020 (Eurostat 2022).

Område	Inflasjonsrate
European Union (EU27-2007, EU28-2013, EU27-2020)	1,0
Utvalgte land (Danmark, Portugal, Spania, Frankrike, Italia, Norge)	0,9
Danmark	0,5
Portugal	0,5
Spania	0,6
Italia	0,6
Frankrike	0,9
Norge	2,3

Vedlegg II: Resultatdata

Appendix 3: Kraftproduksjon i BASE (TWh)

	Biogass	Kull	El-lager	Fossilt	Hydrogen	Kjernekraft	PV sol	Termisk	Vann	Vind
2020		264,26	4,16	273,86		857,02	313,91	59,64	556,69	498,44
Østerrike				0,07			14,61	0,41	56,50	6,49
Belgia			0,66			48,96	9,65	1,70	0,54	12,87
Tsjekkia		1,36				33,35	2,28	1,16	3,21	0,73
Danmark		11,97		0,24			0,75	2,16	0,03	14,56
Estland				4,50			0,05	0,98	0,02	0,71
Finland		4,68		9,05		36,07		3,12	17,62	8,23
Frankrike		0,96	0,16			450,68	11,08	5,65	61,48	34,49
Tyskland		78,45	1,30	171,69		66,99	73,29	13,22	18,45	135,20
Italia		27,93	0,32	2,78			72,18	11,04	72,07	18,63
Latvia				0,19				0,35	6,75	0,10
Litauen				0,18			0,07	0,77	0,61	1,11
Nederland		26,39				4,00	11,98	4,16	0,16	15,28
Norge								0,37	139,55	15,21
Polen		47,64	0,02	79,37			1,90	2,06	2,29	23,92
Portugal		2,67	0,15				3,35	1,45	12,68	12,48
Spania		5,07	0,35			49,71	59,38	1,45	42,45	55,54
Sverige		1,25		1,94		62,49		3,79	68,26	22,88
Sveits						27,52	8,03	1,45	48,78	0,19
Storbritannia		55,90	1,21	3,85		77,25	45,31	4,37	5,24	119,82
2030	0,00	20,98	16,04	44,31		427,12	777,42	82,31	558,18	1416,17
Østerrike							36,05	1,70	56,50	7,15
Belgia			1,15	1,05			9,65	2,26	0,54	50,29
Tsjekkia			0,12	0,16			37,94	2,30	3,21	5,85
Danmark	0,00	0,27		0,01			3,46	2,43	0,03	36,03
Estland				1,93			0,78	0,85	0,02	6,46
Finland	0,00			1,18		39,72		2,68	18,00	11,86
Frankrike			3,81			252,64	137,95	7,71	61,48	150,45
Tyskland	0,00	14,69	4,68	12,38			143,16	12,62	18,45	272,10
Italia			0,38	12,26			141,32	12,80	70,52	15,45
Latvia				0,25				0,41	6,75	6,75
Litauen			0,89	0,35			0,07	0,65	0,61	29,93
Nederland							11,98	4,57	0,16	97,42
Norge							7,70	0,26	141,95	27,83
Polen		5,91	1,53	0,04		16,50	2,49	13,15	2,29	168,95
Portugal			0,21	0,00			13,25	2,89	12,68	13,06
Spania			0,47	1,51		20,74	70,22	3,50	42,45	164,04
Sverige		0,11		0,49		49,18	6,89	5,40	68,53	31,22
Sveits						20,94	68,70	1,85	48,78	0,35
Storbritannia			2,79	12,71		27,40	85,79	4,29	5,24	320,97
2050	0,08	2,94	13,80	2,92	13,42	314,11	3332,51	64,97	558,95	2586,31
Østerrike							82,17	1,72	56,48	11,35
Belgia			0,97		0,84		48,05	2,13	0,54	41,26
Tsjekkia			0,09				64,24	1,71	3,21	23,22

Danmark						2,71	2,41	0,03	119,72
Estland			1,77			9,22	0,22		99,45
Finland					19,20		1,10	18,00	4,15
Frankrike		3,55			242,66	1070,51	7,07	61,48	463,18
Tyskland		4,21		4,10		403,53	15,91	18,45	309,99
Italia		0,41		6,23		480,39	3,61	72,12	12,27
Latvia	0,00						0,38	6,75	79,42
Litauen		0,59				0,07	0,35	0,61	51,18
Nederland				2,25		13,48	5,16	0,16	113,03
Norge						10,42	1,30	141,95	59,86
Polen	0,08	2,94	1,31	1,15	15,16	213,70	6,89	2,29	262,92
Portugal			0,23			56,99	1,81	12,64	21,70
Spania		0,00	0,54	0,01		570,63	1,80	41,71	204,27
Sverige						6,89	4,17	68,53	134,41
Sveits					19,06	133,26	1,81	48,78	0,25
Storbritannia			1,88		18,02	166,27	5,43	5,24	574,69

Appendix 4: Hydrogenproduksjon i BASE (TWh)

	ELEKTROLYSE	HYDROGENLAGER
2030	3.24	0.88
Østerrike	0.06	0.01
Belgia		0.01
Tsjekkia		
Danmark		
Estland		
Frankrike		0.00
Tyskland	0.15	0.02
Italia	0.40	0.20
Litauen	0.40	0.04
Nederland		
Norge	0.03	0.00
Polen		
Portugal	0.06	0.02
Spania	1.19	0.32
Sverige	0.02	0.00
Sveits		
Storbritannia	0.94	0.27
	2115.28	1040.71
Østerrike	39.35	19.65
Belgia	0.49	1.00
Tsjekkia	34.79	20.59
Danmark	28.54	3.62
Estland	31.43	3.36
Finland		0.69
Frankrike	736.64	405.77
Tyskland	148.39	58.25
Italia	243.02	144.82
Latvia	26.10	5.67
Litauen	13.84	4.72
Nederland	0.83	2.91
Norge	28.94	3.50
Polen	145.51	61.98
Portugal	32.55	19.83
Spania	344.59	187.27
Sverige	20.54	3.68
Sveits	77.83	48.30
Storbritannia	161.88	45.12

Appendix 5: Kraftpriser. Endringer i median og standardavvik fra BASE i 2050 (2020-EUR/MWh).

MEDIAN											
	BASE	VRE+	VRE-	PV+	PV-	VIND+	VIND-	MIX+	MIX-	RETR	RETRLAV
AT	37	16	-18	-1	-8	9	-20	9	-15	2	2
BE	36	21	-15	0	-8	8	-20	12	-15	2	3
CH	37	16	-18	-2	-8	9	-21	10	-15	3	4
CZ	37	13	-19	-2	-10	6	-21	9	-15	2	0
DE4-E	36	15	-17	0	-8	7	-20	11	-14	1	-1
DE4-N	35	16	-16	1	-8	9	-19	12	-13	0	0
DE4-S	37	19	-18	-1	-8	9	-20	10	-15	2	3
DE4-W	36	19	-16	0	-9	6	-8	9	-18	-6	-8
DK1	34	17	-14	2	-7	9	-18	14	-12	0	-3
DK2	35	17	-16	1	-8	8	-20	11	-13	1	0
EE	35	15	-17	-1	-8	6	-20	10	-13	0	0
ES	37	21	-19	-3	-10	15	-22	6	-16	2	1
FIN	36	17	-18	1	-8	9	-20	10	-14	-1	-1
FR	35	19	-16	0	-8	8	-18	11	-14	1	1
IT	39	18	-18	-2	-8	10	-22	10	-15	3	10
LT	35	13	-17	-1	-8	6	-19	10	-13	1	0
LV	35	13	-18	-2	-8	6	-20	9	-13	1	-1
NL	35	21	-14	2	-7	9	-19	14	-12	-1	0
NO1	34	17	-14	3	-7	9	-17	14	-13	-2	-3
NO2	33	17	-13	3	-6	9	-16	15	-13	-1	-2
NO3	33	15	-14	3	-7	9	-17	14	-12	0	0
NO4	30	14	-13	3	-6	9	-15	14	-10	0	2
NO5	33	17	-13	3	-6	9	-17	15	-13	-1	-2
PL	36	13	-18	-2	-9	6	-20	9	-14	2	0
PT	38	21	-17	4	-8	29	-22	8	-17	3	2
SE1	35	16	-17	1	-7	9	-19	11	-14	-1	-1
SE2	35	18	-16	1	-9	8	-19	11	-13	0	-1
SE3	35	17	-16	1	-8	9	-19	12	-13	1	0
SE4	35	16	-17	0	-8	8	-20	11	-13	1	0
UK	32	16	-13	3	-6	8	-18	16	-17	-4	-4

STANDARDVVIK (SD)											
	BASE	VRE+	VR-	PV+	PV-	VIND+	VIND-	MIX+	MIX-	RETR	RETRLAV
AT	43	3	1	3	0	2	4	4	10	27	25
BE	56	-9	5	3	-3	-11	8	-4	3	13	13
CH	52	-7	3	4	-2	-8	8	-3	6	17	12
CZ	42	3	-1	3	1	1	4	5	9	29	28
DE4-E	47	1	0	3	-2	-2	5	3	7	24	23
DE4-N	46	1	2	3	-2	-2	5	3	7	23	25
DE4-S	53	-7	3	4	-2	-9	8	-3	6	18	17
DE4-W	58	-8	5	3	2	-7	14	2	12	21	19
DK1	43	1	4	1	-2	-1	6	1	7	23	26
DK2	44	2	-2	1	-1	0	2	3	7	23	23
EE	27	6	-7	0	3	7	-4	8	-5	-1	-2
ES	52	-9	0	2	-3	-10	1	-7	1	-6	-6
FIN	25	6	-5	0	4	7	-3	8	-5	1	2
FR	51	-8	3	4	-3	-10	7	-4	5	-20	-21
IT	54	-7	6	2	-1	-8	7	-3	5	17	13
LT	36	5	-4	2	1	5	2	6	5	-7	-9
LV	31	5	-7	2	2	6	-3	8	5	-5	-6
NL	57	-9	6	4	-4	-12	10	-4	6	13	13
NO1	30	0	-1	2	2	2	3	3	1	-6	-9
NO2	37	1	-1	0	-1	1	3	3	7	22	-17
NO3	24	6	-6	0	3	7	-4	5	-5	-1	-2
NO4	23	6	-6	0	4	7	-4	6	-6	1	2
NO5	30	0	-1	2	2	2	3	3	1	-5	-9
PL	38	5	-3	2	1	4	2	5	8	1	3
PT	51	-8	0	2	-3	-9	1	-7	1	-5	-5
SE1	24	5	-7	0	3	6	-5	6	-6	0	-1
SE2	25	6	-7	0	3	6	-5	5	-5	0	-1
SE3	32	4	-2	2	2	4	4	4	5	-6	-8
SE4	35	5	-3	2	1	4	3	6	7	-7	-9
UK	56	-10	4	3	-4	-12	7	-4	2	10	15



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway