



Vindkraft og hydrogen - innovativ diversifisering for økonomisk levedyktighet?

Lønnsomhetseffekten av hydrogenproduksjon hos nordiske vindkraftprodusenter i 2015 til 2022: en beslutningsanalyse

Truls Sildnes Baklid og Vegard Johnson Joranger

Veileder: Stein Ivar Steinshamn

Masterutredning i Energi, Naturresurser og Miljø
& Finansiell Økonomi

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomi- og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen eller sensorer innestår for de metoder som er anvendt, resultater som er fremkommet eller konklusjoner som er trukket i arbeidet.

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet som avsluttende del av masterstudiet i Økonomi og Administrasjon ved Norges Handelshøyskole (NHH), innenfor profilene Energi, Naturressurser og Miljø (ENE) og Finansiell Økonomi (FIE). Arbeidet har vært både krevende og spennende.

Vi ønsker å takke Nord Pool og ENTSO-E for tilgang til deres database. I tillegg vil vi rette en takk til Lazard. Uten dere ville ikke denne oppgaven vært gjennomførbar.

Vi ønsker også å rette en stor takk til vår veileder, Stein Ivar Steinshamn, som har bistått oss gjennom hele prosessen. Takk for din hjelpsomhet og tålmodighet.

Avslutningsvis vil vi uttrykke takknemlighet til våre medstudenter for en minneverdig tid på NHH, samt familie og venner.

Norges Handelshøyskole

Bergen, desember 2023

Truls Sildnes Baklid

Vegard Johnson Joranger

Sammendrag

I denne oppgaven adresseres lønnsomhetsutfordringen vindkraftprodusenter står ovenfor som følge av vindens uregulerbare natur. Hovedmålet med studien er å avgjøre hvorvidt vindkraftprodusenter kan diversifisere inntekten sin ved å implementere hydrogenproduksjon for å utnytte variasjon i strømprisen og sikre stabil inntjening. For å nå dette målet anvender oppgaven historisk data på strømpris og vindkraftproduksjon i Norden, og utvikler en beslutningsmodell som time for time vil avgjøre om det lønner seg å produsere hydrogen eller selge strøm direkte. Videre gjennomføres en sensitivitetsanalyse for å vurdere effekten av endringer i nøkkelparametere. Resultatene fra analysen antyder at hydrogenproduksjon kan være en effektiv strategi for å stabilisere og øke lønnsomheten i vindkraftprosjekter. Dette skyldes hovedsakelig hydrogenproduksjonens evne til å tilby en alternativ inntektsstrøm i perioder med mye vind og lave strømpriser, noe som effektivt reduserer den økonomiske risikoen forbundet med vindenergiens uforutsigbarhet. Funnene indikerer at merprofitt fra hydrogenproduksjon drives av lave strømpriser og økt landbasert vindkraftproduksjon over analyseperioden. Således vil oppgavens resultater kunne motivere og tilrettelegge for økt utbygging av effektiv og subsidiefri fornybar kraft, og bidra til å nå forpliktelsene satt ved Parisavtalen.

Abstract

This study addresses the profitability challenge faced by wind power producers due to the unpredictable nature of wind. The primary objective of the research is to determine whether wind power producers can diversify their revenue by integrating hydrogen production to capitalize on electricity price fluctuations and ensure stable earnings. To achieve this objective, the study utilizes historical data on electricity prices and wind power production in the Nordic countries and develops a decision model that on an hourly basis determines whether it is more profitable to produce hydrogen or to sell electricity directly. Furthermore, a sensitivity analysis is conducted to assess the impact of changes in key parameters. The results of the analysis suggest that hydrogen production can be an effective strategy for stabilizing and enhancing the profitability of wind power projects. This is mainly due to hydrogen production's ability to provide an alternative revenue stream during periods of high wind and low electricity prices, effectively reducing the economic risk associated with the unpredictability of wind energy. The findings indicate that the additional profit from hydrogen production is driven by low electricity prices and increased onshore wind power production over the analysis period. Consequently, the results of this study may motivate and facilitate the expansion of efficient and subsidy-free renewable energy, contributing to the fulfillment of the commitments set by the Paris Agreement.

Forkortelser

AEL	Alkalisk Elektrolyse
CAPEX	Capital Expenditure
CO₂	Karbondioksid
EU	Den europeiske union
FIT	Feed-in tariff
GW	Gigawatt
H₂	Hydrogen
kg	Kilogram
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt timer
LCOE	Levelized cost of energy
LCOH	Levelized cost of hydrogen
MW	Megawatt
MWh	Megawatt timer
NOK	Norsk krone
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
OPEX	Operational Expenditure
PEM	Proton Elektrolytt Membran
SOEC	Fastoksielektrolyse
TWh	Terrawatt timer
USD	Amerikansk dollar

Innholdsfortegnelse

1. INTRODUKSJON.....	1
2. LITTERATURGJENNOMGANG	5
3. ENERGIPRODUKSJON OG PRISER.....	7
3.1 VINDKRAFT.....	7
3.1.1 Definisjon.....	7
3.1.2 Status i Norden.....	7
3.1.3 Intermittency-problemet.....	10
3.1.4 Økonomi.....	12
3.2 HYDROGENPRODUKSJON.....	13
3.2.1 Hydrogen	13
3.2.2 Hydrogentyper	15
3.2.3 Elektrolyse	18
3.2.4 AEL eller PEM.....	19
3.2.5 Konvertering, lagring og transport.....	19
3.3 ENERGIPRISER	21
3.3.1 Nord Pool.....	21
3.3.2 Markedsoperasjoner og prisområder	22
3.3.3 Day-ahead pricing	22
3.3.4 Effektivitetsgevinster	23
3.3.5 Tariffer og støtteordninger.....	23
4. METODE	27
4.1 LINEÆR BESLUTNINGSMODELL	27
4.1.1 Modell.....	27
4.1.2 Variabler og parametere.....	30
4.1.3 Profittberegning:.....	31
4.2 FORUTSETNINGER	32
4.3 BEGRENSNINGER VED MODELLEN	33
5. DATA	35
5.1 VINDKRAFT.....	35
5.1.1 Produksjonsdata	35
5.1.2 LCOE for landbasert vindkraft	35
5.2 STRØMPRISER.....	36
5.3 HYDROGEN	36
5.3.1 Hydrogenpris	36
5.3.2 LCOH.....	37
5.3.3 Konvertering, lagring og transport.....	40

5.4	VALUTAKURSER.....	43
6.	ANALYSE, TOLKNING OG DISKUSJON	45
6.1	PROFITANALYSE.....	45
6.1.1	<i>Presentasjon av resultater</i>	<i>45</i>
6.1.2	<i>Utvikling i strømpris</i>	<i>47</i>
6.1.3	<i>Utvikling i vindkraftproduksjon</i>	<i>51</i>
6.1.4	<i>Prisområder med potensiale i Norden</i>	<i>54</i>
6.1.5	<i>Stabil inntjening og diversifiseringseffekt</i>	<i>58</i>
6.2	SENSITIVITETSANALYSE.....	59
6.2.1	<i>Hydrogenpris</i>	<i>59</i>
6.2.2	<i>LCOH.....</i>	<i>60</i>
6.3	OPPSUMMERING AV FUNN	62
6.4	ANBEFALINGER FOR VIDERE ARBEID	63
6.4.1	<i>Utvidelse av modell.....</i>	<i>63</i>
6.4.2	<i>Teknologiske fremskritt.....</i>	<i>64</i>
7.	OPPSUMMERING OG KONKLUSJON	67
	REFERANSER	68
	APPENDIKS	79

Figurliste

Figur 3.1: Installert vindkraftkapasitet i Norden (MW)	9
Figur 3.2: Kraftproduksjon fra landbasert vindkraft (MWh)	10
Figur 3.3: Globalt annonserte hydrogenprosjekter.....	15
Figur 3.4: Fremstilling og bruksområde for grønt og blått hydrogen	17
Figur 3.5a: Strømsoner i Norden.....	22
Figur 3.5b: Formasjon av systemprisen for elektrisitet på Nord Pool markedet	22
Figur 5.1: LCOE for forskjellig kraftproduksjon	36
Figur 5.2: Kostnader for tilstandskonvertering, lagring og transport med rørledning	41
Figur 5.3: Kostnader for tilstandskonvertering, lagring i tank og transport med skip	41
Figur 5.4: Kostnader for distribusjon av hydrogen	42
Figur 6.1: Merprofitt oppnådd ved implementering av hydrogenproduksjon.....	46
Figur 6.2: Utvikling i pris over perioden 2015 til 2022.	48
Figur 6.3: Prosentvis utvikling i vindkraftproduksjon fra 2015 til 2022	52
Figur 6.4: Profittberegning Norge	55
 Appendiks	
Figur A1: Profittberegning Danmark.	90
Figur A2: Profittberegning Finland.....	91
Figur A3: Profittberegning Sverige.....	92

Tabelliste

Tabell 4.1: Nordiske prisområder	30
Tabell 4.2: Oversikt over variabler og parametere.	30
Tabell 5.1: LCOH	38
Tabell 5.2: Valutakurser	43
Tabell 6.1: Profitt hydrogenproduksjon, strømsalg og merprofitt	47
Tabell 6.2: Standardavvik i strømpris	51
Tabell 6.3: Prosentvis standardavvik landbasert vindkraft og total kraftproduksjon	53
Tabell 6.4: Produksjon av landbasert vindkraft, total kraftproduksjon	56
Tabell 6.5: Merprofitt ved ulike hydrogenpriser og LCOH	59
Tabell 6.6: Antall timer brukt til hydrogenproduksjon per år	61

Appendiks

Tabell A1: Utvikling i gjennomsnittspris for de nordiske prisområdene.	79
Tabell A2: Prosentvis standardavvik til landbasert vindkraftproduksjon.	80
Tabell A3: Prosentvise standardavvik for all kraftproduksjon	80
Tabell A4: Prisstatistikk for NO1 gjennom analyseperioden	81
Tabell A5: Prisstatistikk for NO2 gjennom analyseperioden	81
Tabell A6: Prisstatistikk for NO3 gjennom analyseperioden	82
Tabell A7: Prisstatistikk for NO4 gjennom analyseperioden	82
Tabell A8: Prisstatistikk for NO5 gjennom analyseperioden	83
Tabell A9: Prisstatistikk for DK1 gjennom analyseperioden	83
Tabell A10: Prisstatistikk for DK2 gjennom analyseperioden	84
Tabell A11: Prisstatistikk for FI gjennom analyseperioden	84
Tabell A12: Prisstatistikk for SE1 gjennom analyseperioden	85
Tabell A13: Prisstatistikk for SE2 gjennom analyseperioden	85
Tabell A14: Prisstatistikk for SE3 gjennom analyseperioden	86
Tabell A15: Prisstatistikk for SE4 gjennom analyseperioden	86
Tabell A16: Årlig kraftproduksjon i Danmark	87
Tabell A17: Årlig kraftproduksjon i Finland	88
Tabell A18: Årlig kraftproduksjon i Sverige	89
Tabell A19: Sensitiviteten til merprofitt for NO1.	93

Tabell A20: Sensitiviteten til merprofitt for NO2.	93
Tabell A21: Sensitiviteten til merprofitt for NO3.	94
Tabell A22: Sensitiviteten til merprofitt for NO4.	94
Tabell A23: Sensitiviteten til merprofitt for NO5.	95
Tabell A24: Sensitiviteten til merprofitt for DK1.	95
Tabell A25: Sensitiviteten til merprofitt for DK2.	96
Tabell A26: Sensitiviteten til merprofitt for FI.	96
Tabell A27: Sensitiviteten til merprofitt for SE1.	97
Tabell A28: Sensitiviteten til merprofitt for SE2.	97
Tabell A29: Sensitiviteten til merprofitt for SE3.	98
Tabell A30: Sensitiviteten til merprofitt for SE4.	98

1. Introduksjon

I Norden er energimiksen i stor grad preget av væravhengige energikilder, spesielt vannkraft, vindkraft og i økende grad solenergi. Disse fornybare energikildene er bærekraftige alternativer til fossile brensler, men deres produksjon kan variere betydelig avhengig av værforholdene. For eksempel kan vannkraftproduksjonen være avhengig av nedbørmengder, mens vindkraft er avhengig av vindforhold. Dette fører til perioder med overskuddsproduksjon når forholdene er gunstige, og potensielle underskudd når de ikke er det.

Det siste tiåret har vi sett en betydelig økning i utvikling av fornybare energikilder. Utviklingen i landbasert vindkraft er en av de mest fremtredende og utgjør i dag en vesentlig andel av total kraftproduksjon i Norden. Økt produksjon har skjedd samtidig som strømprisen har endret seg fra å være stabilt lav til mer volatil, med periodevis ekstremt lave og ekstremt høye priser. Denne oppgaven ønsker å utforske profittmuligheter som har åpnet seg for den enkelte vindkraftprodusent i Norden som følge av den sammensatte utviklingen i produksjon og pris, spesielt med fokus på vindkraftens uregulerbare natur.

Selv om vindkraft er i stor utvikling, kommer ikke produksjonen uten komplikasjoner. I tillegg til at landbasert vindkraft er plasskrevende, har vinden sitt eget sett av utfordringer spesielt knyttet til det som kalles «intermittency», eller intermittens på norsk. Problemet med intermittens ved vindkraft refererer til den uforutsigbare naturen rundt vindenergiproduksjon. Vindturbiner produserer strøm basert på vindstyrken, og ved slik væravhengighet kan det oppstå perioder med lav eller ingen produksjon når det ikke blåser. Dette representerer en økonomisk utfordring for vindkraftprodusenter. Under slike lavproduksjonsperioder, spesielt når strømprisen er høy, går vindkraftprodusenter glipp av potensielle inntekter ved å ikke kunne levere strøm til nettet. På den annen side kan det i perioder med mye vind oppstå en overproduksjon av strøm, noe som kan føre til en reduksjon i strømprisene på grunn av det økte tilbudet.

Inntektsiden ved drift av væravhengig kraftproduksjon er uforutsigbar og til tider ulønnsom i perioder med lave strømpriser. Selv om vannkraft er en væravhengig kraftkilde er den samtidig regulerbar, som betyr at man som produsent kan tilpasse drift til fluktuasjoner i strømpris. I tillegg har vannmagasiner tradisjonelt vært en sentral løsning i Norden og spesielt i Norge, hvor overskuddsenergi enkelt kan lagres ved å holde vann i magasinene eller pumpe det opp i høyereliggende reservoarer for senere bruk. Vindkraft er derimot en uregulerbar energikilde

som krever at den enten brukes eller lagres gjennom eksterne lagringsmekanismer når den produseres. Batterilagring av overskuddsstrøm er et voksende område spesielt for korttidslagring og balansering av raske fluktuasjoner i strømmettet, men har per nå høye kostnader på grunn av utviklingen i elbilmarkedet som kjemper om de samme knappe ressursene (Patel, 2019). Et annet alternativ er å gjøre om elektrisitet til hydrogen når strømprisen er lav, som videre kan selges eller brukes i transport og industri.

Vindkraft har også blitt en viktig aktør i det globale energimarkedet, med dens miljøvennlige egenskaper og evne til å redusere avhengigheten av fossile brensler. Spesielt i Norden har vindkraft blitt en sentral del av energimiksen, mye på grunn av gunstige klimaforhold, støttende politikk og to viktige initiativer; Parisavtalen og EUs Green Deal.

Undertegnelsen av Parisavtalen markerer et viktig skille for verdens utslippspolitik. Den europeiske union (EU) er blant de 196 partene som har signert den bindende avtalen for bekjemping av energirelaterte CO₂-utslipp (Wörzdörfer & Howes, 2020). Parisavtalen fremhever fornybar energi som essensielt for fremtiden, og forventer at 95% av veksten i global strømproduksjon skal komme fra disse energikildene (United Nations Climate Change, 2021). Dersom avtalens ambisiøse mål om nullutslipp av menneskeskapt klimagasser og begrensning av global temperaturøkning til under 2 grader celsius skal være oppnåelig innen 2050 er fornybare energikilder helt avgjørende (Wörzdörfer & Howes, 2020; Cornwall, 2020). Målene er delt opp stegvis, slik at det i første omgang siktes mot en reduksjon på 45% av drivhusgasser innen 2030 (United Nations, 2023). Vindkraft blir utpekt som en nøkkelbrikke i overgangen fra fossile brensler til utslippsfri kraftproduksjon (European Commission, u.å.).

Europakommisjonens Green Deal er en handlingsplan for å gjøre Europa til det første klimanøytrale kontinentet innen 2050, og støtter opp om viktigheten av vindkraft i tiden fremover. Dersom dette skal være oppnåelig har kommisjonen satt som mål at minimum 42,5% av energien skal komme fra fornybare energikilder innen 2030, hvorav vindkraft er spådd en økning fra 204 GW til over 500 GW (European Commission, 2023a). En slik utvidelse krever en utbygning på over 30GW i vindkraftinfrastruktur årlig dersom målet skal nås (WindEurope, 2023). I tillegg er planen at havvind skal dekke 30% av elektrisitetsbehovet i kontinentet ved 2050, med opp mot 450 GW kapasitet (Freeman, et al., 2019). Følgelig er utvikling av eksisterende forsyningskjeder for vindenergi og utbygging av anlegg en nødvendig driver for avkarboniseringen hvor vindkraft spiller en viktig rolle; både globalt og i Europa.

Økningen i vindkraft som variabel energikilde vil lede til mer variasjon i strømproduksjonen, og følgelig fremheve problemet med intermittency. Dette gjør at det vil være nyttig og interessant å undersøke hvordan inntekspotensialet fra vindkraft varierer med vindstyrken. Mer spesifikt ønsker vi å se nærmere på en strategi for å optimalisere inntektene under slike fluktuasjoner, ved å kombinere direkte strømsalg med produksjon og salg av hydrogen. En mulig løsning på intermittens-problemet kan nemlig være å diversifisere energiproduksjonen ved å redusere strømtilførselen i perioder med mye vind og lav strømpris. I stedet for å levere overskuddsstrømmen til nettet, kan energien omdirigeres til alternative metoder som produksjon av hydrogen som senere kan selges for å øke lønnsomhet når det blåser lite. En slik utvidelse av forsyningskjeden ved vindkraft kan bidra til å nå målene satt gjennom Parisavtalen og Green Deal, da utbygging og drift av vindkraftverk vil bli mer attraktivt ettersom vi får en jevnere og i større grad forutsigbar inntjening. I tillegg er hydrogen produsert fra vindkraft i seg selv en viktig faktor for det grønne skiftet i forurensende sektorer som tungindustri- og transport, hvor det er estimert en stor økning i etterspørselen etter slikt hydrogen (DNV GL, 2019).

Dette leder oss til oppgavens problemstilling:

Kan vindkraftprodusenter sikre lønnsom drift ved å diversifere inntekten til å inkludere produksjon og salg av hydrogen?

For å svare på dette vil vi i kapittel 2 presentere relatert litteratur før vi i kapittel 3 forklarer relevant teori. Deretter vil vi i kapittel 4 ta for oss utforming av beslutningsmodellen som benyttes for å besvare problemstillingen. Dataen modellen skal behandle presenteres i kapittel 5, før analyse og diskusjon gjøres i kapittel 6.

2. Litteraturgjennomgang

Det er gjort betydelig forskning på produksjon av hydrogen ved hjelp av vindkraft, og spesielt har denne forskningen skutt fart de siste årene i takt med utviklingen av havvindsprosjekter. Imidlertid fokuserer de fleste av studiene på havvind og utbygging av hydrogenproduksjonsanlegg i tilknytning til utbygging av havvind-parkene. En viktig rapport i denne sammenhengen ble publisert i 2021 av Clean Energy States Alliance. Denne rapporten ser nærmere på Europas tilnærming til utviklingen av grønt hydrogen fra havvind, og fremhever spesielt viktigheten av dette for å nå klimamålene for fremtiden. Europa vil ifølge Clean Energy States Alliance (2021) ha en ledende posisjon i arbeidet mot utviklingen av grønn hydrogenproduksjon, og peker på store kapasitetsmål for havvind, synkende kostnader og fokus på avkarbonisering som viktige faktorer for at havvind skal lykkes. Til tross for at det finnes pilotprosjekter er det betydelige utfordringer for bred implementering på europeisk sokkel, spesielt knyttet til politiske barrierer, kostnader og utslipp ved etablering.

Videre er det publisert to viktige rapporter om hydrogenets fremtid; én med global tilnærming av IEA og én med norsk tilnærming av DNV GL. IEA (2019) har gjennomført en omfattende analyse av nåværende hydrogenproduksjon og fremtidsutsiktene, og forutser en reduksjon på 30% i produksjonskostnadene for hydrogen fra fornybare kraftkilder som vind, vann og sol innen 2030. Denne reduksjonen vil være drevet av oppskaleringen i global hydrogenproduksjon samtidig som kostnadene vil falle for produksjonen av fornybar energi. Rapporten understreker likevel den nåværende utfordringen med høye produksjonskostnader og dominansen av hydrogenproduksjon fra fossile brensler (IEA, 2019).

DNV GL (2019) ser på fremtiden for hydrogen som en utslippsfri energibærer gjennom norske øyne, og konkluderer med at fremstillingen av hydrogen gjennom elektrolyse er en av de mest gjennomførbare teknologiene her i landet. Elektrolyse kan gjøres ved hjelp av vind som innsatsfaktor, som er nettopp det vi ser på i denne oppgaven. Videre peker DNV GL (2019) på klimapolitikken som en viktig faktor for fremtidig hydrogenetterspørsel i Norge, og at denne hovedsakelig vil komme fra industri- og transportsektoren.

Selv om kombinasjonen av havvind og hydrogenproduksjon er spådd som en av de mest optimale løsningene for fremtiden, har det også blitt gjort studier for landbasert vindkraft, riktignok for to spesifikke land. Den første studien undersøker kostnadene ved hydrogen produsert fra vindkraft i Kina, men både studiets metoder og resultater er antatt å være like

anvendelig for land som Danmark som også aktivt støtter og forsker på produksjonen av grønt hydrogen (McElroy, et al., 2021). For studien i Kina utviklet forskerne et integrert kraft-til-hydrogen rammeverk og gjennomførte en analyse basert på virkelige data fra den indre vestre Mongolia-regionen. Dette rammeverket kombinerte time for time data ved drift av både vindkraftsystemene og hydrogenproduksjonen sammen med en detaljert analyse av vinden som ressurs. Forskerne fant at med en investering i landets vindkraft på 50GW kunne produksjonen av hydrogen møte all industriell etterspørsel i regionen til 1,52 USD/kg, som er konkurransedyktig med de alternative forurensende fremstillingene av hydrogen (McElroy, et al., 2021). I likhet så Mostafaeipour, Qolipour og Goudarzi (2018) på muligheten for produksjon av hydrogen ved hjelp av vindturbiner i Iran og fant at dette var gjennomførbart ved oppgradering av vindturbinene som er i bruk. Studien brukte en DEMATEL metode og kikker i større grad teknoøkonomisk på problemet enn vår beslutningsmodell for det økonomiske perspektivet vil gjøre.

Til slutt er det gjort en interessant studie av Andersson og Grönkvist (2021) som vil være relevant for oppgavens problemstilling. De to svenske forskerne så på muligheten for økt profitabilitet fra hydrogenproduksjon tilknyttet stålindustri ved å produsere hydrogen mens strømprisen var lav, for deretter å lagre hydrogenet og selge når prisen var høy. Studien baserer seg på antakelsen om at hydrogenprisen følger strømprisen tett, og benytter svensk strømdata for perioden 2013 til 2018. Konklusjonen var at slik hydrogenproduksjon viste seg å være ulønnsom grunnet for stor avstand mellom pristoppene (Andersson & Grönkvist, 2021). Dette er interessant for oss da vi gjennomfører analysen i en periode med vesentlig høyere prisvolatilitet.

Fellesnevneren for de fleste studiene og forskningen på dette området er at fåtallet ser på problemet fra en vindkraftaktør sitt perspektiv. Globale klimamål, forurensing, sikring av kraftforsyning og statens inntjening er i hovedfokus, og studiene glemmer dermed å se på lønnsomheten til produsentene som står bak denne kraftproduksjonen, og hvordan denne svinger i takt med vindens uregulerbare natur. I tillegg er mye av dagens ressursbruk rettet mot havvind, som gjør at landbasert vindkraft og oppgradering av allerede eksisterende infrastruktur ofte ender i glemmeboka.

3. Energiproduksjon og priser

Kapittel 3 går gjennom det teoretiske grunnlaget modellen og analysen bygger på. Dette omhandler i hovedsak tre kategorier; vindkraft, hydrogen og energipriser.

3.1 Vindkraft

Delkapittelet vil definere vindkraft, hvilken rolle vindkraft har i Nordens energimiks og den sentrale svakheten ved vindkraft som energikilde.

3.1.1 Definisjon

Vindkraft er konseptet å bruke vindturbiner til å produsere strøm ved å omdanne bevegelsesenergi fra vinden til elektrisk energi. En vindturbin består typisk av tre «vinger» eller rotorblader, som fanger opp denne bevegelsesenergien. Disse turbinvingene er festet på en horisontal aksel ofte kalt for «rotoren», som selv er sammenkoblet med en generator i maskinhuset, omtalt som «nacellen». Maskinhuset er festet på et tårn som står ned i bakken. Prosessen foregår ved at vingene fanger opp bevegelsesenergi fra vinden, og videre overfører denne kraften ved hjelp av rotoren inn til generatoren i nacellen (Statkraft, u.å. a). For å maksimere effektiviteten kan vingebladene justeres basert på vindens retning og styrke, slik at vindressursen utnyttes så godt som mulig enten det blåser lite eller mye. Høyere vindhastighet gir økt generering av elektrisitet opp til et visst nivå, avhengig av turbinmodellen. Blir vinden for sterk vil vindturbinene stenge seg ned for å unngå skader (Good Energy, 2023). En standard turbin med effekt mellom 2-5 MW plasseres ideelt sett i områder som fjelltopper eller kystlinjer hvor vinden er konstant, stabil og kraftig, og har en gjennomsnittlig produksjon på om lag 6 000 MWh per år (Statkraft, u.å. a; Good Energy, 2023).

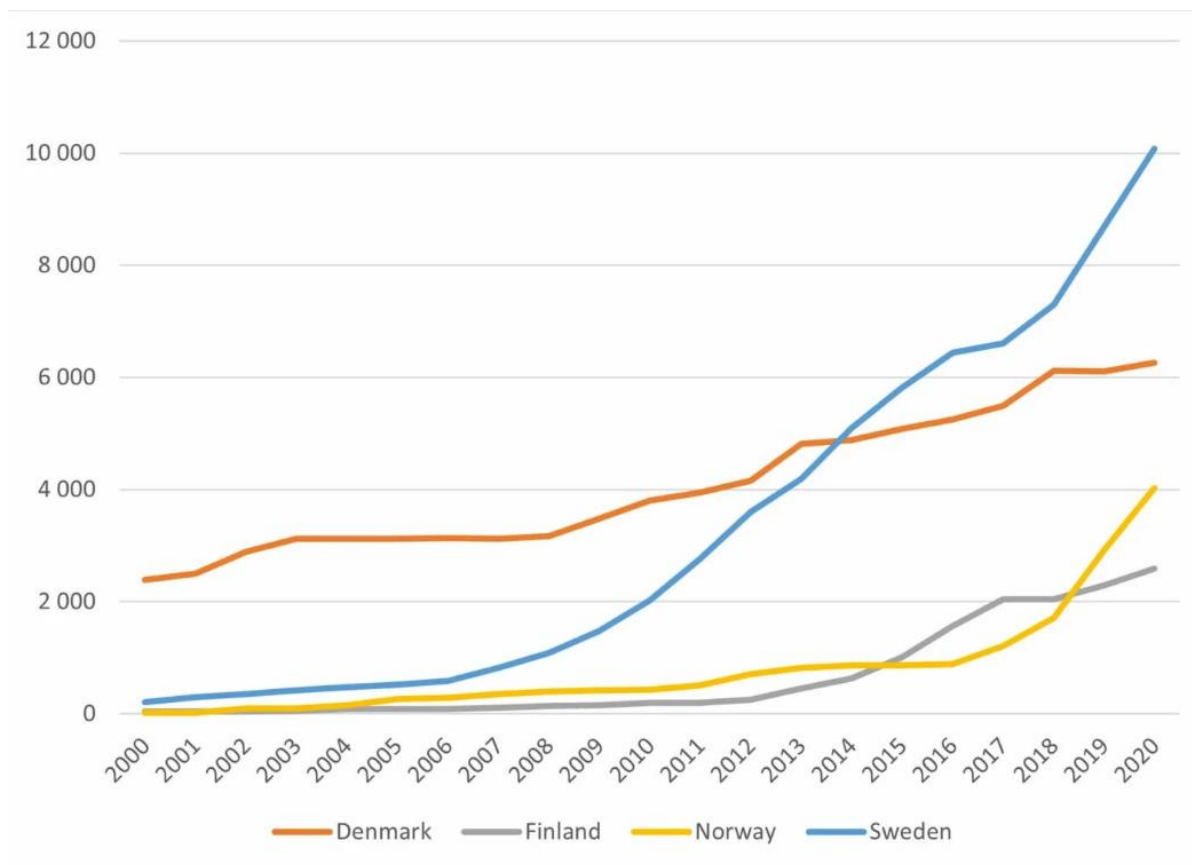
3.1.2 Status i Norden

De nordiske landene står for en betydelig andel av strømekSPORT til Europa, og produserer i dag majoriteten av all kraft ved hjelp av utslippsfrie energikilder, inkludert kjernekraft for Sverige og Finland (Nordic Energy Research, 2021). Med sine geografiske fordeler deler landene i Norden et engasjement for fornybar energi, hvor vindkraft spiller en sentral rolle. Integreringen av vindkraft i energimiksen har vært en jevn progresjon de siste tiårene med

Danmark i spissen - kjent for å ha verdens høyeste andel av vindkraft i sin miks (Olano, 2022). Trenden ser heller ikke ut til å snu, og både Sverige, Finland og Danmark er forventet å øke kapasiteten for fornybar energiproduksjon betraktelig frem mot 2030. Samlet i disse landene er storskala landbasert vindkraft og solenergi alene forventet å øke fra en samlet produksjon på 32 GW i 2022 til 74 GW innen 2030, hvor landbasert vindkraft skal stå for hele 61,5 GW av den installerte kapasiteten (Rystad Energy, 2022).

I Norge har det vært stor utbygning av vindkraft de siste årene, og i 2016/2017 opplevde man en bølge av prosjekter som følge av at teknologiske prognoser for landbasert vindkraft i Norge omsider pekte mot lønnsom drift. Store naturinngrep resulterte i nasjonale protester og lokal motstand mot utbygging og følgelig stopp i ny vindkraftutvikling, som Norge fortsatt er preget av i dag. Selv om det har blitt innført lovgivningsendringer som gir lokale politikere mer innflytelse, vil det sannsynligvis bli lite ny landbasert vindutvikling her i landet fremover (Fridtjof Nansen Institute, 2023).

Sverige har i likhet med Norge hatt en betydelig utvikling i vindkraft de siste årene, som følge av at større lokal involvering har bidratt til å dempe konflikter og hindre motstand. Danmark, en av pionerne innenfor vindkraft og utviklingen av dette feltet, må i dag i **Figur 3.1** se seg slått av Sverige i installert vindkraftkapasitet. Til tross for at Sverige ikke begynte satsingen på fornybar energi før i 2003 er de nå i toppen i Europa, og stod i 2021 for høyeste antall ny landbasert vindkraftutbygging (Fridtjof Nansen Institute, 2023; WindEurope, 2022).



Figur 3.1: Installert vindkraftkapasitet i Norden (MW). Hentet fra figur i (Fridtjof Nansen Institute, 2023).

I likhet med Norge stiger nå motstanden mot utbyggingen i Sverige, spesielt på grunn av den økende høyden på vindturbinene. Dette var riktignok en forutsetning som forelå for at landbasert vind skulle lønne seg kommersielt, men som nå i økende grad skaper splid i landet (Fridtjof Nansen Institute, 2023).

Danmark er i tillegg til sin store kapasitet for landbasert vindkraftproduksjon også en av verdens fremste nasjoner når det gjelder havvind, med sine gunstige områder i Østersjøen og Nordsjøen. Den danske regjeringen satte nylig mål om utviklingen i havvind og tilhørende prosjekter, og det er ventet at Danmark nesten vil firedoble kapasiteten innen 2030 (Rystad Energy, 2022). Likevel er landbasert vindkraft fortsatt en essensiell del av kraftproduksjonen i landet, selv om utviklingen de siste årene har vært sentrert rundt havvind. Dette kan vi se av **Figur 3.2** som viser en flat utvikling i strømproduksjonen fra landbasert vindkraft i Danmark, til tross for at den samlede kapasiteten fra vindkraft har økt.



Figur 3.2: Kraftproduksjon fra landbasert vindkraft i perioden 2015 til 2022. Produksjon i millioner MWh.

Til slutt har vi Finland som befinner seg i en veldig annerledes situasjon enn de øvrige landene. Hovedutfordringen for finsk vindkraft er de militære radarinstallasjonene som er bygd like ved grensa mot Russland. Vindturbiner plassert for nære vil kunne skape signalforstyrrelser, som er grunnen til at det finske militæret har løyve til å begrense utbyggingen av vindkraft innen 40km fra disse radarene (Fridtjof Nansen Institute, 2023). Likevel økte den finske produksjonskapasiteten for vindkraft med 75% i 2022, som nå er industrien i landet med høyest årlig investeringsvillighet. Vindkraft er i dag også den raskeste og mest kostnadseffektive elektrisitetsproduksjonen å bygge ut i Finland (Symons, 2023).

Selv om det i dag er gode fremtidsutsikter for vindkraft, vil den væreavhengige naturen til slik kraft være utsatt for fremtidige klimaendringer (Robbins, 2022). Om dette kun er negativt for vindkraft er vanskelig å bedømme fra dagens perspektiv, ettersom ekstremvær kan medføre mye og sterk vind. Dog er det viktig å huske på at vindturbiner har en viss maksgrense for vindhastighet, slik at ekstremvær med mye vind ikke nødvendigvis er positivt over en viss grense (Good Energy, 2023; Energy5, 2023).

3.1.3 Intermittency-problemet

Et felles problem for alle vindkraftaktører er at det i tider med lav strømpris og mye vind ikke lønner seg å levere kraft til nettet. Vindkraftprodusenter kan ikke selv bestemme når det skal

blåse, og er således avhengig av været for å drive lønnsomt. Dette er det vi kaller intermittensproblemet, som kommer av det engelske ordet «intermittency». Intermittens refererer til vindens iboende natur, som er både uregulerbar, uforutsigbar og varierende, som gjør at optimalisering av vindkraftproduksjon for lønnsomhet blir mer komplisert. Dette problemet er også til stede i andre fornybare energisektorer som eksempelvis solkraft, nettopp fordi denne kraften også er avhengig av været for sin profitabilitet (Energy Exploration Technologies, 2023).

Variasjon og svingninger i vindtilførselen svekker påliteligheten til produksjon av strøm fra vindkraft, og er derfor viktig å adressere for å maksimere de økonomiske fordelene ved vindkraft – spesielt i tiden fremover. Svingningene kan på grunn av meteorologiske faktorer forekomme over forskjellige tidsrammer; det kan være snakk om årstider, eller det kan være snakk om sekunder. Slik uforutsigbarhet byr på utfordringer for en effektiv økning i vindkraft som produsent av fremtidig grønn energi, nettopp fordi det krever flere reguleringsmekanismer for å tilpasse forholdet mellom tilbud og etterspørsel av strøm. For at dette skal lykkes kreves bruk av energilagringssystemer eller reservestrømkilder for å opprettholde balansen (GTG, u.å.).

En nytenkende og fremtidsrettet løsning på dette problemet er å produsere hydrogen i perioder med mye vind og lav strømpris. Hydrogenproduksjonen vil både fungere som en lagringssystem for overskuddsenergi og en alternativ inntektskilde, som begge vil bidra til å øke den økonomiske levedyktigheten til vindkraftproduksjon og prosjekter. Ved å fremstille hydrogen gjennom elektrolyse, som vi kommer tilbake til i delkapittel 3.2, kan man oppnå en utslippsfri metode å håndtere intermittensproblemet på (Shah, Gan, & Ladella, 2021).

I tillegg er det gjort interessant forskning av Nøland og Hjelmeland (2023) som peker på fornybareenergiparadokset ved vindkraft. Dersom det blir for stor andel utbygd vindkraft vil det være mager inntjening når det faktisk blåser, og prisene kan synke til negative verdier. Denne kannibalisierende effekten vil følgelig virke negativt inn på aktørene i markedet, da økt utbygging resulterer i lavere inntekt. NTNU-forskerne trekker frem produksjon av hydrogen som nødvendig for å utnytte uforutsigbarheten i vindenergien og for å ivareta forsyningsikkerheten (Ånestad & Holter, 2023; Nøland, Karekezi, & Hjelmeland, 2022).

3.1.4 Økonomi

Vindkraftprodusenter tjener penger ved å selge kraften til strømmettet, som ofte reguleres av et marked (PA Consulting, 2023). Lønnsomheten av landbasert vindkraft styres av aktørene i markedet og hvor mye risiko de er villig til å ta for inntjening. I tillegg er det ulike mekanismer i markedet som bilaterale kraftkjøpsavtaler, tariffavtaler og statlige ordninger som bidrar til å redusere prisrisiko ved utbygging av vindkraft (Regjeringen, 2023).

Ved å benytte kraften fra vind til å produsere hydrogen i perioder med lav strømpris kan vindparker opprettholde en mer konstant lønnsomhet. Hydrogenet kan selges videre, eller lagres og konverteres tilbake til energi ved en senere anledning. En slik tilnærming vil ikke bare øke totalinntektene fra vindkraftprosjekter, men også åpne opp nye markeder for bruken av grønt hydrogen. Likevel er det viktig å vurdere energikostnaden over anleggets levetid, som er kjent som LCOE – levelized cost of energy. Dette er et mål på totalkostnaden for energiproduksjon over et anleggs levetid, delt på totalproduksjon av energi over levetiden, som gir et estimat på den generelle kostnaden ved å produsere kraft ved det gitte anlegget (NVE, 2023a). I vår sammenheng ser vi på LCOE som et gjennomsnitt over flere anlegg.

Det er viktig å påpeke at LCOE ikke er noe perfekt mål på kostnaden ved å produsere energi ved et kraftverk. Estimater beskriver kun den normerte kostnaden over anleggets økonomiske levetid, og tar følgelig ikke hensyn til mulige endringer i leverandør- og råvaremarked over denne perioden. Det tas heller ikke hensyn til eventuelle kostnadsøkninger gjennom levetiden. Dersom LCOE brukes som et estimat for flere anlegg vil man ikke kunne se variasjonen mellom enkeltanlegg, ei heller planlegge for individuelle anlegg. LCOE vil også avhenge av hvilken diskonteringsrente som er tatt i bruk, noe som kan variere fra rapport til rapport. I Norge følger vi anvisning fra Olje- og energidepartementet (NVE, 2023a).

De primære kostnadsdriverne for vindkraftprodusenter i den nordiske regionen er hovedsakelig kapitalutgifter (CAPEX) for installasjon av vindturbiner, drifts- og vedlikeholdskostnader (OPEX), samt nettilkoblingsavgifter. Kostnaden påvirkes også av politiske rammeverk, markedsordninger og tilgjengeligheten av subsidier eller insentiver for fornybar energi (Kenrick, 2012). Dersom hydrogenproduksjon integreres i vindkraftsystemer kan de opprinnelige kapital- og driftskostnadene øke, noe som potensielt kan bidra til å heve LCOE. Kapitalkostnadene innebærer i hovedsak kapitalinvesteringer i elektrolysatorer for fremstilling av hydrogen og eventuelle lagringsfasiliteter, samt tapte strømkostnader.

Driftskostnadene er i hovedsak vedlikehold av disse systemene og fasilitetene, i tillegg til konverteringskostnader for hydrogenet, noe vi kommer tilbake til i delkapittel 3.2.5. Til tross for dette kan økte inntektsstrømmer fra salg av hydrogen veie opp for de økte kostnadene og samtidig bidra til å stabilisere inntjeningen (Sedai, et al., 2023).

3.2 Hydrogenproduksjon

Delkapittelet vil redegjøre for hydrogen og dets posisjon som energilagrer i dag, og videre ta for seg de ulike produksjonsmetodene for hydrogen med et rettet fokus mot elektrolyse. Deretter utledes situasjonen rundt konvertering, lagring og transport.

3.2.1 Hydrogen

Hydrogen er et grunnstoff med atomnummer 1 i periodesystemet vårt, og utgjør omtrent 75% av universets masse (Kofstad, Pedersen, & Kaland, 2023; Norwegian Hydrogen, 2023). Det er et rent alternativ til metan, og kan utvinnes fra fossile brensler og biomasse, vann, eller en kombinasjon av begge (IEA, 2019). Hydrogen er en energibærer og ikke en energikilde, som gjør at den må produseres (Equinor, 2023). Primærkilden til hydrogen er i dag naturgass, som står for om lag 75% av all global hydrogenproduksjon. 23% kommer fra kullkraft, og de resterende 2% kommer fra olje og elektrisitet, som betyr at hydrogenproduksjon per dags dato er en betydelig forurensing av CO₂ (IEA, 2019). De forskjellige måtene å fremstille hydrogen på gjør at vi deler produksjonen inn i tre typer hydrogen; grønt, blått og grått. Fargen er tilknyttet kraftkilden for fremstillingen av hydrogenet og hvordan denne fremstillingen håndterer utslipp av CO₂ (Egge, 2020).

I dag brukes hydrogen hovedsakelig i industrielle prosesser. I takt med voksende fokus på fornybare energikilder og reduksjon av utslipp i energi- og transportsektorene, er bruken av hydrogen spådd en kraftig økning i fremtiden (Horne & Hole, 2019). Hydrogen forventes å stå for om lag 20% av verdens avkarboniseringsbehov innen 2050 (Hydrogen Council, 2021). I rapporten «Norge i morgen» av McKinsey & Company (2022) fremheves hydrogen som en viktig brikke i avkarboniseringen av tungtransport, oppvarming og elektrisitetlagring, ved å virke som en erstatning for fossile brensler. Lagret hydrogen kan også brukes i produksjon av elektrisitet, og Horne og Hole (2019) trekker frem hydrogen som en fremtidig potensiell lagringskilde for fornybar kraft ved overskuddsproduksjon som kan gjenbrukes ved underskudd (Equinor, 2023).

Norden har tre distinkte roller i den nåværende hydrogenøkonomien. Landene er leverandører og utviklere av moderne teknologi, produsenter av grønne industriprodukter og eksportører av hydrogen. Danmark har aktivt fokus på eksport av fornybart grønt hydrogen, mens Norge satser på eksport av blått lavkarbonhydrogen ved å utnytte sine naturgassreserver og muligheter for karbonfangst i produksjonen. Sverige og Finland med sin kjerneenergiproduksjon retter seg også mot produksjon av hydrogen (Kilpeläinen, Quitzow, & Tsoumpa, 2023).

Den nordisk-baltiske hydrogenkorridoren er et samarbeid mellom de nordiske landene og Baltikum. Utviklingen av denne har som mål å etablere infrastruktur fra Finland gjennom de baltiske statene (Kilpeläinen, Quitzow, & Tsoumpa, 2023). I tillegg ser vi av **Figur 3.3** at mer enn halvparten av dagens annonserte hydrogenprosjekter globalt befinner seg i Europa.



Figur 3.3: Globalt annonserte hydrogenprosjekter. Hentet fra side 27 i (McKinsey & Company, 2022).

3.2.2 Hydrogentyper

Grått hydrogen

Grått hydrogen fremstilles hovedsakelig fra fossile kilder som naturgass, kull eller olje. I dag utgjør grått hydrogen omtrent 98% av global hydrogenproduksjon (Ochu, Braverman, Smith, & Friedmann, 2021). En betydelig miljømessig bekymring knyttet til produksjonen av grått

hydrogen er utslippet av CO₂. Under fremstillingsprosessen blir alt karbondioksid fra de anvendte fossile brenslene frigjort direkte ut i atmosfæren uten noen tiltak for fangst eller reduksjon. Til tross for miljøutfordringene ved utslipp er produksjon av grått hydrogen den rimeligste måten å fremstille hydrogen på. Ifølge Horne og Hole (2019) er kostnadene ved å produsere hydrogen fra naturgass kun én tredel sammenlignet med alternative metoder.

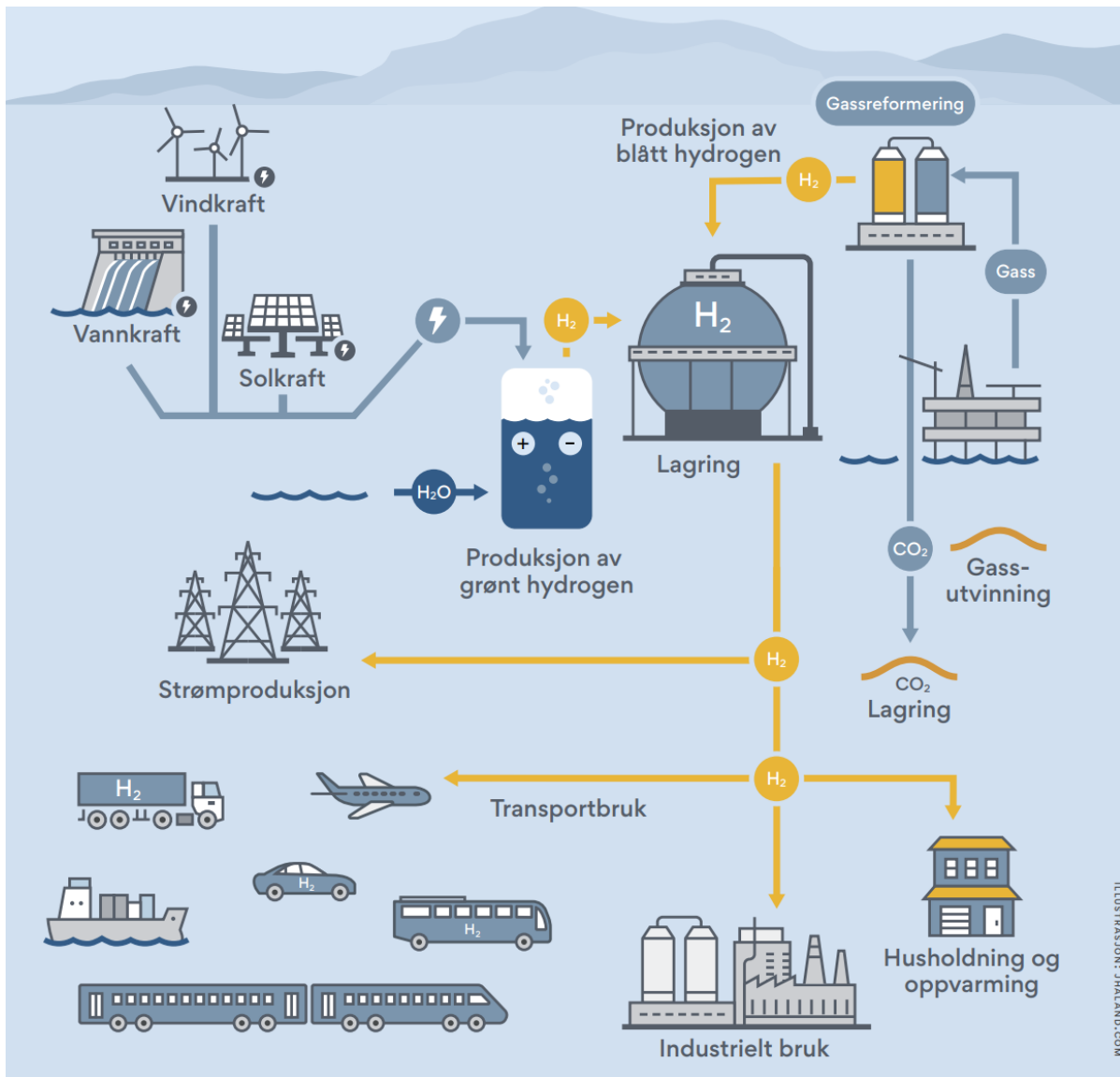
Blått hydrogen

Selv om masseproduksjon av grønt hydrogen er det ultimate endemålet, er blått hydrogen i økende grad anerkjent som en essensiell driver for å skalere hydrogenøkonomien (DNV, 2023). Ifølge DNV (2023) er et samspill mellom grønt og blått hydrogen helt nødvendig for å lykkes med skaleringen. Dette får også støtte fra Horne og Hole (2019) fra NVE som peker på at et økt fokus på utslippsreduksjon vil føre til høyere etterspørsel etter grønt hydrogen, som vil bli vanskelig å dekke med grønt hydrogen alene. Det vil potensielt resultere i knapphet av fornybare kraftkilder for å dekke behovet, slik at man også må benytte seg av blått hydrogen.

Blått hydrogen produseres i likhet med grått hydrogen ved reformering av naturgass, kull eller olje. Det som skiller disse fremstillingene er at produksjonen av blått hydrogen er tilknyttet et karbonfangstanlegg, slik at karbondioksidet som produseres under fremstillingen kan fanges opp og transporteres vekk for trygg lagring. Dette gjør at vi betrakter blått hydrogen som rent hydrogen (Egge, 2020). I Norden, og spesielt i Norge, er det en økende interesse for blått hydrogen. Det ledende energiselskapet Equinor er aktivt involvert i flere viktige hydrogenprosjekter, også utenfor norske landegrenser. Et av disse prosjektene er H2M Eemshaven i Nederland, hvor målet er å reformere naturgass fra norsk kontinentalsokkel til hydrogen med både fangst og lagring av CO₂. Karbondioksid fra denne prosessen vil bli omgjort til flytende form og lagret permanent under havbunnen på kontinentalsokkelen. Anlegget er plassert slik at det kan betjene tungindustrien i Nederland, Ruhr-området og nordvestlige deler av Tyskland med rent hydrogen, og således være en betydelig bidragsyter i avkarboniseringen av Europa (Equinor, 2023). Selv om blått hydrogen er i vekst inkluderer likevel bare 1% av hydrogen produsert fra fossile kilder karbonfangst og lagring (Zapantis, 2021).

Grønt hydrogen

Fremstillingen av grønt hydrogen gjennomføres ved hjelp av en prosess som kalles for elektrolyse. Her er innsatsfaktorene vann og kraft fra fornybar energi som vind-, vann- eller solkraft. Dette gjør at fremstillingen av hydrogenet forekommer utslippsfritt uten karbondioksid som biprodukt (Statkraft, u.å. b). Ifølge McKinsey & Company (2022) forventes det at grønt og blått hydrogen kan stå for opptil 70% av alt hydrogen i Europa i 2030.



Figur 3.4: Fremstilling og bruksområde for grønt og blått hydrogen. Hentet fra side 5 i (Bjartnes, Hirth, Michelsen, Skaugen, & Ursin, 2021).

3.2.3 Elektrolyse

I denne oppgaven ser vi på hvordan en vindkraftprodusent kan maksimere sin fortjeneste gjennom hydrogenproduksjon, og det blir følgelig naturlig å se på produksjonen av grønt hydrogen gjennom elektrolyse. Vannelektrolyse er modulært og krever kun tilgang på vann og en form for kraft, som derfor gjør det spesielt egnet til produksjon på lokalt nivå slik at man unngår behovet for store lagringsfasiliteter og transport (DNV GL, 2019). I tillegg er Norden og spesielt Norge markedsledende innenfor elektrolyse og lagring av hydrogen med virksomheter som Nel, Hexagon Purus og Teco 2030 (McKinsey & Company, 2022).

Det finnes ulike metoder for elektrolyse av vann, men felles for alle metodene er at de ved hjelp av elektrisitet bryter den kjemiske bindingen mellom oksygen og hydrogen i vann (H_2O) (Pedersen, 2022). På denne måten får vi hydrogen (H_2) med oksygen (O) og varme som eneste biprodukter av prosessen (Innovasjon Norge, 2023). Dersom innsatsfaktoren for elektrisitet i prosessen også er ren, blir resultatet en utslippsfri fremstilling av hydrogen. Vannelektrolyse har en virkningsgrad på omtrent 60-70%, avhengig av hvilken teknologi man bruker. Det betyr at om lag 30-40% av energien fra kraften benyttet som innsatsfaktor går tapt (Bjartnes, Hirth, Michelsen, Skaugen, & Ursin, 2021; Flem, 2023). Effektivitetstapet kommer primært av varmeutvikling og er viktig å regne med når man skal beregne lønnsomhetet ved produksjon (Zhang, Lin, & Chen, 2010).

Det finnes tre metoder for vannelektrolyse, hvorav to er kommersialiserte; alkalisk elektrolyse (AEL) og proton elektrolytt membran elektrolyse (PEM) (IEA, 2019). Selv om kjemien bak elektrolysen er lik for begge, er det både operasjonelle og økonomiske forskjeller som påvirker valget av metode. Fastoksidadelektrolyse (SOEC), den tredje metoden, er unik da den i tillegg til å fremstille hydrogen fra vann ved hjelp av elektrisitet også kan fungere på motsatt vis, akkurat som en brenselcelle. Dette betyr at den i prinsipp kan konvertere elektrisitet til hydrogen, og deretter tilbake igjen til elektrisitet, som i kombinasjon med et hydrogenlagringsanlegg kan bidra til stabilisering av strømmettet. Utfordringen med en slik metode er håndteringen av de høye driftstemperaturene som kreves og nedbrytningseffekten disse temperaturene har på materialene, i tillegg til et stort effektivitetstap (IEA, 2019). Til tross for at flere selskaper jobber med utviklingen av disse, er de per dags dato ikke kommersialisert.

3.2.4 AEL eller PEM

AEL har blitt brukt til å fremstille hydrogen i over 100 år, og er således en moden teknologi (DNV GL, 2019). Denne formen for vannelektrolyse er primært benyttet i produksjonen av hydrogen til gjødsel- og klorindustrien, og bruker i motsetning til de andre metodene ikke edle metaller i elektrolysatoren. Dette resulterer i relativt lave kapitalkostnader. I tillegg har AEL en høyere grad av energieffektivitet sammenlignet med PEM, til tross for tilsvarende driftstemperaturer (DNV GL, 2019; IEA, 2019).

PEM er mindre i omfang og ble først introdusert på 60-tallet som et motsvar til de operative nedsidene ved AEL. Ulempen med størrelsen er at PEM oppnår en lavere energieffektivitet, dog virker størrelsen fordelaktig for tettbygde urbane områder og desentralisert produksjon. Det mer kompakte systemet til PEM gjør at utgangstrykket blir høyere, slik at konverteringsprosessene etter fremstilling blir mindre energikrevende enn ved AEL (IEA, 2019). I tillegg er potensialet for kostnadsreduksjon og effektivitetsøkning ifølge DNV GL (2019) større hos PEM, til tross for at AEL er billigere å anskaffe (IEA, 2019).

De viktigste forskjellene er riktignok rundt driftsområde og belastning. AEL er designet for en mer konstant drift enn PEM, som er designet for å håndtere variasjoner godt. Der AEL er avhengig av delbelastning på minimum 10-40% av nominell belastning (maks drift), har PEM et fleksibelt driftsområde (0-100%) som i korte perioder også kan overbelastes opptil 160%, gitt at anlegget er designet deretter (Brauns & Turek, 2022; IEA, 2019). I tillegg viser en sammenligning gjort av Ruth m. fler (2017) at oppstartstiden fra avslått til minimumslast er 5-15 minutter for PEM anlegg, mens den for AEL kan være opp mot flere timer. Sammen med det faktum at AEL er forbundet med høyere slitasje fra varierende oppstarts- og avslutningstidspunkter er det klart at PEM lønner seg bedre for vannelektrolyse med vindkraft som innsatsfaktor (Ruth, Mayyas, & Mann, 2017). Den høyere fleksibiliteten i drift gjør at vindkraftprodusenter kan starte og stoppe hydrogenproduksjon på veldig kort tid, som åpner opp for utnyttelse av fluktuasjoner i strømprisen.

3.2.5 Konvertering, lagring og transport

Hydrogen opptrer som tidligere nevnt som en gass, og vil derfor enkelt kunne reagere med andre elementer. I tillegg holder hydrogen en lav energitetthet, som gjør det kostbart å transportere over lengre distanser. På bakgrunn av dette blir hydrogen i dag i stor grad omgjort til komprimert gass, blandet inn med flytende organiske hydrogenbærere (LOHC) eller

flytendegjort (LH₂), slik at det enklere og rimeligere kan lagres og transporteres. Det er også vanlig å omgjøre hydrogen direkte til ammoniakk for bruk i produksjon av kunstgjødsel eller til senere transport.

Hvert trinn i hydrogenets verdikjede er forbundet med energitap, fra fremstilling til konvertering og lagring. I tillegg vil enhver videreprosessering av hydrogen svekke energieffektiviteten (Gisbert & Careaga, 2021). I dag lagres og leveres hydrogen vanligvis i form av væske eller komprimert gass. Kostnadene for lagring og transport av hydrogen avhenger av hvor det produserte hydrogenet skal benyttes. Dersom hydrogenet skal brukes i nærheten av produksjonsområdet det er produsert ved vil kostnadene være tilnærmet null. Om hydrogenet derimot må transporteres over lengre avstander før det blir tatt i bruk, kan kostnadene for transport og distribusjon bli opptil tre ganger så dyre som selve produksjonen. 85% av hydrogenet som produseres i dag forbrukes på stedet, mens resterende 15% transporteres vekk gjennom rørledninger, lastebiler eller skip (IEA, 2019).

Den optimale lagringsmetoden avhenger av faktorer som lagringsvolum, varighet, utladningsrate og geografisk tilgjengelighet på området. For lagring av større volum over lengre tid er geologisk lagring i eksempelvis saltgruver best egnet, mens for kortere perioder og mindre skala er tanker mest gunstig (IEA, 2019). IEA (2019) understreker i tillegg at slike hydrogentanker er mer egnet der beholdningen må være lett tilgjengelig, slik som eksempelvis ved salg og transport av hydrogenet. Andersson og Grönkvist (2021) er to svenske forskere som har undersøkt om det er mulig å redusere produksjonskostnaden for hydrogen ved å produsere når strømprisen er lav, for deretter å lagre hydrogen i den hensikt å selge når strømprisen er høy. Dette er gitt antakelsen om at hydrogenprisen varierer med strømprisen. Ved å utnytte slike fluktuasjoner i strømprisen sammenligner de to metoder for hydrogenlagring, og finner at ingen av lagringsalternativene er lønnsomme basert på historiske svenske strømpriser fra 2013 til 2018, da prisen må være volatil med relativt hyppige topper (Andersson & Grönkvist, 2021).

Transport av hydrogenet gjøres hovedsakelig på to måter, med kjøretøy som lastebiler eller via rørledninger. Mesteparten av hydrogendistribusjonen skjer idag ved transport av komprimert hydrogengass i lastebiler med hydrogenrør-tilhenger på avstander fra 500km og under (IEA, 2019). Prisen for avstand med lastebiltransport er eksponentiell, slik at det over et bestemt volum og avstand vil være mer lønnsomt med rørledning som alternativ. Fordelen med lastebiltransport er at det er fleksibelt med hensyn til leveringsområde, det lekker lite

hydrogen, og det stiller i tillegg minimale krav til infrastruktur (Moradi & Groth, 2019). IEA (2019) understreker også at det ved lokal distribusjon av store mengder hydrogen over lengre distanser vil være rimeligst å benytte rørledninger, men at det i stort sett alle andre tilfeller vil være billigere med lastebiler. Per dags dato finnes det ingen spesialbygde skip for transport av hydrogen. Dette er en bransje i stor vekst med mange eksisterende skipskonsept, men som er spådd betydelig høye kapitalkostnader (DNV GL, 2019).

Balansen mellom de forskjellige transport- og distribusjonsmetodene kan endre seg i tiden fremover, spesielt etter hvert som nye alternativer dukker opp. Likevel vil den generelle lønnsomheten og konkurransedyktigheten avhenge av produksjonsskalaen, transportdistansen og sluttbruken til hydrogenet (IEA, 2019).

Lagring og transport er i vårt tilfelle bestemt utenfor modellen, og vi antar derfor at vindkraftprodusentene korttidslagrer i hydrogentanker og transporterer hydrogenet vekk via eksisterende rørledninger eller ved hjelp av lastebiler. Beregningen for dette gjøres i delkapittel 5.3.3. I fremtiden kan SOEC utvikle seg til å bli en gunstig løsning for vindkraftprodusenter, men slik som dagens situasjon er uten verken standardisering eller kommersialisering antar vi ikke dette som en mulig løsning i denne oppgaven.

3.3 Energipriser

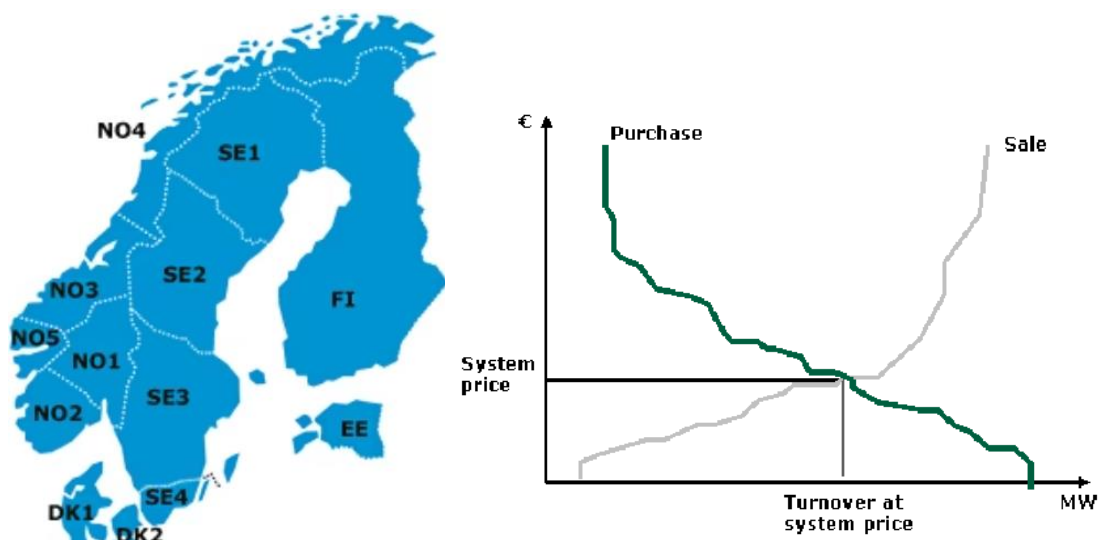
Forståelse for hvordan strømprisen dannes er en forutsetning for å nyttiggjøre seg av modellen i kapittel 4. Delkapittelet vil derfor gjennomgå noen av de sentrale mekanismene for prisdannelse i Nord Pool og markedets effektivitetsgevinster. I tillegg vil det redegjøres for relevante tariffier og støtteordninger.

3.3.1 Nord Pool

Nord Pool er den primære markedsplassen for elektrisitet i Nord-Europa (Nord Pool, 2020a). Det ble etablert i Norge som følge av at strømmarkedet skulle dereguleres og privatiseres, og har siden vokst til å inkludere 15 land, hvor Norge, Sverige, Danmark, Finland, Latvia, Litauen og Estland er kjernebrukere. Andre land, som Storbritannia, Tyskland og Nederland handler også strøm på Nord Pool, men disse er koblet til andre europeiske strømbørser og bruker Nord Pool for å utjevne priser og handle strøm i perioder med produksjonsoverskudd eller underskudd. Tilsvarende kan Nord Pool handle strøm fra Europa (Nord Pool, 2020b).

3.3.2 Markedsoperasjoner og prisområder

Strømprisen settes i markedet ved at tilbydere av strøm melder inn en mengde strøm de anslår å produsere, og til hvilken pris de vil selge strømmen for time for time den neste dagen. Tilsvarende legger kjøpere inn etterspurt kvantum og pris. Prisen som representeres i likevekten mellom tilbud og etterspørsel kalles systemprisen. Systemprisen er en hypotetisk referansepris som ville vært gjeldende dersom det ikke var kapasitetsbegrensninger i overførsel av strøm. Da det er begrensninger på hvor mye elektrisitet strømmettet kan transportere er det etablert prisområder. Det settes egne strømpriser i hvert av disse områdene basert på produksjon, etterspørsel og overføringskapasitet på strømmettet. Dersom et prisområde har høy produksjon en periode uten kapasitet til å transportere og selge strøm utenfor sitt område, vil dette føre til lavere pris i det aktuelle området (Statnett, 2022).



Figur 3.5a og 3.5b: Panel a viser prisområder i Norden. Hentet fra (Nordstrøm, 2015). Panel b illustrerer formasjonen av systemprisen for elektrisitet på Nord Pool markedet. Hentet fra Figur 4 i (Bang & Togeby, 2011).

3.3.3 Day-ahead pricing

Nord Pool opererer med spotpriser der man til enhver tid kan kjøpe og selge strøm til gjeldende markedspris. Majoriteten av handelen foregår likevel på day-ahead markedet. Her settes prisen én dag i forveien etter at produsentene og kjøperne har levert inn sine ønsker. Dette innebærer mer forutsigbarhet og allokeringsmuligheter for strømkrevende industri, men også for

strømprodusenter. Som kraftprodusent kan man også da velge hvorvidt man ønsker å selge strømmen sin eller ikke (Nord Pool, 2020c).

3.3.4 Effektivitetsgevinster

Nord Pool sin rolle i dag er primært å fungere som markedsplass, men også for å effektivisere strømmarkedet i Nord-Europa ved å distribuere strøm i perioder med overskuddsproduksjon. I tillegg har det effektivitetseffekter ved at strømleverandører som kan levere den rimeligste energien vil få solgt sin strøm, mens mindre lønnsomme produsenter vil konkurreres ut av markedet (Nord Pool, 2020d).

Fornybar energi og prisvolatilitet

Omfordelingsmekanismene gjør seg stadig mer relevante da større andel av strømproduksjonen kommer fra fornybare kilder. Områder som i stor grad belages på vindkraft vil grunnet intermittency-problemet oppleve perioder med lite produksjon. Uten Nord Pool og effektiv distribusjon ville både strømprisen og tilgangen til strøm variert i vesentlig større grad enn i dag. Dette har gjort seg gjeldende de senere årene i perioder med svært høye strømpriser, men også i perioder med negative strømpriser, spesielt i prisområder knyttet mot Europa (Nord Pool, 2020d).

3.3.5 Tariffer og støtteordninger

En viktig forskjell innad i Norden er hvorvidt landene bruker teknologispesifikke eller teknologinøytrale støtteordninger for å insentivere til vekst i fornybar energisektor (Smith & Motzfeldt, 2014). En teknologispesifikk støtteordning støtter en bestemt teknologi for å fremme nettopp denne, som eksempelvis vindkraft. Teknologinøytrale ordninger tilbyr støtte uten å favorisere, og lar således markedet bestemme hvilke teknologier som er mest kostnadseffektive (Stortinget, 2003). Til tross for at alle landene har en kombinasjon av begge type ordninger, er det et klart skille i hvilken ordning som primært brukes som støttemekanisme for produksjon av fornybar energi i landene. I Danmark og Finland er bruken av teknologispesifikke feed-in tariffer sentralt, mens Norge og Sverige i hovedsak benytter en teknologinøytral elsertifikatordning for å oppfordre til grønn energivekst (Smith & Motzfeldt, 2014). Alle de nordiske landene nådde sine 2020-mål satt av EU Renewable Energy Directive før tiden, så det kan virke som støtteordningene har god effekt (Nordic Energy Research, 2021).

Feed-in tariffs

Feed-in tariffs (FIT) eller innføringstariffer er en støtteordning som er utformet for å støtte opp om utviklingen av fornybare energikilder. En innføringstariff tilbyr produsenter av fornybar energi en langsiktig kontrakt som garanterer en pris over markedsprisen på den genererte kraften, hvor denne prissikkerheten skal insentivere til investering og utvikling i fornybar energisektor. I tillegg inkluderer innføringstariffer ofte en form for nedtrapping, hvor prisen trappes ned over tid. Intensjonen bak dette er å oppfordre til videre teknologiske kostnadsreduksjoner (Clark, 2018).

Vindkraft utgjør en stor del av energimiksen til Danmark, og landet har derfor flere teknologispesifikke støtteordninger rettet mot utvikling og produksjon. Disse ordningene omfatter alt fra planlegging og nettlovgivning til tariffer og skatt, med veldefinerte sertifiserings- og godkjeningsprosesser. Blant dette trekkes innføringstariffen frem som en sentral politikk for vindkraft i landet, og er fortsatt tilstede i dag til tross for stor nedtrapping (Smith & Motzfeldt, 2014; Energinet, 2022).

Finland innførte i 2010 et nytt teknologispesifikt system for FIT i håp om å stimulere til økt bruk av fornybar energi fra vindkraft, i større grad enn ved tidligere subsidieordninger. Implementeringen av tariffen har spilt en viktig rolle i økningen i vindkraftkapasiteten som allerede i 2012 var på 45% (Smith & Motzfeldt, 2014). Denne subsidien er fortsatt på plass i Finland i dag, hvor kraftprodusenter med godkjente kraftverk kan motta en innføringstariff i maksimalt tolv år (MEAE, u.å.).

I Norge hadde man en veldig svak innføringstariff og følgelig lite støtte til vindkraft frem til begynnelsen av 2012. I dag støtter ENOVA vindkraft i Norge gjennom direkte investeringsstøtte, og det er ingen spesifikk innføringstariff for produksjon av fornybar energi (Smith & Motzfeldt, 2014). I likhet med Norge implementerte Sverige en form for innføringstariff på slutten av 90-tallet hvor kraftselskaper var forpliktet til å kjøpe elektrisitet (inkludert vindkraft) fra mindre produsenter til avtalte priser. Prisene var markedspris pluss en midlertidig statlig støtte, og ble primært tillagt vindkraft og biomasse (IEA, 2012).

Elsertifikatorordningen mellom Norge og Sverige

Elsertifikatorordningen er norsk-svensk teknologinøytral støtteordning som skal insentivere til økt investering og utbygging av fornybare energikilder. Støtteordningen ble startet i 2012 og

skal avvikles i 2035, hvor hovedmålet om å bygge ut 28,4 TWh med fornybar kraftproduksjon ble nådd i 2019. Sertifikatene utdeles på en markedsbasis, hvor aktører som bygger ut fornybar kraftproduksjon vil bli tildelt elsertifikater for hver MWh produsert i en periode på 15 år. I tillegg vil kraftleverandørene være pliktig til å dekke en prosentandel av strømmen de selger med kjøp av sertifikater (NVE, 2023b; Regjeringen, 2021). Man kan anta at kraftprodusenter har benyttet seg av denne ordningen i tidsperioden frem til april 2022, da søknadsfristen for å delta gikk ut.

4. Metode

Formålet med oppgaven er å utvikle en beslutningsmodell for en vindkraftprodusent. Vi ønsker å avgjøre hvorvidt det vil være profitabelt å bygge ut hydrogenproduksjon i tilknytning til vindkraftverket. Modellen er motivert av intermittency-problemet vindkraftprodusenter står ovenfor, og undersøker hvordan de store prissvingningene som har forekommet de senere årene kan skape nye profittmuligheter.

4.1 Lineær beslutningsmodell

I denne delen presenteres bakgrunnen for den valgte modellen, og oppbyggingen, beslutningsproblemet, bibetingelser og parametere gjennomgås.

4.1.1 Modell

Vi har valgt en beslutningsmodell med maksimeringsproblem fremfor en modell som beregner diskontert kontantstrøm for hydrogenproduksjon. Til tross for at vi ønsker å skape et verktøy som skal kunne nyttiggjøres ved en investeringsbeslutning, baserer inntektsstrømmen seg på time for time beslutninger om det lønner seg med direkte strømsalg eller hydrogenproduksjon. En produsent av både vindkraft og hydrogen vil til enhver tid velge det som gir den høyeste avkastningen. Derfor ser vi det som mest hensiktsmessig å ikke ha hovedfokus på å bestemme netto nåverdi og internrente, men heller se på de faktorene som kan svare på når hydrogenproduksjon blir gunstig.

Ved å analysere forholdet mellom strømpris, hydrogenpris og kostnader knyttet til hydrogenproduksjon og lagring, vil modellen:

1. Undersøke om det finnes kombinasjoner av strømpriser, hydrogenproduksjonskostnader og hydrogenpriser som gjør det gunstig å produsere hydrogen.
2. Identifisere for hvilke strømpriser hydrogenproduksjon blir økonomisk mer gunstig enn direkte strømsalg.
3. Gi innsikt i hvordan produksjon av hydrogen ville gitt økt profitabilitet i perioden 2015 til 2022.

-
4. Fungere som et verktøy som vindkraftprodusenter og investorer kan benytte til å fatte bedre beslutninger for å øke profitabiliteten.

Problemet

Vi ønsker å maksimere profitten til en vindkraftprodusent ved å variere mellom å selge strøm direkte, og produksjon og salg av hydrogen. Vi ser på pris og produksjonsdata for de nordiske prisområdene time for time, og allokerer strøm dit den gir høyest avkastning. Profitt fra strøm beregnes ved å ta strømprisen subtrahert LCOE for vindkraft og multiplisert med antall MWh produsert. For hydrogen er profitt tilsvarende beregnet ved å trekke LCOH fra salgsprisen og multiplisere med antall kilo produsert fra tilgjengelig strøm.

Beslutningsvariabler

1. Produsere og selge strøm: Q_{et}

Der Q_{et} er antall MWh elektrisitet man ønsker å selge i strømmarkedet.

2. Produsere og selge hydrogen: Q_{ht}

Der Q_{ht} er antall MWh elektrisitet man ønsker å bruke til hydrogenproduksjon.

Beslutningsrelevante kostnader

Vindkraft:

Modellen hviler på en antakelse om at marginalkostnaden for vindkraftproduksjon er tilnærmet 0. Siden faste kostnader for vindkraft er irreversible, eller sunk cost, tas det ikke kostnadshensyn om man skal produsere strøm eller ikke.

Hydrogen:

Siden vi vurderer hvorvidt vi vil bygge hydrogenproduksjon eller ikke, må alle kostnader knyttet til utbygging og drift inkluderes i beslutningen. Disse kostnadene representeres ved LCOH. S_h omfatter konverterings-, lagrings- og transportkostnader, og antas også å dekkes av produsenten. I tillegg vil hydrogenproduksjon medføre en alternativkostnad lik salgsprisen for

strøm ved produksjonstidspunktet, da hydrogen benytter strøm i produksjonen. Denne kostnaden vil derimot tas høyde for når man i hver periode avgjør lønnsomheten av de to mulighetene. Beslutningsrelevante kostnader for hydrogenproduksjon er dermed:

$$C_h = LCOH + S_h$$

Beslutning

Dermed ender vi opp med en beslutningsmodell for perioden 2015 til 2022, der vi for hver time t allokterer vindkraftproduksjonen dit det gir høyest fortjeneste.

$$\text{Max}(P_{et} * Q_{et} + (P_h - C_h) * Q_{ht} * q)$$

Bibetingelser:

Vi kan aldri overskride den strømmen vi har til rådighet. Dette betyr at vi ikke kan selge mer strøm, eller bruke mer strøm i produksjon av hydrogen, enn det som produseres hver enkelt time. \bar{Q}_t er den totale vindkraftproduksjonen i tid t .

$$Q_{et} + Q_{ht} \leq \bar{Q}_t$$

Beregninger

Hydrogenproduksjonen er gitt som en funksjon av strømproduksjonen for hver periode. Dersom modellen finner det mest gunstig å produsere hydrogen vil strømproduksjonen ved tid t benyttes til å produsere kg hydrogen. Konverteringsraten fra strøm til hydrogen er bestemt av q_h . Det er ikke kapasitetsbegrensninger på produksjon av hydrogen, så all elektrisitet vil benyttes til dette formålet på tidspunkter da dette er mest gunstig.

$$\bar{Q}_t * q$$

4.1.2 Variabler og parametere

Tabell 4.1: Nordiske prisområder

Norge	Sverige	Danmark	Finland
NO1	SE1	DK1	FI
NO2	SE2	DK2	
NO3	SE3		
NO4	SE4		
NO5			

Tabell 4.2: Oversikt over variabler og parametere.

Symbol	Beskrivelse	Verdi	Måleenhet
P_{et}	Parameter	Nord Pool data	euro/MWh
P_{ht}	Parameter	6,5	euro/kg
\bar{Q}_t	Parameter	ENTSO-E data	MWh
Q_{et}	Handlingsvariabel	-	MWh
Q_{ht}	Handlingsvariabel	-	MWh
LCOE	Parameter	37	euro/MWh
LCOH	Parameter	3,8277	euro/kgH ₂
S_h	Parameter	2,00	euro/kgH ₂
e	Parameter	0,05744	MWh/kgH ₂
q	Parameter	17,40	kgH ₂ /MWh

4.1.3 Profittberegning:

I analysen vil vi undersøke det fulle inntekts- og kostnadsbildet for implementering av hydrogenproduksjon og vindkraftproduksjon. Vi må derfor inkludere alle inntekter og kostnader knyttet til både hydrogenproduksjon og vindkraftproduksjon. Beslutning om å produsere hydrogen eller selge strøm direkte er bestemt i modellen over. Videre kan vi bruke disse dataene til å bestemme profitten for hver time, og deretter summere for å finne profitten over analyseperioden.

$$\sum_{t=1}^T [(P_{et} - LCOE) * Q_{et} + (P_{ht} - C_h) * Q_{ht} * q]$$

Profitt fra strøm:

$$Y_e = \sum [(P_{et} - LCOE) * Q_{et}]$$

Profitt fra hydrogen:

$$Y_h = \sum [(P_{ht} - C_h) * Q_{ht} * q]$$

4.2 Forutsetninger

1. *Alle priser er i euro*
2. *All strømproduksjon og forbruk er gitt i MWh*
3. *Hydrogen måles i kg*
4. *Beslutningsrelevante kostnader*

Det er antatt i modellen at det allerede eksisterer et vindkraftanlegg og at produksjon og salg av elektrisitet er anleggets primære funksjon. Relevante kostnader for beregning av lønnsomhet for vindkraft er derfor de variable kostnadene som vi antar er tilnærmet 0. Kostnader for turbiner og andre faste kostnader regnes som sunk cost.

Vi ønsker å finne ut om en vindkraftprodusent kan profitere på å produsere hydrogen, noe som også innebærer utbygging av et hydrogenanlegg. Relevante kostnader for hydrogen er marginalkostnad for vind da dette brukes som innsatsfaktor ved produksjon, i tillegg til faste og andre variable kostnader.

5. *Dagens perspektiv - skiller mellom bygget og ubygget anlegg*

En viktig bemerkning er antakelsen om at vi har ferdig utbygd vindkraftproduksjon, uten hydrogenproduksjon. Vurderingen modellen tar er dermed om det hadde vært gunstig å bygge ut hydrogenproduksjon i tilknytning til vindkraftanlegget. Når derimot hydrogenanlegget er i drift, vil beslutningsproblemet skifte til å gjelde: For hver time t , ønsker vi å produsere og selge vindkraft, eller produsere og selge hydrogen. Beslutningen vil dermed bli tatt på bakgrunn av følgende maksimeringsproblem:

$$\text{Max}(P_{et} * Q_{et} + (P_h - MC_h) * Q_{ht} * q)$$

6. *Hydrogenprisen varierer ikke med strømprisen eller oljeprisen*

Siden hydrogen og elektrisitet kan være substitutter som energikilde og energibærer, vil man kunne få priser som samvarierer. Tilsvarende kunne man beregnet energiinnholdet i én kg hydrogen sammenlignet med energiinnholdet i én liter olje, og beregnet hydrogenprisen som funksjon av oljeprisen. En annen tilnærming er at hydrogenprisen bestemmes av strømprisen. Da det ikke eksisterer data på dette vil det medføre høy grad av usikkerhet og er derfor utelatt fra modellen. Dette går vi nærmere inn på i delkapittel 5.2.2.

7. *Fastpris på konvertering, lagring og transport*

Konverterings-, lagrings- og transportkostnader for hydrogen er satt til fastpris basert på en samling av studier. Denne kostnadsposten vil for den enkelte produsent være avhengig av flere faktorer, blant annet transportavstand eller om hydrogenproduksjonen skjer i tilknytning til forbrukere som industri eller transport. Se delkapittel 5.2.3 for ytterligere vurderinger.

8. *Historiske data som beslutningsgrunnlag*

Vi har sett på historiske data for å utforske hvorvidt det er gunstig med en kombinasjon av hydrogen og strømproduksjon. Modellen kan således ikke brukes ukritisk for den spesifikke vindkraftprodusent i dag, men vil kunne benyttes som et verktøy i beslutningssammenheng.

9. *Subsidier og støtteordninger*

Selv om det historisk har vært ulike støtteordninger og feed-in tariff for utbygging av vindkraft i Norden ønsker vi å se på den reelle lønnsomheten for en vindkraftprodusent og utelater derfor slike subsidieordninger. Det er som nevnt i delkapittel 3.3.5 i tillegg antydnet en reduksjon i støtte til vindkraft fremover da dette i stor grad er lønnsomt å drifte uten subsidier i dag, noe som underbygger relevansen av å benytte faktiske kostnads- og inntektstall.

10. Diskonteringsrenten $d_t = 0$

Diskonteringsrenten er satt til 0. Det er ikke kalkulert med diskontering av profittstrømmen da man sammenligner historisk profitt fra strøm og hydrogen i samme tidsrom. For å beregne faktisk lønnsomhet fra dagens perspektiv kan det være gunstig å ha med. Vi ser derimot på om det er gunstig eller ikke, diskontering er irrelevant.

4.3 Begrensninger ved modellen

1. *Manglende hydrogenprisdata*

Det er ikke data på hydrogenpris i perioden, noe som resulterer i et usikkert estimat på faktisk profittpotensiale. Vi gjennomfører derfor sensitivitetsanalyse på hydrogenpris, se delkapittel 6.2.1.

2. *Konstant LCOE*

LCOE for vindkraft og LCOH holdes konstant over alle årene. Det justeres dermed ikke for inflasjon. Vi antar at kostnadene for både vindkraft og hydrogenteknologi har minket i analyseperioden, men usikre estimater gjør at vi holder LCOH og LCOE konstante.

3. *Unøyaktige estimater på LCOH*

Vi har ikke nøyaktige tall på LCOH. Teknologien for grønt hydrogen er under utvikling med store sprik i estimatene.

4. *Ingen etterspørselsbegrensninger*

Modellen antar at hydrogen kan selges når som helst, det er ikke begrensninger på etterspørsel.

5. *Ingen kapasitetsbegrensninger*

Det er ikke begrensninger på hydrogenproduksjonskapasitet. Vi kan produsere hydrogen med all vindkraft som produseres de dagene der hydrogenproduksjon er mer gunstig.

6. *Konstant hydrogenpris*

Vi tar ikke hensyn til at både strøm- og hydrogenpriser er satt av tilbud og etterspørsel. Man kan anta at det vil skape høyere strømpriser dersom mange vindkraftprodusenter slutter å selge strøm, og tilsvarende lavere hydrogenpriser ved å selge mer hydrogen.

7. *Utelatte kostnader*

Kostnader som ikke faller under LCOH, LCOE, konvertering, lagring og transport er utelatt fra modellen. Dette kan gjelde kostnader for mikrogrid, grunnrenteskatt o.l.

8. *Potensielt manglende produksjonsdata*

Siden det eksisterer en marginalkostnad for vindkraftproduksjon, kan det oppstå perioder med lave priser hvor aktører velger å slå av vindturbinene til fordel for å produsere. Dersom dette har forekommet vil det ikke fanges opp i modellen, som gjør at man potensielt kunne hatt høyere hydrogenproduksjon om det hadde blitt produsert vindkraft i disse periodene.

5. Data

Kapittelet vil ta for seg data som legger grunnlaget for beregning av vindkraftproduksjon og LCOE, strømprisen, samt pris og kostnad knyttet til hydrogensalg og produksjon.

5.1 Vindkraft

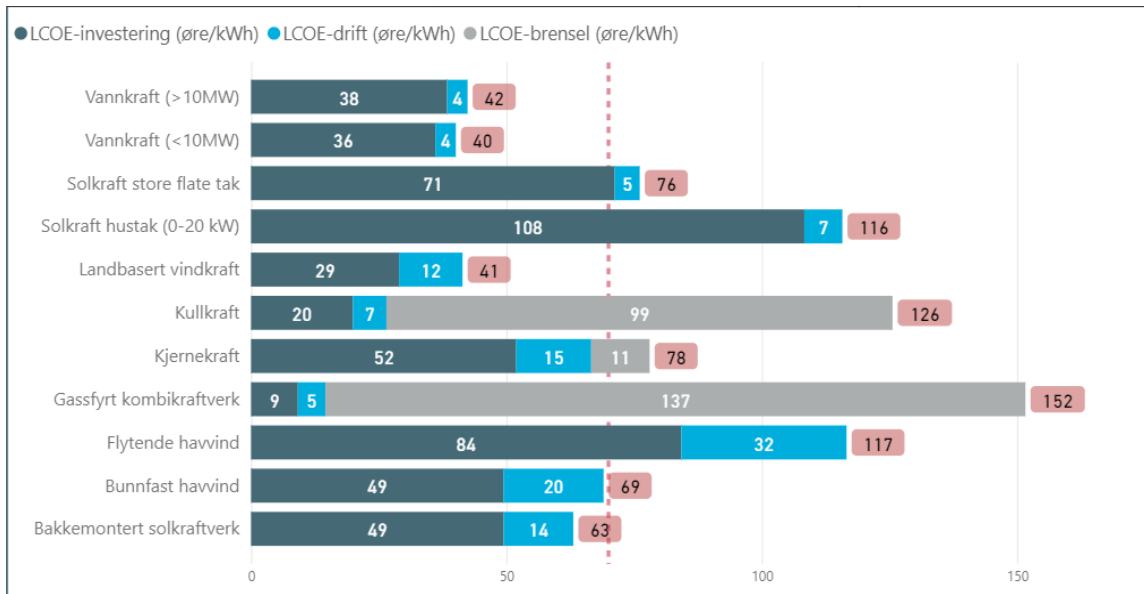
I delkapittel 5.1 presenteres produksjons- og kostnadsdata for vindkraft.

5.1.1 Produksjonsdata

Produksjonsdata er hentet fra European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Dette er en forening som arbeider for åpenhet og samarbeid rundt både det nordiske- og det europeiske kraftmarkedet, og som følge av dette tilbyr hele databaser for kraftproduksjon i Europa gjennom sin «Transparency Platform» (ENTSO-E, 2023; Rosvold, 2021). Ved hjelp av denne plattformen har vi fått tilgang til data på all europeisk kraftproduksjon, som vi ved hjelp av databehandlingsverktøyet «R» har sortert ut til å vise kun time for time MWh produksjon av landbasert vindkraft for de aktuelle prisområdene i Norden. Det har frem til nå vært produsert så lite vindkraft i NO1 og NO5 at produksjonen er satt til 0 i flere av årene vi analyserer. Dette vil ikke påvirke analysen for de resterende prisområdene, men kan indikere at det er mindre gunstig å produsere hydrogen fra vindkraft i NO1 og NO5.

5.1.2 LCOE for landbasert vindkraft

Data for LCOE har vi hentet fra Norges vassdrags- og energidirektorat. NVE publiserer jevnlig rapporter om kostnader for energisektoren, og vi bruker datagrunnlaget publisert oktober 2023 (NVE, 2023a). Som nevnt i delkapittel 3.1.4 kan det være volatilitet i både leverandør- og råvaremarked som ikke blir fanget opp, samt mulige kostnadsvariasjoner. Estimert LCOE for landbasert vindkraft i vår modell er 41 øre/KWh (NVE, 2023a). Med vekslingskursen benyttet i oppgaven tilsvarer dette en LCOE på 37 euro/MWh.



Figur 5.1: LCOE for forskjellig kraftproduksjon. Hentet fra (NVE, 2023a).

5.2 Strømpriser

Nord Pool har gitt oss tilgang til konfidensielle data med time for time strømpriser fra 2015 og frem til 2022. Disse dataene kan følgelig ikke vises i sin helhet, og er derfor enten bearbejdede eller aggregerte.

5.3 Hydrogen

Delkapittel 5.3 forklarer fremgangsmåten benyttet for å finne anslag for hydrogenpris, LCOH og konverterings-, lagrings- og transportkostnad.

5.3.1 Hydrogenpris

Det eksisterer i dag ikke et velfungerende marked for hydrogen og dermed finnes det ikke en markedspris. Hydrogen blir solgt gjennom kontrakter som bestemmes mellom den enkelte produsent og forbruker. Anslagene varierer mellom 5 og 25 euro per kg hydrogen, og det er sjeldent spesifisert om det gjelder grønt, blått eller grått hydrogen (Martin, 2023).

Å sette hydrogenprisen som summen av kostnader og et marginpåslag er en tilnærming som er fornuftig å vurdere. Her kan man enten ta utgangspunkt i en hydrogenprodusent som produserer for strømprisen i markedet og dermed får en hydrogenpris som varierer med strømprisen. Den andre tilnærmingen er når man selv er produsent av strøm brukt i

hydrogenproduksjon. Dette leder til en stabil produksjonskostnad og dermed fastpris på hydrogen. Av modellhensyn velger vi å benytte en fastpris på hydrogen tilsvarende kostnaden pluss marginpåslag. Beregning av kostnad for LCOH gjøres i delkapittel 5.3.2, mens kostnadsberegning for konvertering, lagring og transport gjøres i delkapittel 5.3.3.

Samlet kostnad for hydrogenproduksjon og lagring/transport:

$$LCOH + S_h = 3,8277 \text{ euro} + 2,00 \text{ euro} = 5,8277 \text{ euro}$$

Vi kan dermed bestemme hydrogenprisen som kostnad + margin:

$$\text{Hydrogenpris} = 6,50 \text{ euro.}$$

Vi har i tillegg vurdert å benytte en hydrogenpris som varierer med prisen på andre energikilder, eksempelvis som en funksjon av enten strømpris eller oljepris. Komplikasjonen oppstår når vi skal analysere korrelasjonsgraden mellom hydrogenprisen og de øvrige energikildene, da det ikke finnes historisk data over prisutviklingen for omsatt hydrogen. Dersom hydrogen hadde vært et perfekt substitutt til andre energikilder kunne vi også antatt høy grad av samvariasjon i pris, men som tidligere beskrevet har hydrogen andre bruksområder i tillegg til å være en energibærer. Dermed kan vi ikke være sikre på hvordan endringer i andre energikilder vil påvirke hydrogenprisen, som resulterer i at en slik sammenligning kan gi et uriktig bilde av virkeligheten. Dette gjør at vi anser det som hensiktsmessig å basere analysen på en fast salgspris for hydrogen, og da heller undersøke hvilke utslag endringer i denne prisen vil ha på lønnsomheten til hydrogenproduksjon.

5.3.2 LCOH

Vi har fått tillatelse til å bruke estimater beregnet av Lazard. Lazard har oppstilling for CAPEX og OPEX ved fremstilling av hydrogen inkludert spesifikke produksjonsberegninger i **Tabell 5.1**. Anslagene er for et middels stort hydrogenanlegg med kapasitet på 20 000 kW, og et totalt kraftkonsum på 171 696 MWh. Tilsvarende har som tidligere nevnt en gjennomsnittlig vindturbin en effekt på 2-5 MW og en samlet årlig produksjon på rundt 6 000 MWh (Good Energy, 2023). Kostnadene ligger i samme sjiktet som andre aktører estimerer, med en beregnet LCOH på 4 euro/kg for en energipris på 40 euro/MWh (Lazard, 2021).

Tabell 5.1 – Oppsett LCOH. Hentet fra side 12 i (Lazard, 2021).

LCOE Hydrogen		
Kapasitet	kW	20 000
Total CAPEX	euro/kW	1 110
Elektrolyse stack CAPEX	euro/kW	450
Levetid anlegg	År	20
Levetid stack	Timer	60 000
Oppvarmingsverdi	kWh/kgH ₂	33
Elektrolyse utnyttelse	%	0,98
Elektrolyse effektivitet	% LHV	0,58
Operasjonelle kostnader		
Årlig H ₂ Produksjon	MT	2 988
Prosessvannkostnad	euro/kgH ₂	0,021
Årlig energikonsum	MWh	171 696
Elektrisitetskostnad	euro/MWh	40
Garanti og forsikring (% av CAPEX)	%	0,01
Årlig inflasjon	%	0,01
Kapitalstruktur		
Gjeld	%	0,4
Kostnad gjeld	%	0,08
Egenkapital	%	0,6
Kostnad EK	%	0,12
Skatt	%	0,21
WACC	%	0,097
Levelized cost of Hydrogen	Euro/kg H ₂	4,00

Med utgangspunkt i **Tabell 5.1** og LCOE-beregninger for vindkraft har vi bestemt den LCOH som gjelder for en gjennomsnittlig hydrogenprodusent. Her har vi benyttet LCOE per MWh som innsatsfaktor til fordel for strømprisen for å finne den faktiske kostnaden for produksjon av hydrogen.

Beregning av Levelized Cost Of Hydrogen i modellen:

Vi finner først strømforbruk per kg hydrogen:

$$\begin{aligned} \text{Strømforbruk} &= \frac{\text{Totalt strømforbruk årlig } H_2 \text{ produksjon}}{\text{Total } H_2 \text{ produksjon}} \\ &= \frac{171\,696 \text{ MWh}}{3\,400\,000 \text{ kg}/H_2} = 0,05744 \frac{\text{MWh}}{\text{kg}H_2} \end{aligned}$$

Med strømpris på 40 euro/MWh vil dette tilsvare en strømkostnad per kg hydrogen på:

$$\text{Strømkostnad} = 40 \frac{\text{euro}}{\text{MWh}} * 0,05744 \frac{\text{MWh}}{\text{kg}H_2} = 2,2976 \frac{\text{euro}}{\text{kg}H_2}$$

Dette gir en CAPEX lik:

$$\text{CAPEX} = 4 \frac{\text{euro}}{\text{kg}H_2} - 2,2976 \frac{\text{euro}}{\text{kg}H_2} = 1,7024 \frac{\text{euro}}{\text{kg}H_2}$$

Vi kan da finne LCOH beregnet med LCOE for vindkraft i stedet for markedsprisen for strøm.

Med en LCOE for vindkraft på 37 euro/MWh gir dette en LCOH som følger:

$$\text{LCOH} = 1,7024 \frac{\text{euro}}{\text{kg}H_2} + 0,05744 \frac{\text{MWh}}{\text{kg}H_2} * 37 \frac{\text{euro}}{\text{MWh}} = 3,8277 \frac{\text{euro}}{\text{kg}H_2}$$

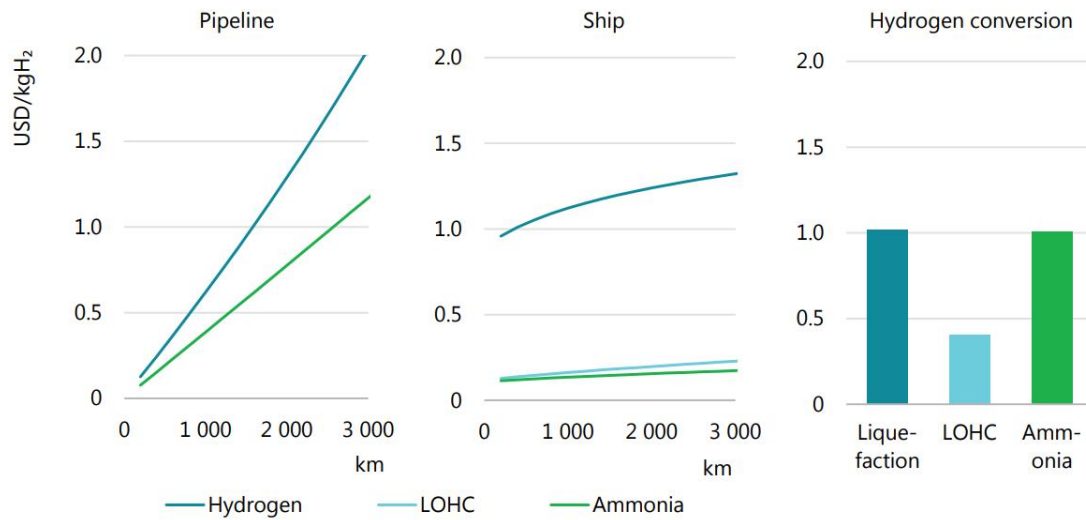
Dette forutsetter et konstant strømforbruk per kg hydrogen produsert og produksjon på 3 400 000 kg hydrogen per år.

5.3.3 Konvertering, lagring og transport

Data for konvertering, lagring og transport av hydrogen er hentet fra IEA (2019) og DNV GL (2019). Både IEA og DNV GL har oppgitt estimater på transport med skreddersydde skip, men vi velger å se bort fra dette da det ikke er et kommersialisert alternativ per dags dato. Likevel kan man benytte DNV GL (2019) sine estimater ved å kun se på kostnadene for konvertering og lagring, som vil være relevante uavhengig av transportmetode.

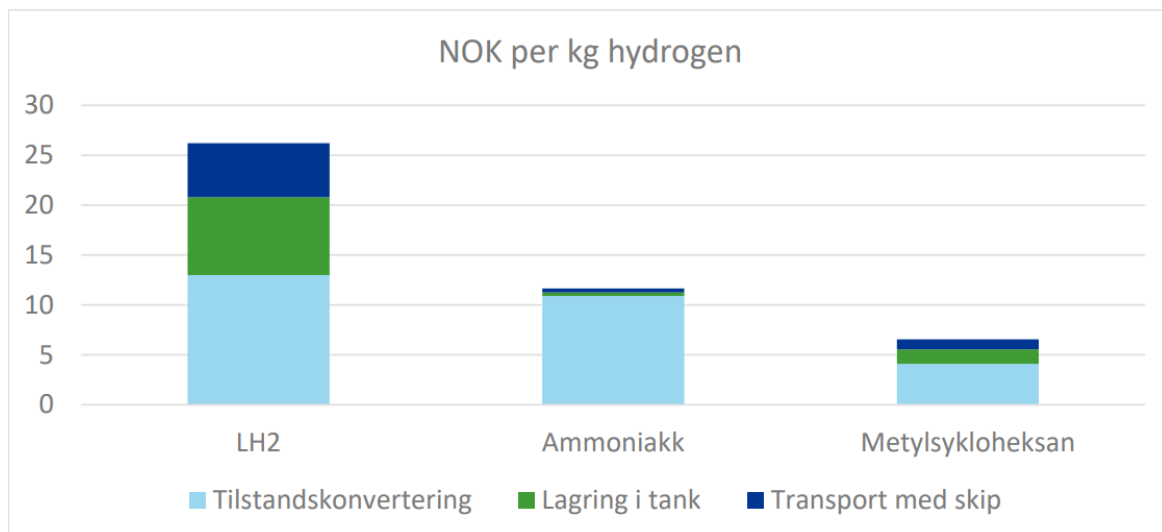
Ettersom rapporten gjennomført av DNV GL (2019) utpeker industri- og transportsektoren som hovedkunder av grønt hydrogen fremover, anser vi det som mest hensiktsmessig å se på salg av hydrogen i form av komprimert gass eller ammoniakk. Vi setter estimatet til 2 USD/kgH₂ på bakgrunn av følgende 3 scenarioer:

Scenario 1: For transport av hydrogen som komprimert gass i rørledninger opp til 1500km antar IEA (2019) i **Figur 5.2** en kostnad på 1 USD/kgH₂. Videre er den estimerte kostnaden for konvertering av hydrogen til ammoniakk på 1 USD/kgH₂, som er omtrent tilsvarende med DNV GL (2019) sitt estimat avregnet til NOK i **Figur 5.3**. Det er rimeligere å transportere hydrogen som komprimert gass opp til 1500km enn det vil være for ammoniakk grunnet konverteringskostnaden. Kostnaden for komprimert gass blir tilsvarende lik transportkosten for ammoniakk opp til 2500km på 2 USD/kgH₂, inkludert konvertering.



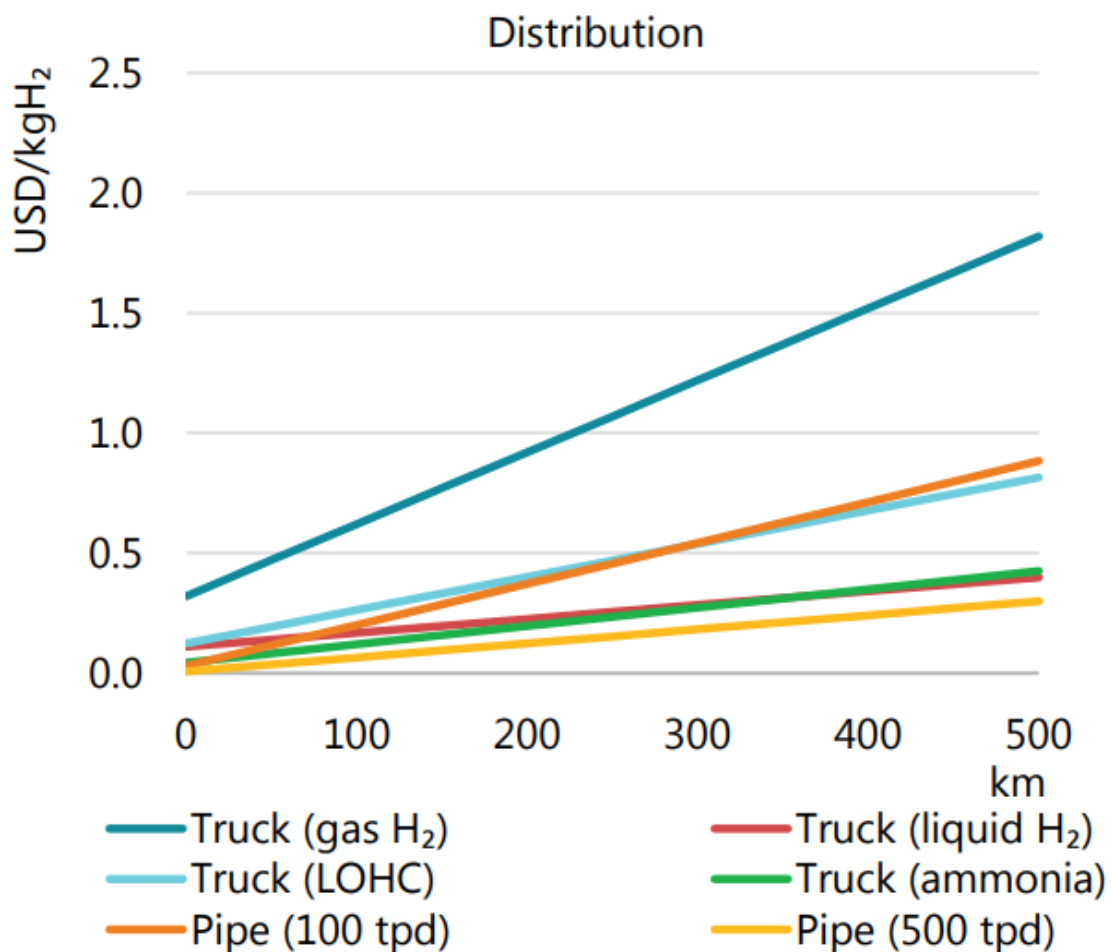
Notes: Hydrogen transported by pipeline is gaseous; hydrogen transported by ship is liquefied. Costs include the cost of transport and any storage that is required; costs of distribution and reconversion are not included. More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Figur 5.2: Kostnader for tilstandskonvertering, lagring og transport med rørledning eller skip. Hentet fra Figur 27 i (IEA, 2019).



Figur 5.3: Kostnader for tilstandskonvertering, lagring i tank og transport med skip. Hentet fra Figur 5-2 i (DNV GL, 2019).

Scenario 2: Her benytter vi **Figur 5.4** og antar at hydrogenet enten må transporteres kortere eller at rørledninger ikke er tilgjengelige. Lastebiler er som nevnt et alternativ hvor transportkostnaden øker eksponentielt over 500km, men som under dette er svært konkurransedyktig. Dersom hydrogen transporteres som komprimert gass ved hjelp av lastebil gir dette omtrent samme kostnad ved 500km som en rørledning ved 2500km, rundt 1,8 USD/kgH₂. Skulle hydrogenet konverteres til ammoniakk så vil det koste omtrent 1,4 USD/kgH₂, inkludert konvertering.



Figur 5.2: Kostnader for distribusjon av hydrogen i forskjellig tilstand med lastebil og rørledning over kortere avstander. Hentet fra Figur 28 i (IEA, 2019).

Scenario 3: Dersom vindkraftverket ligger i nærheten av en industri, et rederi eller lignende, kan kostnadene for lagring og transport som nevnt i delkapittel 3.2.5 være tilnærmet null. Dette

gjør at man kun trenger å ta stilling til eventuelle konverteringskostnader, som åpner for en potensielt høyere inntjening enn modellen vil tilsi.

På bakgrunn av disse scenarioene og for å begrense oppgavens omfang har vi valgt å sette kostnaden for konvertering, lagring og transport av hydrogen til 2 USD/kgH₂. Dersom sluttbruken krever hydrogen i ren form vil det påløpe en rekonverteringskostnad som modellen ikke tar høyde for. Dette er fordi en slik kostnad avhenger av den nødvendige graden av renhet på det rekonverterte hydrogenet.

5.4 Valutakurser

Vi henter vekslingsdata fra 2022 og frem til august 2023, og bruker snittkursen som vekslingskurs i oppgaven.

Valutakurser

Tabell 5.2 - Valutakurser

	Vekslingskurs (gjennomsnitt 2022-2023)	Kilde
euro/NOK	11,07	(Norges Bank, 2023)
euro/USD	1,14	(Yahoo Finance, 2023)

6. Analyse, tolkning og diskusjon

I kapittel 6 vil resultatene fra beslutningsmodellen over analyseperioden fra 2015-2022 presenteres. Deretter analyseres og tolkes resultatene, før vi ser på hvordan endringer i ulike innsatsfaktorer vil gi utslag på funnene. Avslutningsvis legger vi frem anbefalinger for videre arbeid.

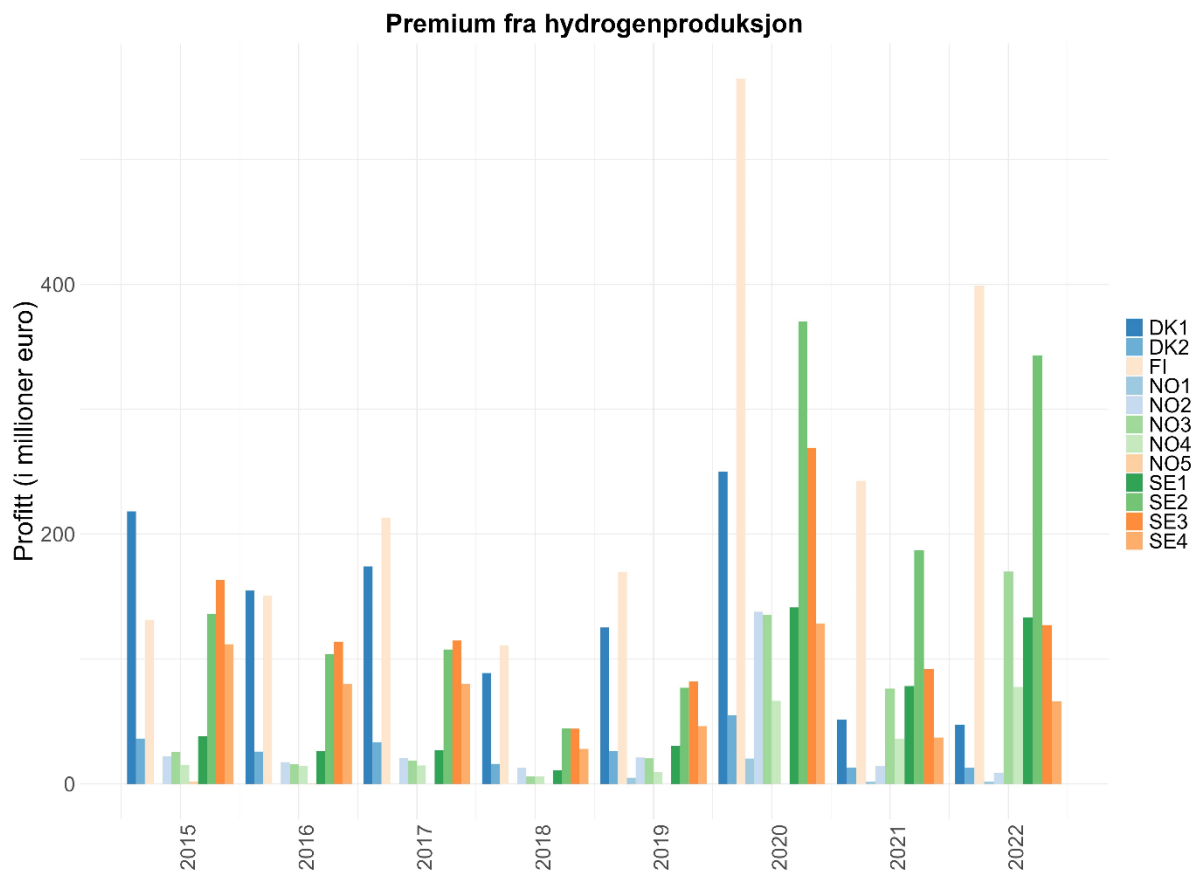
6.1 Profittanalyse

Delkapittel 6.1 vil presentere de fleste overordnede figurer og tabeller brukt i analysen. Av plassmessig hensyn er derimot spesifikke modeller for de ulike landene plassert i appendiks.

6.1.1 Presentasjon av resultater

Resultater fra analysen viser et klart profittpotensiale fra hydrogenproduksjon. Implementering av hydrogenproduksjon for en vindkraftprodusent har i løpet av analyseperioden samlet gitt flere millioner euro i profittpremium. Profittpremium er differansen mellom oppnådd profitt med direkte strømsalg og oppnådd profitt fra kombinasjonen av direkte strømsalg og hydrogenproduksjon.

Analysen begrenser seg til å gjelde per prisområde, og profittestimatene vi har kommet frem til kan ikke benyttes ukritisk for den enkelte kraftprodusent da man naturlig vil oppnå høyere utslag i områder med høyere produksjon. Selv om størrelsen på den samlede profitten i seg selv ikke har stor grad av relevans, vil drivere av profitt og merprofitt kunne gi nyttig innsikt for vindkraftprodusenter i de aktuelle områdene. **Figur 6.1** viser den totale merprofitten hvert prisområde kunne oppnådd i perioden 2015 til 2022.



Figur 6.1 viser oversikt over den totale merprofitten en strømprodusent ville oppnådd ved å implementere hydrogenproduksjon over analyseperioden. (Tall i millioner euro).

Samtlige prisområder har oppnådd økt profitt, noe som viser seg gjeldende i alle årene i analyseperioden. Det er likevel store variasjoner på tvers av år og prisområder. Generelt har prisområdene med lavest gjennomsnittspris og høyest produksjon av landbasert vindkraft høyest utslag i merprofitt fra hydrogenproduksjon. Vi ser dette av **Tabell 6.1**, der store vindkraftprodusenter har opplevd de største utslagene for implementering av hydrogen. FI som prisområdet med størst produksjon av landbasert vindkraft har også størst profittpremium, men ikke prosentmessig størst nytte av hydrogen. Utslagene er spesielt store for prisområder som NO3 og SE2. Med negativ profitt fra direkte strømsalg vil man ved inkludering av hydrogenproduksjon i disse områdene ende med positivt resultat.

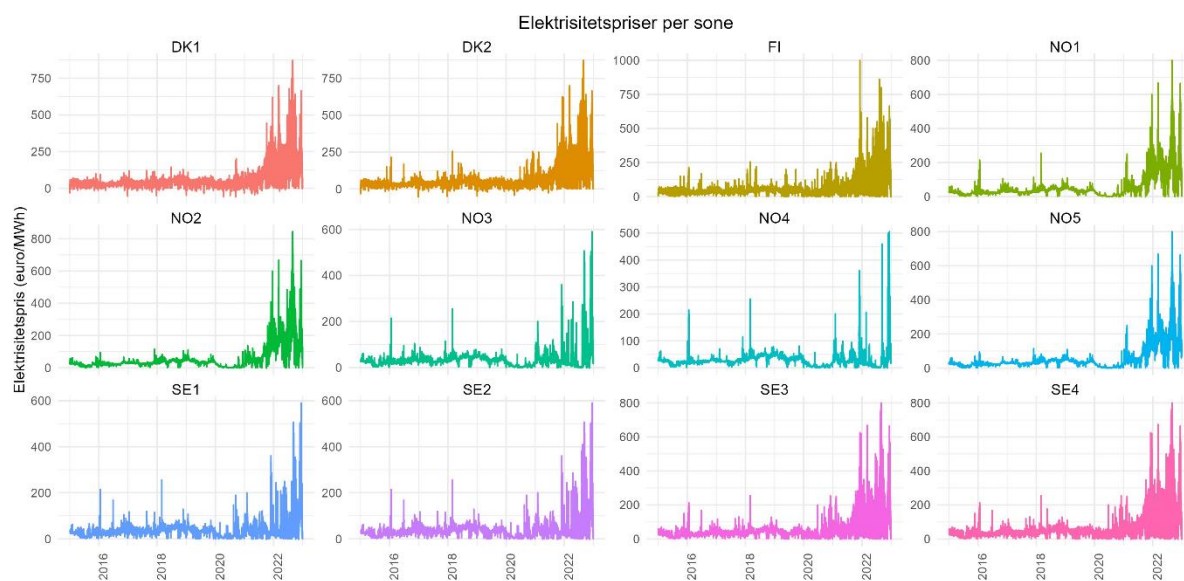
Tabell 6.1 viser profitt med hydrogenproduksjon, profitt kun ved strømsalg og merprofitt ved hydrogen. All kraftproduksjon er fra landbasert vindkraft. (Tall i 1 000 euro).

	Profitt hydrogen og strøm	Profitt direkte strømsalg	Premium
DK1	2 024 554	914 496	1 110 058
DK2	385 160	166 107	219 053
FI	4 972 505	2 990 598	1 981 907
NO1	148 680	119 577	29 103
NO2	1 022 208	767 374	254 834
NO3	339 977	-128 186	468 164
NO4	140 184	-99 889	240 072
NO5	935	-1 208	2 143
SE1	367 497	-117 932	485 429
SE2	960 403	-409 197	1 369 600
SE3	1 309 060	302 706	1 006 354
SE4	862 545	284 776	577 769

Videre vil vi se på hvilke faktorer som har betydning for merprofitten som er oppnådd, og hvordan dette gjør noen områder mer attraktive for hydrogenproduksjon enn andre. Ved å finne de viktigste driverne for merprofitt kan vi se på hvordan variasjon i disse faktorene påvirker profitabiliteten, og hvordan man kan predikere profittmuligheter basert på ulike makrotrender.

6.1.2 Utvikling i strømpris

Analysen av strømpris tar høyde for at det er kraftoverføring og prisutjevningsmekanismer mellom ulike prisområder, men begrenset overføringskapasitet. Det vil derfor være relevant å analysere effekter som kan påvirke de ulike prisområdene spesifikt.



Figur 6.2 viser utviklingen i pris over perioden 2015 til 2022. Alle priser i euro/MWh.

Strømprisen var relativt jevn i årene 2015 til 2019, med en liten økende trend. Under COVID-19 pandemien i 2020 opplevde man et markant fall i etterspørsel av energi ettersom aktiviteten i industrien gikk ned. Det resulterte i vesentlig lavere strømpriser dette året, som også illustrert av lave gjennomsnittspriser i **Tabell A1** i appendiks for 2020. Lave strømpriser førte videre til store utslag på profitabiliteten til både direkte salg av vindkraft og hydrogenproduksjon, som vist i **Figur 6.1**. Samtlige prisområder opplevde negativ profitt fra direkte strømsalg, og rekordhøy merprofitt fra hydrogen dette året.

Vi burde derimot være forsiktig med å avgjøre hvorvidt hydrogen er profitabelt basert på 2020-tall. Til tross for store negative utslag på profitt fra direkte strømsalg og tilsvarende merprofitt fra hydrogenproduksjon er det i hovedsak to årsaker til at 2020-tall ikke egner seg som beslutningsgrunnlag. Først og fremst er ikke strømprisene i 2020 representative for strømpriser fremover. I årene opp til 2020 så vi en svakt stigende tendens i strømprisen, mens vi i årene etter har hatt stor økning i gjennomsnittsprisen for nesten alle prisområder. Det unormale etterspørselsdroppet og hydrogenprofittøkningen må derfor hensyntas dersom man skal fatte veloverveide investeringsbeslutninger for fremtiden. For det andre er det rimelig å anta at etterspørselen og dermed prisen for hydrogen i samme periode også ville opplevd et brått fall som følge av lavere aktivitet i industri og transport. Antakeligvis ville dette forårsaket et dropp i hydrogenprisen tilsvarende det vi opplevde i oljeprisen og strømprisen i samme periode, spesielt da hydrogen har vesentlige lagringsbegrensninger.

I 2022 opplevde Europa en unormalt kald vinter, som resulterte i høy etterspørsel etter strøm til oppvarming (Flis, 2022). I tillegg var sommeren i etterkant betydelige varmere enn normalen med mindre nedbør og vind, noe man muligens kan forvente mer av fremover som et resultat av klimaendringer. Vi fikk som følge av denne vinteren og sommeren en reduksjon i produksjon av kraft fra vann og vind, og totalen for produsert fornybar energi sank (Hancock, 2022). Den varme sommeren gjorde at den allerede høye kraftetterspørselen økte ytterligere, og vi ble nødt til å ta i bruk større mengder væruavhengig kraftproduksjon som kull, gass og olje (IEA, 2022). På grunn av Green Deals ambisiøse målsetninger har EU gjennom kvotehandelsystemet European Union Emissions Trading System (EU ETS) innført en avgift på utslipp av CO₂ og satt et tak på totalutslipp som gradvis vil senkes med årene (Refinitiv, 2022; European Commission, 2023b). Dette vil resultere i økt marginalkostnad på fossile brensler, og følgelig blir bruken av disse for å dekke etterspørselen betydelig dyrere enn ved fornybar energi, og strømprisene vil øke.

Det er riktignok ikke bare været som har spilt en rolle i svingningene i strømprisen i 2021 og 2022. COVID-19 pandemien resulterte i reduksjon og i noen tilfeller full stans og nedstenging av energiproduksjon som følge av den økonomiske nedgangen over hele Europa. Da økonomien gjenåpnet oppsto det et etterslep i kraftproduksjon på grunn av at tidligere nedstengte eller sterkt reduserte kraftverk strevde med å skalere opp produksjonen i møte med den nye etterspørselen (Alvik & Irvine, 2020).

Videre vil strømprisen også kunne svinge gjennom ekstraordinære hendelser som påvirker strømmarkedet. I Europa står Russlands rørledninger for om lag 40% av all eksport av naturgass ut til landene i kontinentet (NHO, 2022). Denne sårbare avhengigheten gjorde at Russland utnyttet sin posisjon i planleggingen av invasjonen av Ukraina ved å minske leveransen av naturgass over tid. Dette førte til en knapphet på naturgass i tiden før invasjonen, som ble ytterlige forverret da invasjonen ble igangsatt og naturgasstilgangen stengte. Europas eneste løsning ble å benytte dyrere og mer forurensende energikilder for å dekke strømetterspørselen som nok en gang resulterte i høyere strømpriser (Flanagan, Kammer, Pescatori, & Stuermer, 2022; Bolle, 2022; Refinitiv, 2022).

Totalt sett har strømprisene i Norden holdt seg stabile frem til pandemien. I etterkant har vi sett store svingninger som følge av værendringer og ekstraordinære hendelser, og strømprisen er nå mer volatil enn på mange år. Dette har medført flere perioder med høye strømpriser, men også flere perioder med lave og negative priser. I dagens situasjon er vi ikke sikre på om vi

opplever den nye normalen, eller om prisene skal ned igjen. Vindkraftprodusenter vil dermed oppleve større inntjening i noen perioder, men også større sårbarhet for lave priser som gjerne kommer da kraftproduksjonen fra blant annet vind er høy. Fokusområdet bør derfor være på maksimal utnyttelse av vindenergien når det først blåser, og sikre inntekt i periodene med overskuddsproduksjon og lave strømpriser. Ved å fasilitere for hydrogenproduksjon kan vindkraftprodusenter på denne måten oppnå mindre risiko og mer stabil inntjening. Implementering av hydrogenproduksjon vil følgelig bidra til å redusere intermittency-problemet for å sikre lønnsom drift ved lav strømpris.

Effektene av storskala hydrogenproduksjon vil også bidra til å redusere prisvolatiliteten ved at overskuddsproduksjon får et alternativt bruksområde. Dersom et større antall vindkraftprodusenter velger å allokere energien til hydrogenproduksjon til fordel for strømmettet vil dette medføre lavere tilbud og noe høyere strømpris i disse periodene. Om man i tillegg velger å konvertere hydrogen tilbake til elektrisitet i perioder med høye strømpriser vil prisutslagene reduseres ytterligere. Det er som nevnt ikke en moden teknologi for slik konvertering i dag da effektivitetstapet og slitasjen er for stor.

Analyse av prisvariasjon

Store svingninger i strømprisen kan slå ulikt ut for kraftprodusenter. Som vindkraftprodusent vil det produseres strøm uavhengig av strømprisen, mens en vannkraftprodusent selv kan justere produksjonen etter behov og pris. Vindkraftprodusentene står dermed i risiko for kannibalisering av egen pris, gjennom at høy andel kraftproduksjon fra vind vil føre til høyt tilbud og lavere priser når det blåser mye. Dette gjør de til ideelle kandidater for diversifiseringsmekanismer som hydrogenproduksjon. Vi skal nå se på hvordan hydrogenprofitten er påvirket av prissvingninger ved å analysere volatiliteten til strømprisene.

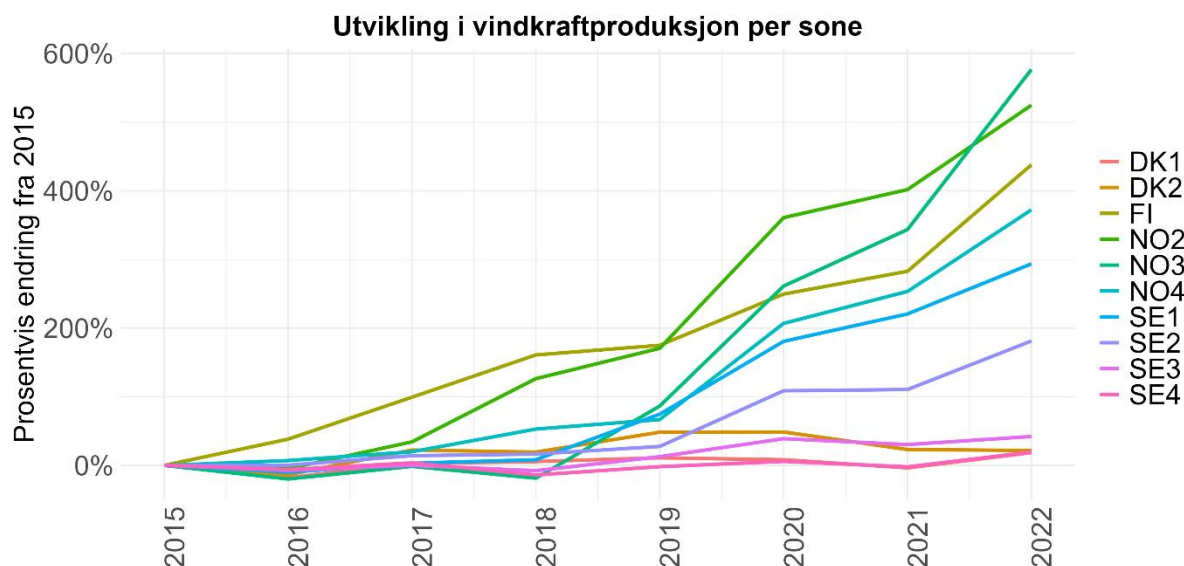
Som vi ser av **Tabell 6.2** har den gjennomsnittlige svingningen i pris økt markant de siste årene. Det kan være ulike grunner til økt volatilitet, men sammenligner vi de områdene med høy andel vindkraft som DK1 og DK2 med områder med relativt lite vindkraft som NO4 og NO5, kan man se vesentlige forskjeller. Områder preget av høyere andeler regulerbar kraft, kan i større grad tilpasse tilbud etter etterspørsel og dermed unngå de største utslagene i pris.

Tabell 6.2 viser standardavviket i strømpris for de ulike prisområdene i analyseperioden.

	DK1	DK2	FI	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	SE1	SE2	SE3	SE4
2015	11,3	11,47	14,46	7,82	7,64	7,70	7,35	7,67	8,20	8,22	9,77	10,65
2016	9,76	13,28	13,15	10,21	6,57	10,47	7,88	6,90	11,74	11,74	12,33	12,52
2017	10,66	10,97	9,61	4,89	4,64	5,54	5,26	4,55	7,16	7,16	7,97	8,95
2018	15,06	16,72	15,12	10,47	9,38	10,41	9,53	9,48	11,56	11,56	12,06	14,23
2019	13,15	12,65	15,28	8,34	8,23	7,87	7,57	8,27	9,89	9,89	10,38	11,30
2020	17,43	19,72	21,11	8,28	8,29	6,71	6,48	7,91	11,51	11,51	19,29	20,20
2021	64,78	67,76	65,99	49,90	47,22	27,16	26,71	47,53	28,68	28,67	88,83	84,12
2022	145,57	150,21	132,37	109,73	125,84	64,82	41,15	109,26	78,78	80,17	127,14	140,42

6.1.3 Utvikling i vindkraftproduksjon

Figur 6.3 viser utviklingen i produksjon i de ulike prisområdene i Norden. Det har vært en økning i landbasert vindkraftproduksjon for majoriteten av områdene. Største prosentvise økning har vi i Norge og Finland, mens Danmark har hatt en relativt konstant produksjon over analyseperioden. Dette har gjort at produksjonen av vindkraft i NO2 og NO3 nå er på nivå med produksjonen i DK1 og DK2, som vi kan se av oversikten i **Tabell 6.4 og A16** i appendiks. Finland er likevel det landet i Norden med den høyeste landbaserte vindkraftproduksjonen i 2022, med Sverige, Norge og Danmark følgende etter.



Figur 6.3 viser den prosentvise utviklingen i vindkraftproduksjon fra 2015 nivå frem til 2022.

Utviklingen i vindkraftproduksjon spiller en sentral rolle i relevansen for produksjon av grønt hydrogen. Med en stadig økende andel av energimiksen, kan vindkraft gjøre at vi opplever mer varierende strømpriser fremover enn hva vi har gjort tidligere. Der Danmark har hatt stabilt høy vindkraftandel lenge, har de andre landene i Norden opplevd markant økning i produksjonen fra 2015 nivåer og frem til 2022. For Finland skyldes antakeligvis økningen i vindproduksjon landets subsidieordning for vindkraft. Innføringstariffene har i stor grad bidratt til å gjøre vindkraft til den mest kostnadseffektive kraftformen å ekspandere, noe veksten i **Figur 6.3** indikerer. Dette skjer i takt med større klimafokus og økning i energietterspørsel.

Selv om vi ser en økende trend i produsert vindkraft, representerer ikke produksjonsnivåene installert kapasitet og havvindproduksjon. I tillegg har vi økning i andre varierende kilder som havvind og solkraft, som gjør at veksten i andelen varierende kraftproduksjon antas å øke fremover.

Intermittency

Vindkraftproduksjon medfører betydelig høyere variasjon i levert kraft enn produksjon fra øvrige energikilder. **Tabell 6.3** viser den prosentvise variasjonen i produsert landbasert vindkraft for prisområdene DK1 og NO4, og variasjonen i øvrig kraftproduksjon.

Fremstillingen er gjort for DK1 og NO4 da vindkraft utgjør en stor del av totalproduksjonen i DK1, og en liten del av totalen i NO4. Tallene er presentert i prosent for å lettere kunne sammenligne prisområder og år med ulik produksjon. Vi ser en tydelig sammenheng mellom vindkraftproduksjon og høyere produksjonsvariasjon.

Tabell 6.3 viser det prosentvise standardavviket til landbasert vindkraftproduksjon, og prosentvis standardavvik for total kraftproduksjon utenom vindkraft for DK1 og NO4 over analyseperioden. (Tall i prosent).

	Kun vindkraft		Total kraftproduksjon uten vind	
	DK1	NO4	DK1	NO4
2015	80,83	62,91	41,86	23,74
2016	86,34	64,55	37,17	24,58
2017	78,89	68,73	40,91	23,39
2018	83,61	61,23	45,14	28,44
2019	78,09	66,60	45,83	26,21
2020	76,39	69,48	43,76	24,50
2021	79,62	67,19	39,73	26,07
2022	78,77	62,16	40,67	19,71

Effekten av større variasjon i kraftproduksjon kan spesielt påvirke tilbud og pris i prisområdene som er sterkt avhengig av vindkraftproduksjon. Vindkraft utgjør en stor andel av energimiksen i DK1, og prisområdet er derfor mer utsatt for svingninger i total kraftproduksjon som følge av intermitty.

Finland kan også antas å være mer utsatt for svingninger fremover. Dette fordi de har en stabil grunnproduksjon fra mindre regulerbare kilder som kjernekraft som ikke vil være i stand til å utjevne variasjonene forbundet med vindkraftproduksjon. Norge derimot har på sin side en stor andel vannkraft som godt lar seg regulere sammenlignet med andre kraftkilder.

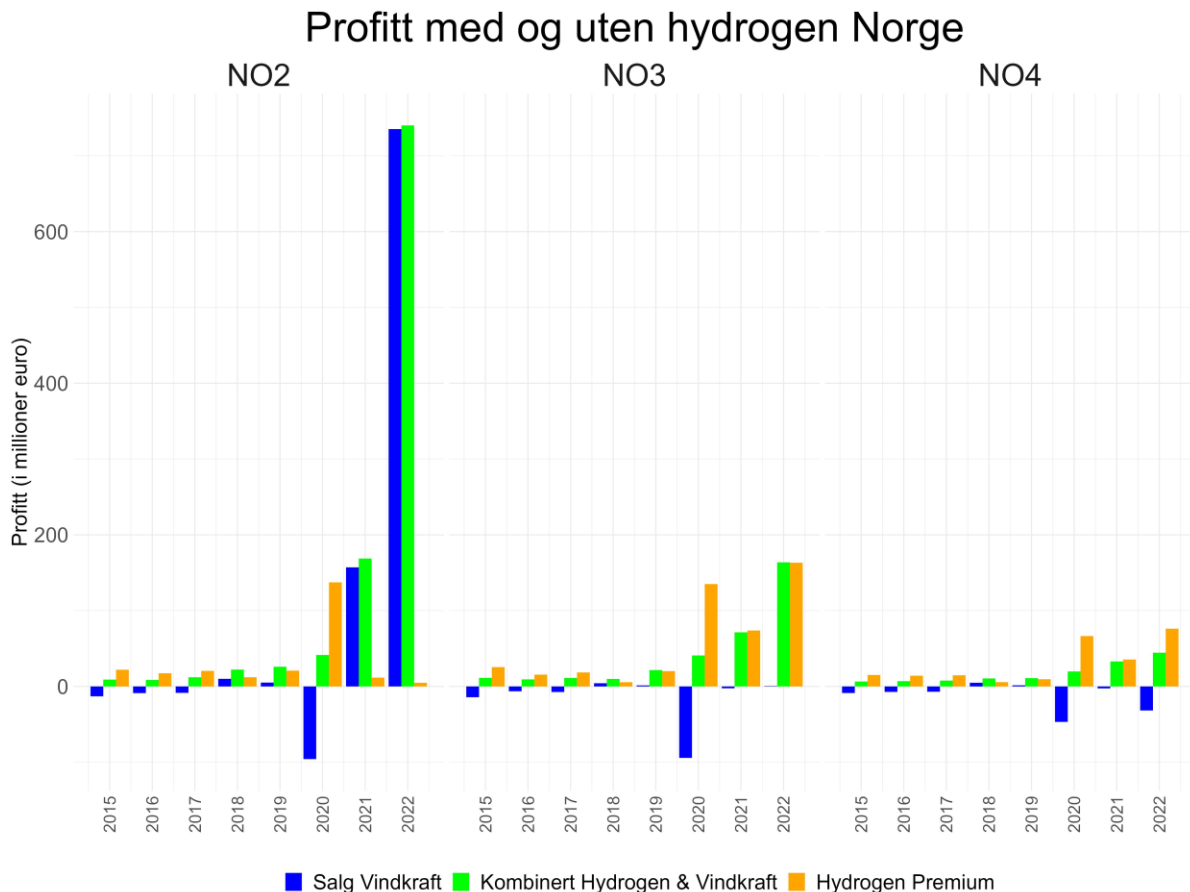
Prisområder tilknyttet andre prisområder med høy andel vindkraftproduksjon vil også oppleve større prisvariasjon. NO2 får gjerne høyere pris når det ikke blåser i Danmark da det i disse periodene vil bli eksportert store mengder strøm fra NO2 til DK1. NO4 vil på sin side ikke være påfallende avhengig av andre prisområder da overføringskapasiteten er begrenset og naboområdene ikke har like varierende egenproduksjon.

6.1.4 Prisområder med potensiale i Norden

Delkapittelet vil se på hvert land og analysere effekten av hydrogenimplementering. Tilsvarende modeller for hvert land og prisområde er å finne i appendiks.

Norge

Figur 6.4 viser oversikt over profitt oppnådd ved direkte strømsalg, profitt ved kombinasjon av direkte strømsalg og hydrogenproduksjon, og merprofitten som oppnås ved implementering av hydrogenproduksjon. Oversikten er for prisområde NO2, NO3 og NO4, da vi ikke har tilstrekkelig med produksjonsdata for NO1 og NO5. Vi ser at merprofitten i perioder i hovedsak er drevet av store negative resultater fra direkte salg av vindkraft. De siste årene har man i alle områder opplevd markant større utslag på profitt fra strøm som følge av høy prisvolatilitet, som også har gitt større utslag på profitabiliteten til hydrogenproduksjon, både positivt og negativt.



Figur 6.4 viser profitt fra direkte strømsalg, strøm- og hydrogensalg, samt premium ved hydrogen i Norge. (Profitt i millioner euro).

Dersom man ser på 2015 til 2019 som normalår er det små utslag i profitabiliteten. Usubsidiert direkte strømsalg ville i snitt gitt negativ profitt for alle prisområder i 2015 til 2017, mens vi i 2021 og 2022 ville oppnådd stor positiv inntjening fra direkte strømsalg i NO2. For NO2 er det spesielt den store prisutviklingen som følge av eksport til Europa og mye tørt vær som har ført til en høyere strømpris sammenlignet med resten av landet (Holstad, 2023). Ut ifra dette kan det være mer gunstig med hydrogenproduksjon i andre deler av landet, hvor strømprisene er mer stabilt lave og man dermed kan dra større nytte av produksjonsfasilitetene.

I NO3 og NO4 har man ikke opplevd den samme utviklingen i pris. Til tross for større prisavvik i begge retninger, har medianprisen og gjennomsnittsprisen holdt seg lavere enn break even prisen for hydrogenproduksjon. Dette, kombinert med flere perioder med strømpris nær 0, har ført til store positive utslag for hydrogenproduksjon og høy merprofitt de siste årene. Dette kan peke i retning av at prisområder som tradisjonelt har klart å holde en stabilt lav pris har det største potensialet når det kommer til hydrogenproduksjon i Norge.

Produksjonsutvikling i Norge

Sammenligner man Norge med andre land i Norden ser man tradisjonelt en relativt lav andel vindkraftproduksjon grunnet den store vannkraftkapasiteten. Norge opplevde stor økning i vindkraftproduksjon etter omstillingen i 2017, og både produsert mengde og andel av total kraftproduksjon har økt i samtlige prisområder. I prisområdene NO3 og NO4 kan trenden med økende profitt fra hydrogenproduksjon i stor grad skyldes at man stadig får mer vindkraft, og derfor også større potensiale for hydrogenproduksjon de timene dette er mest gunstig.

Tabell 6.4 viser den årlige produksjonen av landbasert vindkraft, total kraftproduksjon og andelene av kraften som kommer fra landbasert vind. (Produksjon i MWh).

	NO2			NO3			NO4		
	Vind	Total	%	Vind	Total	%	Vind	Total	%
2015	772 010	52 053 388	1,48	969 179	14 725 615	6,58	551 824	22 022 056	2,51
2016	735 513	53 372 741	1,38	777 267	19 164 438	4,06	590 689	25 762 784	2,29
2017	1 361 740	49 422 043	2,10	955 699	22 121 614	4,32	661 355	26 592 573	2,49
2018	1 747 352	52 178 487	3,35	789 169	18 490 959	4,27	843 842	25 897 174	3,26
2019	2 088 927	42 306 199	4,94	1 807 083	21 263 458	8,50	920 281	25 405 437	3,62
2020	3 558 370	53 139 028	6,70	3 501 173	24 389 330	14,35	1 693 402	23 776 977	7,12
2021	3 873 824	55 732 119	6,95	4 299 299	23 831 473	18,04	1 950 239	25 796 649	7,56
2022	4 822 943	42 796 306	11,2	6 558 754	28 106 629	23,34	2 606 239	30 831 245	8,45

Tabell 6.4 viser en økning i vindkraftproduksjon i de tre norske prisområdene. Spesielt stor økning har det vært i NO3, der landbasert vindkraft i 2022 står for hele 23,34% av totalproduksjonen. Med økt andel kraft fra uregulerbare kilder som vind vil vi kunne risikere å se større effekt på prisvolatilitet fremover, noe som underbygger viktigheten av utjevningmekanismer som hydrogenproduksjon.

Totalt sett har vi vurdert at hydrogenproduksjon vil være mest gunstig for NO2 dersom vi faller tilbake på 2015-2019 nivåer, mens NO3 og NO4 har hatt betydelig profittøkning etter

prisvolatiliteten steg. Med stadig mer vindkraft i energimiksen vil det trolig favorisere områder som NO3 og NO4 i årene som kommer.

Danmark

Danmark med sin høye andel vindkraft er preget av større utslag på profitabiliteten av både vindkraft og hydrogen. Vi ser fra **Figur A1** i appendiks at det har vært profitabelt i begge prisområder, men at det er størst utslag i DK1. Dette kan skyldes at landbasert vindkraftproduksjon i DK1 har vært flere ganger større enn i DK2.

Danmark har jevnt over hatt de største forekomstene av negative strømpriser. Muligheten til å allokere strøm til hydrogenproduksjon i perioder med negativ strømpris i stedet for påløpende kostnader ved å kvitte seg med strøm vil medføre stor merfortjeneste for vindkraftprodusentene.

Tabell A16 i appendiks viser en flatere produksjonsutvikling i Danmark. Dette kan forklare en relativt flat utvikling i profitt oppnådd fra hydrogen, der den nedadgående trenden i merprofitt mellom 2015 og 2019 i stor grad kan tilskrives jevnt stigende strømpriser, mens utslag i 2021 og 2022 skyldes vesentlig høyere strømpriser enn foregående år.

En fordel ved hydrogenproduksjon i Danmark er landets posisjon med nærhet til store forbrukere som Tyskland. Grunnet hydrogens svakheter ved lagring og transport er det fordelaktig å ha gode distribusjonsmuligheter. I tillegg til å være sentralt plassert i Nord-Europa er Danmark tilknyttet havner og industriområder, og følgelig godt posisjonert for omsetning av produsert hydrogen.

Finland

FI skiller seg fra de andre prisområdene ved å inkludere hele Finland. Profittutslagene blir derfor også store. Likevel ser vi stort potensial for hydrogenproduksjon i **Figur A2** i appendiks, dog er trenden relativt lik den vi har i blant annet NO2, DK1 og DK2 ved at profitabiliteten har vært høyest opp til 2020. Dersom vi medregner Finlands innføringstariffer, er det ikke nødvendigvis slik at potensialet for hydrogen er så tydelig på kort sikt. Likevel, siden man kun kan motta tariffer i maksimalt 12 år vil det alltid være vindkraftprodusenter som vil kunne finne hydrogenproduksjon gunstig.

Sverige

SE1 og SE2 skiller seg fra andre prisområder i Norden ved at de har markant positive utslag fra hydrogenproduksjon gjennom hele analyseperioden til tross for høye produksjonsnivåer for vindkraft. Det er spesielt de to siste årene som har vist seg utslagsgivende med store positive utslag, mye grunnet en lavere medianpris og gjennomsnittspris, som har ledet til flere produksjonstimer og høyere merprofitt per time produsert. Trenden i SE3 og SE4 ligner mer på det vi har i de øvrige prisområdene i Norden, som illustrert i **Figur A3** i appendiks.

Oppsummerende trender

De fleste prisområder i Norden følger den samme trenden, med et markant skille i profitabilitet av både direkte strømsalg og hydrogenproduksjon fra 2015 til 2019 og årene etter. I perioden før 2019 er det ingen betydelige utslag for noen prisområder, men hydrogenproduksjon har bidratt til å snu negative resultater og øke profitabiliteten i perioder selv der direkte strømsalg har vært lønnsomt. Størst potensiale for hydrogenproduksjon har vi de siste årene sett i de nordlige prisområdene. Prisområdene i sør som er koblet opp mot strømmarkeder i Europa har gjennomgående høyere strømpriser enn de nordlige områdene i Norge og Sverige. Større andel strømproduksjon har også vist seg å ha sammenheng med høyere prisvolatilitet. Dette gir utslag både i perioder med svært høy og svært lav strømpris, spesielt i land uten gode alternativer til uregulerbar kraft.

6.1.5 Stabil inntjening og diversifiseringseffekt

I tillegg til å kunne bidra til merprofitt, kan hydrogenproduksjon også gi en mer stabil inntjening. Å diversifisere inntjeningsgrunnlaget gjør at man reduserer risikoen for perioder med negative resultater gjennom at vindkraftprodusenter til enhver tid kan allokere strøm dit det gir høyest avkastning. Hydrogenanlegget vil i perioder med jevnt høye strømpriser produsere hydrogen få timer i løpet av året som resulterer i en lav utnyttelsesgrad. Dersom hydrogenanlegget er bygd og sjeldent i drift vil dette redusere den totale lønnsomheten for produsenten. På denne måten vil hydrogenproduksjon i tilknytning til vindkraft være gunstig dersom man antar jevnt lave strømpriser eller perioder med svært lave strømpriser, og ønsker å sikre seg mot inntektstap i disse periodene. En risikovillig investor med forventninger om høye strømpriser vil på sin side kunne se det som hensiktsmessig å kun holde seg til vindkraftproduksjon.

6.2 Sensitivitetsanalyse

Grunnet usikkerheter i estimatene på LCOH og hydrogenpris gjennomføres en sensitivitetsanalyse for å undersøke hvordan variasjon i disse faktorene vil påvirke resultatene funnet i delkapittel 6.1.

6.2.1 Hydrogenpris

Prisen på hydrogen og LCOH er to sentrale parametere som ikke er kjent i modellen. Vi vil derfor se på hvilken effekt variasjon i disse parameterne har for merprofitt over analyseperioden, og benytter DK1 som eksempel. Øvrige tabeller finnes i appendiks.

Fra **Tabell 6.5** ser vi at effekten av en endring i pris og kostnad har stor innvirkning på merprofitt. Dersom kostnadene øker med 1 euro skrelles 67,01% av merprofitten vekk. Dette indikerer at nøyaktighet i estimatene er svært viktig, da konsekvensene av feilestimering er betydelige. Tilsvarende vil kostnadsreduksjon eller høyere priser lede til vesentlige positive utslag. For en vindkraftprodusent vil kilder til kostnadskutt være faktorer som nærhet til konsumentene, slik at kostnader som transport reduseres. Dette favoriserer de sørlige områdene da vi antar at majoriteten av etterspørselen etter hydrogen vil komme fra industriområdene i Tyskland.

Tabell 6.5 viser merprofitt ved ulike hydrogenpriser og kostnader for DK1. (Merprofitt i 1 000 euro).

DK1	LCOH + S				
	Pris kg/H ₂	3,83	4,83	5,83	6,83
4,50	1 025 030	338 195	44 838	1 856	0
5,50	1 882 854	1 025 031	338 195	44 838	1 856
6,50	2 787 288	1 882 854	1 025 031	338 195	44 838
7,50	3 721 108	2 787 288	1 882 854	1 025 031	338 195
8,50	4 675 490	3 721 108	2 787 288	1 882 854	1 025 031

En interessant innsikt fra **Tabell 6.5** er at man selv med negativ profitt fra hydrogenproduksjon opplever merprofitt sammenlignet med direkte strømsalg. Dette skyldes at hydrogenproduksjon ville gitt mindre tap enn ved direkte strømsalg.

6.2.2 LCOH

Utnyttelsesgrad

Vi har så langt sett på totalproduksjon for de ulike prisområdene, noe som gir et mindre presist bilde for den enkelte vindkraftprodusent. For å lage en modell som kan benyttes av de fleste vindkraftprodusenter har vi tatt utgangspunkt i at effekten hydrogenproduksjonsanlegget kjører på er 20 MW, tilsvarende effekten av 10 til 15 små vindturbiner. De fleste vindparker i Norge ligger vesentlig høyere enn dette nivået (NVE, 2023c). Likevel legger modellen opp til at hydrogenproduksjonsanlegget kan stå ubrukt i lengre perioder med høye strømpriser, noe som vil kunne gi et uriktig bilde på LCOH som tilskrives faktisk produksjon. Dersom utnyttelsesgraden av anlegget blir lavere enn hva som er kalkulert for, vil CAPEX per kg hydrogen produsert være for lav i modellen. Til tross for at PEM elektrolyse er fleksibel og produksjonseffekten er justerbar, presiserer ikke LCOH-beregningen direkte hvordan brukstiden på 60 000 timer kan fordeles utover de 20 årene som er satt som anleggets levetid.

På bakgrunn av dette kan vi benytte **Tabell 6.6** for å undersøke hvilke prisområder som har et høyt antall timer per år hvor hydrogen har vært fordelaktig sammenlignet med direkte strømsalg. Områder som NO3, NO4, SE1 og SE2 har høyt timeantall jevnt over analyseperioden, noe som antyder at disse prisområdene oppnår høy utnyttelse av anlegget dersom dette bygges. Dette vises også i **Figur 6.4** og **Figur A3** i appendiks, der disse prisområdene oppnår solid merprofitt. Vi ser derimot ikke hvilken effekt det produseres på, altså hvor sterk vinden er i de ulike prisområdene.

Tabell 6.6 viser antall timer som er brukt til hydrogenproduksjon per år for hvert prisområde.

	DK1	DK2	FI	NO2	NO3	NO4	SE1	SE2	SE3	SE4
2015	8 492	8 442	7 778	8 651	8 643	8 662	8 605	8 610	8 508	8 428
2016	8 605	8 407	8 257	8 729	8 570	8 716	8 469	8 515	8 489	8 439
2017	8 478	8 255	8 163	8 623	8 579	8 616	8 550	8 559	8 466	8 339
2018	5 644	5 291	5 211	6 189	5 965	6 077	5 857	5 857	5 816	5 401
2019	7 096	6 920	5 825	7 820	7 878	7 903	7 866	7 866	7 709	7 156
2020	8 077	7 650	7 502	8 762	8 774	8 774	8 652	8 652	8 056	7 734
2021	2 050	2 276	3 466	2 459	6 164	7 093	5 829	5 822	4 029	2 741
2022	769	1 234	2 201	422	6 690	7 743	5 706	5 541	3 058	2 571

Den fremtidige kostnaden for 1 kg hydrogen

En lønnsom usubsidiert elektrolysebasert hydrogenproduksjon krever at visse forutsetninger er oppfylt. For det første må salgsprisen på elektrisitet, som vil være alternativutnyttelsen av strømmen, være rimeligere enn den merkostnaden man oppnår gjennom hydrogenproduksjon. Et ofte brukt gjennomsnittsanslag for strømprisen er 40 euro/MWh. Med en utnyttelsesgrad i hydrogenproduksjon tilsvarende det vi har i dag, gir dette en strømkostnad per kg hydrogen på $40/17,40 = 2,30$ euro. Denne prisen addert med CAPEX og konverterings-, lagrings- og transportkostnader vil bety en relativt høy pris for grønt hydrogen også i årene som kommer.

Fremstilling av grønt hydrogen er fortsatt en teknologi under utvikling, og vi vil trolig se flere gjennombrudd i årene som kommer. Et fremtidig utviklingspotensiale ligger i elektrolyseprosessen, hvor økt effektivitet kan lede til høyere hydrogenutbytte per MWh strøm. Dette vil samtidig senke OPEX, og øke graden av konkuransedyktighet. Ny teknologi kan i tillegg føre til bedre lagringsmuligheter og lavere kapitalkostnader. Sistnevnte kan videre dra nytte av skalafordeler som følge av mer standardisert utbygging av hydrogenfasiliteter når grønt hydrogen blir ansett som lønnsomt.

Lavere energipriser og forbedret teknologi i årene som kommer vil bidra til å senke hydrogenproduksjonsprisen, og dermed tillate en lavere og mer konkurransedyktig salgspris. I forbindelse med økt klimafokus og innføring av CO₂ avgift, vil man i tillegg kunne profitere fra prispremium som kommer med grønn energi.

6.3 Oppsummering av funn

Funn 1: Ved vindkraftproduksjon uten subsidier vil det for gitte forutsetninger være profitabelt å bygge hydrogenproduksjon i tilknytning til vindparken for å øke profitten. Man får spesielt høye utslag i merprofitt i perioder med lave strømpriser og høy produksjon.

Funn 2: Intermittency som følge av blant annet høyere andel fornybar kraftproduksjon gjør det mer relevant å jevne ut strømpris og differensiere inntektskildene. Man har i perioder store negative utslag i pris som gjør merprofitten fra hydrogen høy. På den andre siden har man flere perioder med høy strømpris som gjør hydrogenproduksjon ulønnsomt. Det burde derfor foreligge en ytterligere analyse av profitabiliteten ved hydrogenproduksjon med lav utnyttelsesgrad, men med høy merprofitt per kg hydrogen produsert.

Funn 3: Økt produksjon av vindkraft gjør potensialet for hydrogenproduksjon større, og kan i tillegg føre til større prisvariasjon og perioder med lavere priser.

Funn 4: Den fremtidige strømprisutviklingen vil være sentral for beslutningen om hydrogenproduksjon. Prisområdene i nord har sett vesentlig profittøkning fra hydrogenproduksjon etter 2020, mens prisområdene i sør har opplevd det motsatte. Generelt lave strømpriser som vi opplevde i perioden 2015 til 2019 favoriserer ikke noen prisområder spesifikt, men vil gjennomgående lede til merprofitt for alle prisområder.

Funn 5: Da det ofte er snakk om store produksjonsvolum, vil små endringer i pris og kostnader føre til store profittutslag. Nærhet til forbrukeren kan blant annet være et fortrinn som kan senke prisen på transport og på den måten lede til høyere marginer.

6.4 Anbefalinger for videre arbeid

For økt relevans for brukeren, enten det er snakk om en vindkraftprodusent eller utredelser av subsidieordninger for grønt hydrogen, vil oppgaven videre presentere en oversikt over mulige utvidelser av modellen. Deretter tar delkapittelet for seg potensialet som finnes i teknologi.

6.4.1 Utvidelse av modell

Subsidier, støtteordninger og dynamisk hydrogenpris

Først blir det naturlig å diskutere mulige retninger for utvidelse av modellen. Dersom man har data tilgjengelig er det fullt mulig å inkludere subsidier og støtteordninger i modellen, dog forutsetter det at man tillegger riktig ordning til tilhørende prisområder. Man kan også legge inn begrensninger på etterspørsels- og tilbudssiden av hydrogen for å skape en mer dynamisk modell, gitt at det eksisterer data på dette. Videre kan modellen utvides ved å legge inn parametere for forskjellige typer lagringstanker, for et bredere tidsrom av lagring inkludert lekkasje, og for forskjellige typer transport med tilhørende avstander.

Generell modell for fornybare energikilder

Modellen ser bare på vindkraft som innsatsfaktor for energi i fremstillingen av hydrogen, noe som kan utvides til å omfatte alle fornybare energikilder, som sol- og vannkraft. Ettersom vannkraft er særdeles regulerbart vil en slik ekspansjon være mest relevant for produsenter av ikke regulerbar og væravhengig kraft.

Samfunnsøkonomisk perspektiv

Modellen kan også være interessant fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. Dersom fokuset skiftes fra et profittperspektiv for den enkelte produsent til å se på samfunnsøkonomiske gevinster kan en videreutvikling av modellen se på effekter av gridstabilisering og eksportmuligheter. I tillegg vil økt tilgang til hydrogen kunne være en driver til grønt skifte innen transport og produksjon, og følgelig redusere det globale klimaavtrykket. Om det viser seg å være gunstig, vil det være relevant å utforske flere subsidieordninger for hydrogenutbygging.

Produsentspesifikke data

Et videre steg kan være å utvikle en modell for én enkelt vindkraftprodusent. Dersom man ser på faktisk produksjonsdata fra et spesifikt anlegg vil man være i stand til å fatte en mer informert beslutning med høyere nøyaktighet om hvorvidt man burde foreta utbygning av hydrogenproduksjon eller ikke. Dette fordi hvert enkelt anlegg har sine egne karakteristikk om drift, beliggenhet og tilknytning til nett. Våre produksjonsdata plukker heller ikke opp om en vindturbin har vært avslått ved lav strømpris for å unngå marginalkostnad for strømproduksjon. I tillegg åpner en individuell modell i større grad opp for effektiv ressursbruk, ettersom man kjenner til kapasiteten og de spesifikke begrensningene knyttet til anlegget. Risikostyring blir også enklere å forholde seg til.

Prisprediksjon

Til slutt er det viktig å nevne at modellen vår baserer seg på historisk data fra 2015-2022. For å utvikle modellen til å ta beslutninger for fremtiden er det fordelaktig å kunne predikere utvikling i strømpris. Investeringsbeslutninger burde i stor grad bygges på denne prediksjonen, og det kan være en viktig indikasjon på om man burde satse i sør eller nord. Ettersom lønnsomheten varierer med strømprisen, er det derfor viktig å finne ut av om prisvolatiliteten er den nye normalen eller om strømprisen vil stabilisere seg. Dette vil underbygge eller forkaste vår antakelse om at det også vil være lønnsomt med hydrogenproduksjon fremover.

6.4.2 Teknologiske fremskritt

Strømproduksjon fra hydrogen

Fastoksidelektrolyse kan med tiden utvikles til å bli rimeligere og i høyere grad standardisert, slik at fremtidig profittmaksimering potensielt kan inkludere konvertering av hydrogen tilbake til elektrisitet. En utvikling i teknologien kan også bidra til å minimere effektivitetstapet ved konvertering samt redusere slitasje. Dette kan i tillegg gagne strømforbrukere da det vil bidra til stabilisering av strømmettet. Videre arbeid kan følgelig se på mulighetene for å konvertere og selge elektrisitet fra lagret hydrogen når strømprisene er høye, slik at det generelle prisnivået på strøm i Norden senkes og svingningene dempes. Dette forutsetter også utvikling i lagringsteknologi.

Utnyttelse av biprodukter

I tillegg kan man ved teknologiske fremskritt utnytte biprodukter fra produksjon. Fremstillingen av hydrogen ved hjelp av vannelektrolyse produserer både oksygen og varme som biprodukter. Oksygenet kan effektivt brukes videre i ulike industrielle prosesser som behandling av avløpsvann, forbrenning eller produksjon av halvledere til teknologi som datamaskiner og biler (Kato, Kubota, Kobayashi, & Suzuoki, 2005). På generell basis vil bytte av luft med ren oksygen i slike industrielle prosesser gi høyere energieffektivitet, opp mot 14 ganger så mye i akvakultur (Mohammedpour, Cord-Ruwisch, Pivrikas, & Ho, 2021).

Når det gjelder utnyttelsen av overskuddsvarme fra elektrolyse kan denne også benyttes på flere måter. Et praktisk bruksområde er videre inn i elektrolyseprosessen for å øke effektiviteten. Elektrolyse foregår ved høye temperaturer og kan benytte tilgjengelig overskuddsvarme for å redusere mengden elektrisitet som kreves for å fremstille hydrogen fra vann. I tillegg kan varme som biprodukt generelt brukes til fjernvarme og andre industrielle oppvarmingsprosesser ved kraftanlegget (Hutson, 2022).

Havvind

En annen anbefaling for videre arbeid kan være å inkludere havvind etter hvert som dette i større grad blir kommersialisert. Man kan da utarbeide en modell som tar for seg beslutningen om hvorvidt det vil være lønnsomt å bygge ut havvindparker med tilknyttet hydrogenproduksjon allerede fra begynnelsen av.

7. Oppsummering og konklusjon

I takt med dagens økende klimafokus er utbygging av landbasert vindkraft sentralt i arbeidet for å nå målene om avkarbonisering satt gjennom Parisavtalen. Likevel er det ingen garanti for at vindkraftanlegg er lønnsomme å drifte, og med dagens høye svingninger i strømpris risikerer man å måtte produsere med tap. En mulig løsning for å sikre en mer stabil inntjening og diversifisere inntektene er å implementere hydrogenproduksjon i driften av vindkraftanlegget, hvor aktørene kan produsere og selge hydrogen når strømprisen er lav. På bakgrunn av dette ønsket oppgaven å undersøke hvorvidt vindkraftprodusenter i Norden i perioden 2015-2022 ville profitert fra å inkludere hydrogenproduksjon i sin drift i tillegg til direkte strømsalg.

For å undersøke dette ble en omfattende samling av data på henholdsvis strømpris, kraftproduksjon og relevante kostnader innhentet og bearbeidet, som la grunnlaget for beslutningsmodellen. Modellen er utarbeidet slik at den hver time vil ta en beslutning på om det vil lønne seg å produsere hydrogen eller selge strøm direkte. Den vil dermed allokere strøm dit hvor strømmen vil gi høyest avkastning, enten det er direkte strømsalg eller hydrogenproduksjon. Målet med å gjøre dette var å øke beslutningsgrunnlaget for vindkraftprodusenten. Vi har funnet de overordnede tallene for profitt og merprofitt gjennom analyseperioden, og brutt ned funnene for å finne de faktorene som best forklarer hvorfor noen områder kan være bedre posisjonert for hydrogenproduksjon enn andre.

Funnene antyder at vindkraftprodusenter ville profitert fra hydrogenproduksjon i analyseperioden. Modellens relevans som beslutningsgrunnlag for fremtidige investeringer øker dersom det foreligger gode estimater på sentrale faktorer som strømpris, hydrogenpris og kostnader for hydrogenproduksjon. Antakelsen om at hydrogenet man produserer blir omsatt er avgjørende for modellens funn. Følgelig må funnene vurderes ut ifra den enkelte produsent utgangspunkt og geografiske plassering.

Referanser

- Alvik, S., & Irvine, M. (2020, juni). *The impact of COVID-19 on the energy transition*. Hentet fra DNV: <https://www.dnv.com/energy-transition/impact-of-covid19-on-the-energy-transition.html>
- Andersson, J., & Grönkvist, S. (2021). A comparison of two hydrogen storages in a fossil-free direct reduced iron process. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(56), 28657–28674. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.06.092>
- Bang, N. C., & Togeby, M. (2011). *The existing Nordic regulating power market*. Ea Energy Analyses. Hentet fra https://www.researchgate.net/publication/268051087_9-06-2011_The_existing_Nordic_regulating_power_market
- Bjartnes, A., Hirth, M. L., Michelsen, L.-H. P., Skaugen, H., & Ursin, L. (2021). *Hydrogen som klimaløsning*. Norsk klimastiftelse . Hentet fra <https://www.klimastiftelsen.no/publikasjoner/hydrogen-som-klimalosning>
- Bolle, A. C. (2022). *REPowerEU: Grønn EU-omstilling i hurtigtogs fart*. Hentet fra Statkraft: <https://www.statkraft.no/nyheter/nyheter-og-pressemeldinger/2022/repowereu-gronne-eu-omstilling-i-hurtigtogs-fart/>
- Brauns, J., & Turek, T. (2022). Experimental evaluation of dynamic operating concepts for alkaline water electrolyzers powered by renewable energy. *Electrochimica Acta*, 404, 139715. doi:<https://doi.org/10.1016/j.electacta.2021.139715>
- Clark, W. W. (2018). Chapter 30 - Afterword: A Sustainable Economic and Finance Proposal. I *Sustainable Cities and Communities Design Handbook (Second Edition)* (ss. 573-583). Butterworth-Heinemann. doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-813964-6.00030-6>
- Cornwall, W. (2020, desember 11). *The Paris climate pact is 5 years old. Is it working?* Hentet fra Science: <https://www.science.org/content/article/paris-climate-pact-5-years-old-it-working>

-
- DNV. (2023). *Decarbonizing hydrogen production*. Hentet fra DNV: <https://www.dnv.com/focus-areas/hydrogen/decarbonizing-hydrogen-production.html>
- DNV GL. (2019). *Produksjon og bruk av hydrogen i Norge*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf>
- Egge, H. (2020, april 2). *Hva er egentlig grått, grønt, blått og turkis hydrogen?* Hentet fra SINTEF: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2020/hva-er-egentlig-gra-gronn-bla-og-turkis-hydrogen/>
- Energinet. (2022). *Metodebeskrivelse for producentbetaling*. Energinet. Hentet fra [https://www.bechbruun.com/-/media/files/videncenter/nyheder/2022/hoeringsudgave---metodebeskrivelse-for-producentbetaling-\(3\).pdf?la=en&hash=9B2A752388F40F09280EEF99B6E9A0012CC9B1AB](https://www.bechbruun.com/-/media/files/videncenter/nyheder/2022/hoeringsudgave---metodebeskrivelse-for-producentbetaling-(3).pdf?la=en&hash=9B2A752388F40F09280EEF99B6E9A0012CC9B1AB)
- Energy Exploration Technologies. (2023). *What is "intermittency" in renewable energy?* Hentet fra EnergyX: <https://energyx.com/resources/what-is-intermittency-in-renewable-energy/>
- Energy5. (2023, november 1). *Extreme Weather and Wind Turbine Performance Case Studies*. Hentet fra Energy5: <https://energy5.com/extreme-weather-and-wind-turbine-performance-case-studies>
- ENTSO-E. (2023). *ENTSO-E Mission Statement*. Hentet fra European Network of Transmission System Operators for Electricity: <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/>
- Equinor. (2023). *Hydrogen*. Hentet fra Equinor: <https://www.equinor.com/no/energi/hydrogen>
- European Commission. (2023a, oktober 24). *Commission sets out immediate actions to support the European wind power industry*. Hentet fra European Commission: https://cyprus.representation.ec.europa.eu/news/commission-sets-out-immediate-actions-support-european-wind-power-industry-2023-10-24_en

-
- European Commission. (2023b, oktober 31). *EU carbon market continues to deliver emission reductions*. Hentet fra European Commission: https://climate.ec.europa.eu/news-your-voice/news/eu-carbon-market-continues-deliver-emission-reductions-2023-10-31_en
- European Commission. (u.å.). *EU wind energy*. Hentet fra European Commission: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/eu-wind-energy_en
- Flanagan, M., Kammer, A., Pescatori, A., & Stuermer, M. (2022, juli 12). *How a Russian Natural Gas Cutoff Could Weigh on Europe's Economies*. Hentet fra IMF: <https://www.imf.org/en/Blogs/Articles/2022/07/19/blog-how-a-russias-natural-gas-cutoff-could-weigh-on-european-economies>
- Flem, S. S. (2023, februar 7). *Flere feil i «rett i dass»-regnestykket til Borten Moe*. Hentet fra Faktisk: <https://www.faktisk.no/artikler/0qk62/flere-feil-i-rett-i-dass-regnestykket-til-borten-moe>
- Flis, A. (2022, mars 26). *Unusual cold weather dynamics and strong warm anomalies, forged between by the Ocean and the Atmosphere*. Hentet fra Severe Weather Europe: <https://www.severe-weather.eu/long-range-2/winter-2021-2022-rundown-analysis-forecast-verification-united-states-europe-fa/#>
- Freeman, K., Frost, C., Hundleby, G., Roberts, A., Valpy, B., Holttinen, H., . . . Pineda, I. (2019). *Our energy, our future*. WindEurope. Hentet fra <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/our-energy-our-future/>
- Fridtjof Nansen Institute. (2023, september 22). *Wind power development has varied significantly among Nordic countries*. Hentet fra Science Norway: <https://partner.sciencenorway.no/alternative-energy-environmental-policy-environmental-technology/wind-power-development-has-varied-significantly-among-nordic-countries/2252705>
- Gisbert, N., & Careaga, I. (2021, november 30). *Hydrogen: Opportunities and challenges of its value chain*. Hentet fra CIC energiGUNE: <https://cicenergigune.com/en/blog/hydrogen-opportunities-challenges-value-chain>
- Good Energy. (2023). *How do wind turbines work?* Hentet fra Good Energy: <https://www.goodenergy.co.uk/how-do-wind-turbines-work/>

-
- GTG. (u.å.). *Overview of Grid Integration Issues*. Hentet fra Greening the Grid: <https://greeningthegrid.org/Grid-Integration-Toolkit/quick-reads>
- Hancock, A. (2022, oktober 2). *Cold weather warning adds to Europe's gloom as it battles energy crisis*. Hentet fra Financial Times: <https://www.ft.com/content/918c604a-e087-4137-911d-1b7f98f4e670>
- Hjelmeland, M., & Nøland, J. K. (2023). Correlation challenges for North Sea offshore wind power: a Norwegian case study. *Scientific Reports*, 13. doi:<https://doi.org/10.1038/s41598-023-45829-2>
- Holstad, M. (2023, februar 14). *Record high electricity price in 2022 – curbed by Electricity support for households*. Hentet fra Statistisk sentralbyrå: <https://www.ssb.no/en/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitetspriser/article-for-electricity-prices/record-high-electricity-price-in-2022--curbed-by-electricity-support-for-households>
- Horne, H., & Hole, J. (2019). *Hydrogen i det moderne energisystemet*. NVE. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_12.pdf
- Hutson, M. (2022, april 26). *Using excess heat to improve electrolyzers and fuel cells*. Hentet fra Massachusetts Institute of Technology: <https://news.mit.edu/2022/using-excess-heat-improve-electrolyzers-fuel-cells-0426#>
- Hydrogen Council. (2021). *Hydrogen for Net-Zero*. Hydrogen Council. Hentet fra <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/11/Hydrogen-for-Net-Zero.pdf>
- IEA. (2012, juli 17). *Feed-in tariffs*. Hentet fra IEA: <https://www.iea.org/policies/3509-feed-in-tariffs>
- IEA. (2019). *The Future of Hydrogen*. IEA. Hentet fra <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- IEA. (2022, desember 16). *The world's coal consumption is set to reach a new high in 2022 as the energy crisis shakes markets*. Hentet fra IEA: <https://www.iea.org/news/the->

world-s-coal-consumption-is-set-to-reach-a-new-high-in-2022-as-the-energy-crisis-shakes-markets

Innovasjon Norge. (2023, juli 5). *Storproduksjon av grønt hydrogen*. Hentet fra Innovasjon Norge: <https://www.innovasjon norge.no/kundehistorie/norwegian-hydrogen>

Kato, T., Kubota, M., Kobayashi, N., & Suzuoki, Y. (2005). Effective utilization of by-product oxygen from electrolysis hydrogen production. *Energy*, 30(14), 2580-2595. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.07.004>

Kenrick, V. (2012, juli 10). *A look at the drivers behind growth of wind power in Nordic region*. Hentet fra Renewable Energy Magazine: <https://www.renewableenergymagazine.com/wind/a-look-at-the-drivers-behind-growth>

Kilpeläinen, S., Quitzow, R., & Tsoumpa, M. (2023). *Hydrogen in the Nordics - Drivers of European cooperation?* Research Institute for Sustainability Helmholtz Centre Potsdam. Hentet fra <https://nordics.fes.de/e/ddd>

Kofstad, P. K., Pedersen, B., & Kaland, T. (2023, november 7). *Hydrogen*. Hentet fra Store norske leksikon: <https://snl.no/hydrogen>

Lazard. (2021). *Lazard's Levelized Cost of Hydrogen Analysis*. Lazard. Hentet fra <https://www.lazard.com/media/erzb5rkv/lazards-levelized-cost-of-hydrogen-analysis-version-20-vf.pdf>

Martin, P. (2023, juli 27). *How much does a kilogram of green hydrogen actually cost? Well, it's complicated*. Hentet fra Hydrogen Insight: <https://www.hydrogeninsight.com/production/analysis-how-much-does-a-kilogram-of-green-hydrogen-actually-cost-well-it-s-complicated/2-1-1492217>

McElroy, M. B., Wu, Q., Chen, X., Yang, X., Guo, X., Lv, J., . . . Song, S. (2021, mai 11). *The road to affordable green hydrogen*. Hentet fra Harvard John A. Paulson School of Engineering and Applied Sciences: <https://seas.harvard.edu/news/2021/05/road-affordable-green-hydrogen>

-
- McKinsey & Company. (2022). *Norge i morgen*. McKinsey & Company. Hentet fra https://www.norgeimorgen.no/Norge-i-morgen_McKinsey.pdf
- MEAE. (u.å.). *Feed-in tariff for renewable energy*. Hentet fra Ministry of Economic Affairs and Employment of Finland: <https://tem.fi/en/feed-in-tariff-for-renewable-energy>
- Mohammedpour, H., Cord-Ruwisch, R., Pivrikas, A., & Ho, G. (2021). Utilisation of oxygen from water electrolysis – Assessment for wastewater treatment and aquaculture. *Chemical Engineering Science*, 117008. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ces.2021.117008>
- Moradi, R., & Groth, K. M. (2019). Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(23), 12254–12269. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.041>
- Mostafaeipour, A., Qolipour, M., & Goudarzi, H. (2018). Feasibility of using wind turbines for renewable hydrogen production in Firuzkuh, Iran. *Frontiers in Energy*, 13, 494–505. doi:<https://doi.org/10.1007/s11708-018-0534-6>
- NHO. (2022). *Økonomisk overblikk 1/2022 - Krig i ukraina og norsk næringsliv*. Næringslivets Hovedorganisasjon. Hentet fra <https://www.nho.no/siteassets/publikasjoner/kvartdalsrapporter/2022/oo-1-22-krigen-i-ukraina.pdf>
- Nord Pool. (2020a). *About us*. Hentet fra Nord Pool Group: <https://www.nordpoolgroup.com/en/About-us/>
- Nord Pool. (2020b). *Market members*. Hentet fra Nord Pool Group: <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/The-market-members/>
- Nord Pool. (2020c). *Price Information*. Hentet fra Nord Pool Group: <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/Day-ahead-market/Price-formation/>
- Nord Pool. (2020d). *CACM regulation*. Hentet fra Nord Pool Group: <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/cacm-regulation/>

-
- Nordic Energy Research. (2021). *Renewable Energy in the Nordics 2021*. Nordic Energy Research. doi:<https://doi.org/10.6027/NER2021-03>
- Nordstrøm, J. (2015, mai 5). *Nye strømsoner vil gi lavere strømpriser*. Hentet fra E24: <https://e24.no/privatoekonomi/i/dOGaEz/nye-stroemsoner-vil-gi-lavere-stroempriser>
- Norges Bank. (2023, november 30). *Valutakurser*. Hentet fra Norges Bank: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Valutakurser/?tab=currency&id=EUR>
- Norwegian Hydrogen. (2023). *Facts about hydrogen*. Hentet fra Norwegian Hydrogen: <https://norwegianhydrogen.com/green-hydrogen/facts-about-hydrogen>
- NVE. (2023a, oktober). *Kostnader for kraftproduksjon*. Hentet fra NVE: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>
- NVE. (2023b, november 6). *Elsertifikater*. Hentet fra NVE: <https://www.nve.no/energi/virkemidler/elsertifikater/>
- NVE. (2023c, april 21). *Data for utbygde vindkraftverk i Norge*. Hentet fra NVE: <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/data-for-utbygde-vindkraftverk-i-norge/>
- Nøland, J. K., Karekezi, Y. C., & Hjelmeland, M. (2022, oktober 9). *Nei, havvind alene kan ikke erstatte all norsk gasssekspport*. Hentet fra Teknisk Ukeblad: <https://www.tu.no/artikler/nei-havvind-alene-kan-ikke-erstatte-all-norsk-gasseksport/522738>
- Ochu, E., Braverman, S., Smith, G., & Friedmann, J. (2021, juni 17). *Hydrogen Fact Sheet: Production of Low-Carbon Hydrogen*. Hentet fra Columbia SIPA Center on Global Energy Policy: <https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/hydrogen-fact-sheet-production-of-low-carbon-hydrogen/>
- Olano, M. V. (2022, april 8). *Chart: Which countries get more than 10% of their power from wind?* Hentet fra Canary Media: <https://www.canarymedia.com/articles/wind/chart-which-countries-get-more-than-10-of-their-power-from-wind>
- PA Consulting. (2023). *Investing in Nordic wind energy*. Hentet fra PA Consulting: <https://www.paconsulting.com/insights/investing-in-nordic-wind-energy/>

-
- Patel, P. (2019, september 16). *How Inexpensive Must Energy Storage Be for Utilities to Switch to 100 Percent Renewables?* . Hentet fra IEEE Spectrum: <https://spectrum.ieee.org/what-energy-storage-would-have-to-cost-for-a-renewable-grid>
- Pedersen, B. (2022, oktober 24). *Elektrolyse*. Hentet fra Store norske leksikon: <https://snl.no/elektrolyse>
- Refinitiv. (2022, september 26). *ENE421 - Forelesning 9*. (Refinitiv v/ Arne Nordeng, Artist) NHH, Bergen.
- Regjeringen. (2021, oktober 14). *Elsertifikatordningen*. Hentet fra Regjeringen: <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/fornybar-energi/elsertifikater/id2075998/>
- Regjeringen. (2023, januar 16). *Spørsmål og svar om vindkraft på land*. Hentet fra Regjeringen: <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/landingssider/vindkraft-pa-land/sporsmal-og-svar----vindkraft-pa-land/id2770374/>
- Robbins, J. (2022, september 13). *Global 'Stilling': Is Climate Change Slowing Down the Wind?* Hentet fra Yale Environment 360: <https://e360.yale.edu/features/global-stilling-is-climate-change-slowing-the-worlds-wind>
- Rosvold, K. A. (2021, juli 6). *ENTSO-E*. Hentet fra Store norske leksikon: <https://snl.no/ENTSO-E>
- Ruth, M., Mayyas, A., & Mann, M. (2017). *Manufacturing Competitiveness Analysis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems*. Hentet fra National Renewable Energy Laboratory: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/70380.pdf>
- Rystad Energy. (2022, november 16). *Finland, Denmark and Sweden leading on the green revolution*. Hentet fra Rystad Energy: <https://www.rystadenergy.com/news/finland-denmark-and-sweden-leading-on-the-green-revolution>
- Sedai, A., Dhakal, R., Gautam, S., Sedhain, B. K., Thapa, B. S., Moussa, H., & Pol, S. (2023). Wind energy as a source of green hydrogen production in the USA. *Clean Energy*, 7(1), 8-22. doi:<https://doi.org/10.1093/ce/zkac075>

-
- Shah, R., Gan, J., & Ladella, K. (2021, april 5). *Using Wind Energy for Hydrogen Production: An Innovative Concept*. Hentet fra Alternative Energy: <https://www.altenergymag.com/article/2021/04/using-wind-energy-for-hydrogen-production-an-innovative-concept/35012>
- Smith, B. D., & Motzfeldt, H. J. (2014). *Renewable Energy Policies in the Nordic Region*. Nordic Energy Research. Hentet fra <https://www.nordicenergy.org/wp-content/uploads/2014/05/Renewable-Energy-Policies-in-the-Nordic-Region.pdf>
- Statkraft. (u.å. a). *Vindkraft*. Hentet fra Statkraft: <https://www.statkraft.no/var-virksomhet/vindkraft>
- Statkraft. (u.å. b). *Grønt hydrogen*. Hentet fra Statkraft: <https://www.statkraft.no/produkter-og-tjenester/gront-hydrogen/>
- Statkraft. (u.å. c). *Slik virker det: Hvorfor varierer strømprisen så mye?* Hentet fra Statkraft: <https://www.statkraft.no/nyheter/nyheter-og-pressemeldinger/2021/slik-virker-det-hvorfor-gar-stromprisen-opp/>
- Statnett. (2022, oktober 3). *Derfor har vi prisområder*. Hentet fra Statnett: <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/fakta-om-prisomrader/>
- Stori, V. (2021). *Offshore Wind to Green Hydrogen: Insights from Europe*. Clean Energy States Alliance. Hentet fra <https://www.cesa.org/resource-library/resource/offshore-wind-to-green-hydrogen-insights-from-europe/>
- Stortinget. (2003). *Mål og prinsipper for nytt regelverk*. Hentet fra Stortinget: <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Innstillinger/Odelstinget/2002-2003/inno-200203-121/4/>
- Symons, A. (2023, januar 12). *Finland: Wind power increased by 75% last year, boosting energy security and climate goals*. Hentet fra Euronews: <https://www.euronews.com/green/2023/01/12/finland-wind-power-increased-by-75-last-year-boosting-energy-security-and-climate-goals>

-
- United Nations. (2023). *For a livable climate: Net-zero commitments must be backed by credible action*. Hentet fra United Nations: <https://www.un.org/en/climatechange/net-zero-coalition>
- United Nations Climate Change. (2021, desember 1). *Renewables Growth Must Double to Achieve Paris Goals - IEA*. Hentet fra United Nations Framework Convention on Climate Change: <https://unfccc.int/news/renewables-growth-must-double-to-achieve-paris-goals-iea>
- WindEurope. (2022, februar 24). *Wind energy in Europe: 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026*. Hentet fra WindEurope: <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/>
- WindEurope. (2023, mars 16). *EU Green Industry Plan falls short for now*. Hentet fra WindEurope: <https://windeurope.org/newsroom/press-releases/eu-green-industry-plan-falls-short-for-now/>
- Wörsdörfer, M., & Howes, T. (2020, desember 12). *As we mark the Paris Agreement's 5th anniversary, we continue to expand our work on energy and climate*. Hentet fra IEA: <https://www.iea.org/commentaries/as-we-mark-the-paris-agreement-s-5th-anniversary-we-continue-to-expand-our-work-on-energy-and-climate>
- Yahoo Finance. (2023). *EUR/USD (EURUSD=X) Historical Data*. Hentet fra Yahoo Finance: <https://finance.yahoo.com/quote/EURUSD%3DX/history?period1=1420070400&period2=1672444800&interval=1d&filter=history&frequency=1d&includeAdjustedClose=true&guccounter=1>
- Zapantis, A. (2021). *Blue Hydrogen*. Global CCS Institute. Hentet fra <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/04/Circular-Carbon-Economy-series-Blue-Hydrogen.pdf>
- Zhang, H., Lin, G., & Chen, J. (2010). Evaluation and calculation on the efficiency of a water electrolysis system for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(20), 10851-10858. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.07.088>

Ånestad, M., & Holter, M. (2023, november 15). *Forskere har studert vindforhold i Nordsjøen – frykter det verste for norsk havvind*. Hentet fra Dagens Næringsliv: <https://www.dn.no/energi/forskere-har-studert-vindforhold-i-nordsjoen-frykter-det-verste-for-norsk-havvind/2-1-1549337>

Appendiks

Deskriptiv statistikk – Strømpris

Gjennomsnittspris

Tabell A1 viser utviklingen i gjennomsnittsprisen for de nordiske prisområdene. Til tross for noe variasjon mellom de ulike områdene, er trenden at strømprisene i Norden følger hverandre relativt tett. Tall i euro.

	DK1	DK2	FI	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	SE1	SE2	SE3	SE4
2015	22,90	24,49	29,66	19,85	19,82	21,28	20,43	19,75	21,16	21,18	22,00	22,90
2016	26,67	29,40	32,45	26,17	25,15	28,69	25,05	24,90	28,95	28,95	29,24	29,53
2017	30,09	31,97	33,19	29,04	28,83	29,53	25,73	28,84	30,84	30,84	31,24	32,18
2018	44,05	46,20	46,80	43,65	43,25	44,08	43,71	43,05	44,23	44,23	44,54	46,36
2019	38,50	39,84	44,04	39,29	39,27	38,54	38,31	39,27	37,94	37,94	38,36	39,80
2020	24,99	28,41	28,02	9,29	9,29	9,46	8,88	9,17	14,39	14,39	21,19	25,87
2021	88,14	87,92	72,34	74,69	75,10	41,07	35,03	74,59	42,50	42,56	66,01	80,52
2022	219,05	210,17	154,05	192,52	211,29	41,94	24,48	192,07	59,06	61,95	129,22	152,12

Standardavvik

Tabell A2 viser det prosentvise standardavviket til landbasert vindkraftproduksjon over analyseperioden. Mangler data på NO1 og NO5. Tall i prosent.

	DK1	DK2	FI	NO2	NO3	NO4	SE1	SE2	SE3	SE4
2015	80,83	88,06	72,14	71,60	82,75	62,91	77,38	71,04	67,28	72,31
2016	86,34	96,07	82,39	76,57	92,35	64,55	85,61	84,59	72,94	79,10
2017	78,89	82,52	76,70	92,92	85,49	68,73	77,85	77,05	66,24	72,57
2018	83,61	88,30	73,54	78,89	88,62	61,23	82,48	80,01	75,95	81,68
2019	78,09	78,40	70,79	70,31	94,30	66,60	83,61	81,45	69,32	74,07
2020	76,39	79,94	64,97	74,27	75,17	69,48	77,51	70,33	69,45	76,78
2021	79,62	83,16	72,34	82,08	85,81	67,19	82,73	79,78	68,82	76,14
2022	78,77	76,61	72,80	72,19	66,68	62,16	79,77	72,82	70,62	75,04

Tabell A3 viser det prosentvise standardavviket for all kraftproduksjon utenom vindkraft over analyseperioden. Mangler data på totalproduksjon i Sverige. Tall i prosent.

	DK1	DK2	FI	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
2015	41,86	41,42	14,48	16,39	31,64	29,91	23,74	27,66
2016	37,17	44,73	18,56	17,27	31,02	25,98	24,58	32,36
2017	40,91	43,08	18,61	23,77	31,11	20,97	23,39	31,45
2018	45,14	43,16	21,84	27,78	33,00	29,55	28,44	34,09
2019	45,83	47,08	19,08	19,22	39,81	21,88	26,21	35,96
2020	43,76	46,84	17,49	19,50	27,79	15,86	24,50	26,07
2021	39,73	39,20	20,16	21,59	29,65	23,08	26,07	36,34
2022	40,67	40,82	17,39	26,96	47,21	16,17	19,71	39,15

Prisstatistikk Norge
Tabell A4 viser prisstatistikk for NO1 gjennom analyseperioden.

NO1	Gj.sn	Median	Min	Max	σ	Observasjoner
2015	19,85	21,96	1,03	89,76	7,83	8 760
2016	26,17	23,64	6,01	214,25	10,21	8 784
2017	29,04	28,95	4,42	114,70	4,88	8 760
2018	43,65	43,86	1,92	255,02	10,47	8 760
2019	39,29	38,82	5,86	109,45	8,34	8 760
2020	9,29	6,96	-1,73	99,92	8,28	8 784
2021	74,69	58,38	-1,97	600,16	47,77	8 760
2022	192,52	168,93	0,04	799,97	109,74	8 760

Tabell A5 viser prisstatistikk for NO2 gjennom analyseperioden.

NO2	Gj.sn	Median	Min	Max	σ	Observasjoner
2015	19,82	21,96	1,03	69,68	7,65	8 760
2016	25,15	23,60	6,01	95,06	6,57	8 784
2017	28,83	28,94	2,97	114,70	4,63	8 760
2018	43,25	43,63	1,92	105,02	9,38	8 760
2019	39,27	38,81	5,86	109,45	8,23	8 760
2020	9,29	6,95	-1,73	99,92	8,26	8 784
2021	75,10	59,33	-1,97	600,16	47,22	8 760
2022	211,29	181,14	0,04	844,00	125,85	8 760

Tabell A6 viser prisstatistikk for NO3 gjennom analyseperioden.

NO3	Gj.sn	Median	Min	Max	σ	Observasjoner
2015	21,28	23,23	1,14	63,99	7,77	8 760
2016	28,69	27,23	11,28	214,25	10,47	8 784
2017	29,53	29,14	5,19	114,70	5,54	8 760
2018	44,08	44,86	1,92	255,02	10,41	8 760
2019	38,54	38,38	1,38	80,75	7,87	8 760
2020	9,46	7,50	0,00	57,00	6,92	8 784
2021	41,07	38,47	-0,01	360,00	27,16	8 760
2022	41,94	16,91	-2,08	590,00	67,43	8 760

Tabell A7 viser prisstatistikk for NO4 gjennom analyseperioden.

NO4	Gj.sn	Median	Min	Max	σ	Observasjoner
2015	20,43	22,03	1,46	61,76	7,35	8 760
2016	25,05	25,04	11,28	214,25	7,88	8 784
2017	25,73	25,00	2,97	114,70	5,24	8 760
2018	43,71	44,72	2,33	255,02	9,53	8 760
2019	38,31	38,17	1,38	80,75	7,57	8 760
2020	8,88	7,42	0,00	57,00	6,48	8 784
2021	35,03	27,02	-0,01	360,00	26,71	8 760
2022	24,48	14,39	-1,03	504,80	41,15	8 760

Tabell A8 viser prisstatistikk for NO5 gjennom analyseperioden.

NO5	Gj.sn	Median	Min	Max	σ	Observasjoner
2015	19,75	21,96	1,03	69,68	7,68	8 760
2016	24,90	22,71	6,01	95,06	6,90	8 784
2017	28,84	28,95	4,42	114,70	4,54	8 760
2018	43,05	43,69	1,92	83,16	9,48	8 760
2019	39,27	38,88	5,86	109,45	8,27	8 760
2020	9,17	6,86	-0,09	99,92	7,91	8 784
2021	74,59	58,31	0,58	600,16	47,54	8 760
2022	192,07	168,56	0,04	799,97	109,26	8 760

Prisstatistikk Danmark

Tabell A9 viser prisstatistikk for DK1 gjennom analyseperioden.

DK1	Gj.sn	Median	Min	Max	σ	Observasjoner
2015	22,90	23,68	-31,41	99,77	11,12	8 760
2016	26,67	24,78	-53,62	104,96	9,76	8 784
2017	30,09	30,12	-50,04	120,01	10,67	8 760
2018	44,05	44,18	-15,00	144,33	15,06	8 760
2019	38,50	38,75	-48,29	109,45	13,15	8 760
2020	24,99	23,86	-58,80	200,04	17,43	8 784
2021	88,14	73,26	-43,91	620,00	64,78	8 760
2022	219,05	190,62	-19,04	871,00	145,45	8 760

Tabell A10 viser prisstatistikk for DK2 gjennom analyseperioden.

DK2	Gj.sn	Median	Min	Max	σ	Observasjoner
2015	24,49	24,37	-31,41	150,06	11,47	8 760
2016	29,40	27,81	-53,62	214,25	13,28	8 784
2017	31,97	30,60	-50,04	120,01	10,97	8 760
2018	46,20	45,52	-15,00	255,02	16,72	8 760
2019	39,84	39,57	-48,29	109,45	12,65	8 760
2020	28,41	25,48	-42,66	254,44	19,72	8 784
2021	87,92	70,99	-26,20	626,06	67,76	8 760
2022	210,17	187,01	-0,10	871,00	150,22	8 760

Prisstatistikk Finland

Tabell A11 viser prisstatistikk for FI gjennom analyseperioden.

FI	Gj.sn	Median	Min	Max	σ	Observasjoner
2015	29,66	26,89	0,32	150,06	14,46	8 760
2016	32,45	31,07	4,02	214,25	13,14	8 784
2017	33,19	30,82	2,99	130,05	9,61	8 760
2018	46,80	46,10	1,59	255,02	15,12	8 760
2019	44,04	41,97	0,12	199,98	15,29	8 760
2020	28,02	24,11	-1,73	254,44	21,11	8 784
2021	72,34	57,04	-1,41	1000,07	65,99	8 760
2022	154,05	124,98	-2,08	861,14	132,37	8 760

Prisstatistikk Sverige
Tabell A12 viser prisstatistikk for SE1 gjennom analyseperioden.

SE1	Gj.sn	Median	Min	Max	σ	Observasjoner
2015	21,16	22,93	0,32	66,90	8,19	8 760
2016	28,95	26,96	4,02	214,25	11,74	8 784
2017	30,84	29,99	1,70	120,01	7,16	8 760
2018	44,23	44,85	1,59	255,02	11,56	8 760
2019	37,94	38,10	0,12	107,67	9,89	8 760
2020	14,39	12,15	-1,73	189,25	11,51	8 784
2021	42,50	40,29	-1,97	360,00	28,90	8 760
2022	59,06	29,47	-2,08	590,00	78,78	8 760

Tabell A13 viser prisstatistikk for SE2 gjennom analyseperioden.

SE2	Gj.sn	Median	Min	Max	σ	Observasjoner
2015	21,18	22,93	0,32	66,90	8,21	8 760
2016	28,95	26,96	4,02	214,25	11,74	8 784
2017	30,84	29,99	1,70	120,01	7,16	8 760
2018	44,23	44,85	1,59	255,02	11,56	8 760
2019	37,94	38,11	0,12	107,67	9,89	8 760
2020	14,39	12,15	-1,73	189,25	11,51	8 784
2021	42,56	40,29	-1,97	360,00	28,96	8 760
2022	61,95	30,97	-2,08	590,00	80,17	8 760

Tabell A14 viser prisstatistikk for SE3 gjennom analyseperioden.

SE3	Gj.sn	Median	Min	Max	σ	Observasjoner
2015	22,00	23,12	0,32	150,06	9,74	8 760
2016	29,24	27,17	4,02	214,25	12,33	8 784
2017	31,24	30,00	1,70	130,05	7,97	8 760
2018	44,54	44,88	1,59	255,02	12,06	8 760
2019	38,36	38,18	0,12	109,45	10,38	8 760
2020	21,19	16,75	-1,73	254,44	19,29	8 784
2021	66,01	50,93	-1,97	626,06	59,41	8 760
2022	129,22	94,17	-2,08	799,97	127,90	8 760

Tabell A15 viser prisstatistikk for SE4 gjennom analyseperioden.

SE4	Gj.sn	Median	Min	Max	σ	Observasjoner
2015	22,90	23,59	0,32	150,06	10,61	8 760
2016	29,53	27,49	4,02	214,25	12,52	8 784
2017	32,18	30,17	1,70	130,05	8,95	8 760
2018	46,36	45,35	1,59	255,02	14,23	8 760
2019	39,80	39,22	0,12	109,45	11,30	8 760
2020	25,87	22,30	-1,96	254,44	20,20	8 784
2021	80,52	63,82	-1,97	626,06	63,88	8 760
2022	152,12	121,51	-2,08	799,97	140,42	8 760

Deskriptiv statistikk – Produksjon

Danmark

Tabell A16 viser den årlige produksjonen av landbasert vindkraft, total kraftproduksjon og andelene av kraften som kommer fra landbasert vind i Danmark. Produksjon i MWh.

År	DK1			DK2		
	Vind	Total	%	Vind	Total	%
2015	7 505 560	20 008 732	37,51	1 330 453	8 065 650	16,50
2016	6 171 437	20 211 654	30,53	1 151 311	8 404 344	13,70
2017	7 694 256	20 201 013	38,09	1 629 026	8 961 289	18,18
2018	7 925 105	20 536 752	38,59	1 588 576	8 961 597	17,73
2019	8 336 734	20 715 465	40,24	1 974 276	7 942 702	24,86
2020	8 123 410	20 563 390	39,50	1 978 147	7 379 960	26,80
2021	7 235 099	21 961 724	32,94	1 638 478	10 685 026	15,33
2022	8 903 603	23 720 220	37,54	1 619 226	10 345 184	15,65

Finland

Tabell A17 viser den årlige produksjonen av landbasert vindkraft, total kraftproduksjon og andelene av kraften som kommer fra landbasert vind i Finland. Produksjon i MWh.

År	Vind	Total	%
2015	6 192 500	192 115 607	3,22
2016	8 558 669	192 106 570	4,46
2017	12 345 632	185 602 398	6,65
2018	16 158 346	190 264 622	8,49
2019	17 025 743	180 440 881	9,43
2020	21 645 618	182 548 675	11,86
2021	23 705 670	191 174 157	12,40
2022	33 305 827	190 767 777	17,45

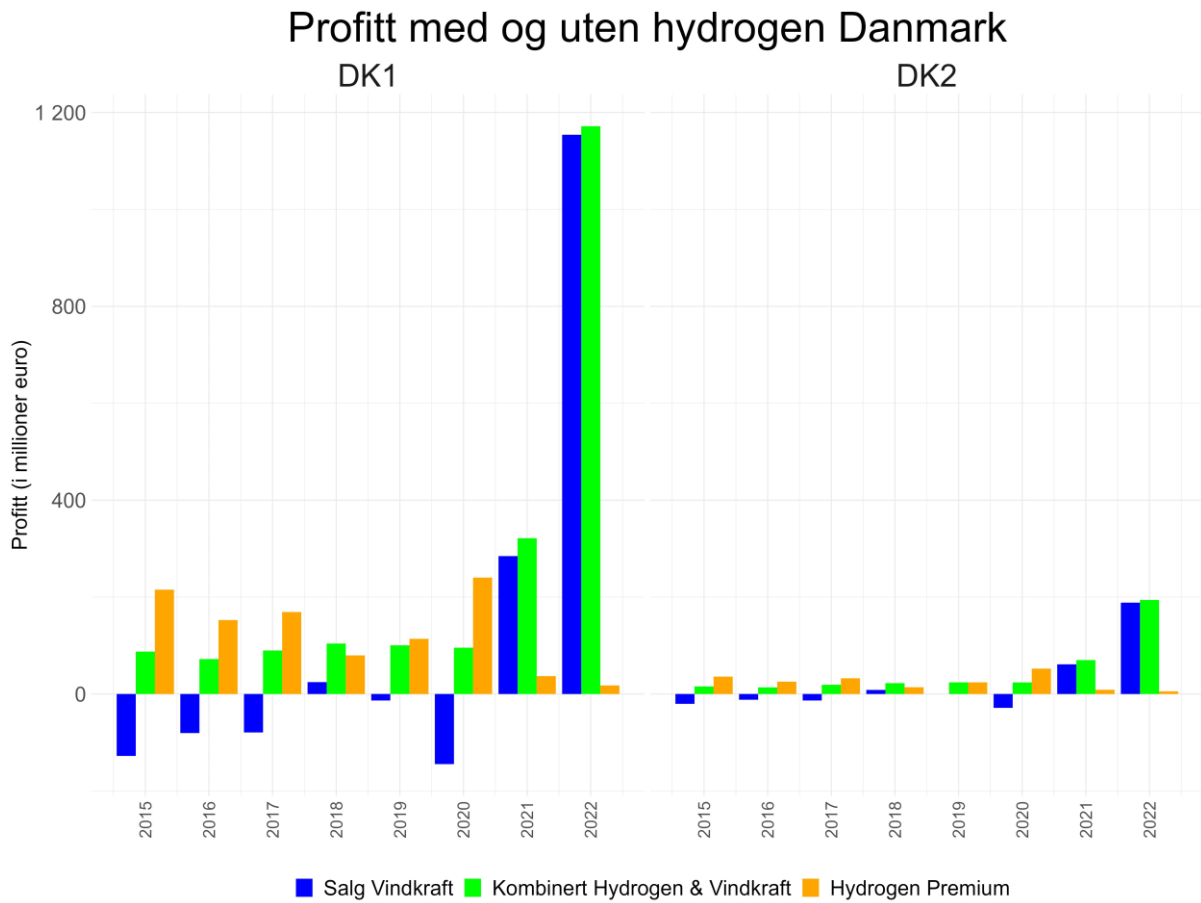
Sverige

Tabell A18 viser den årlige produksjonen av landbasert vindkraft i Sverige. Det mangler data på total kraftproduksjon og dermed andel av kraften som kommer fra landbasert vind.

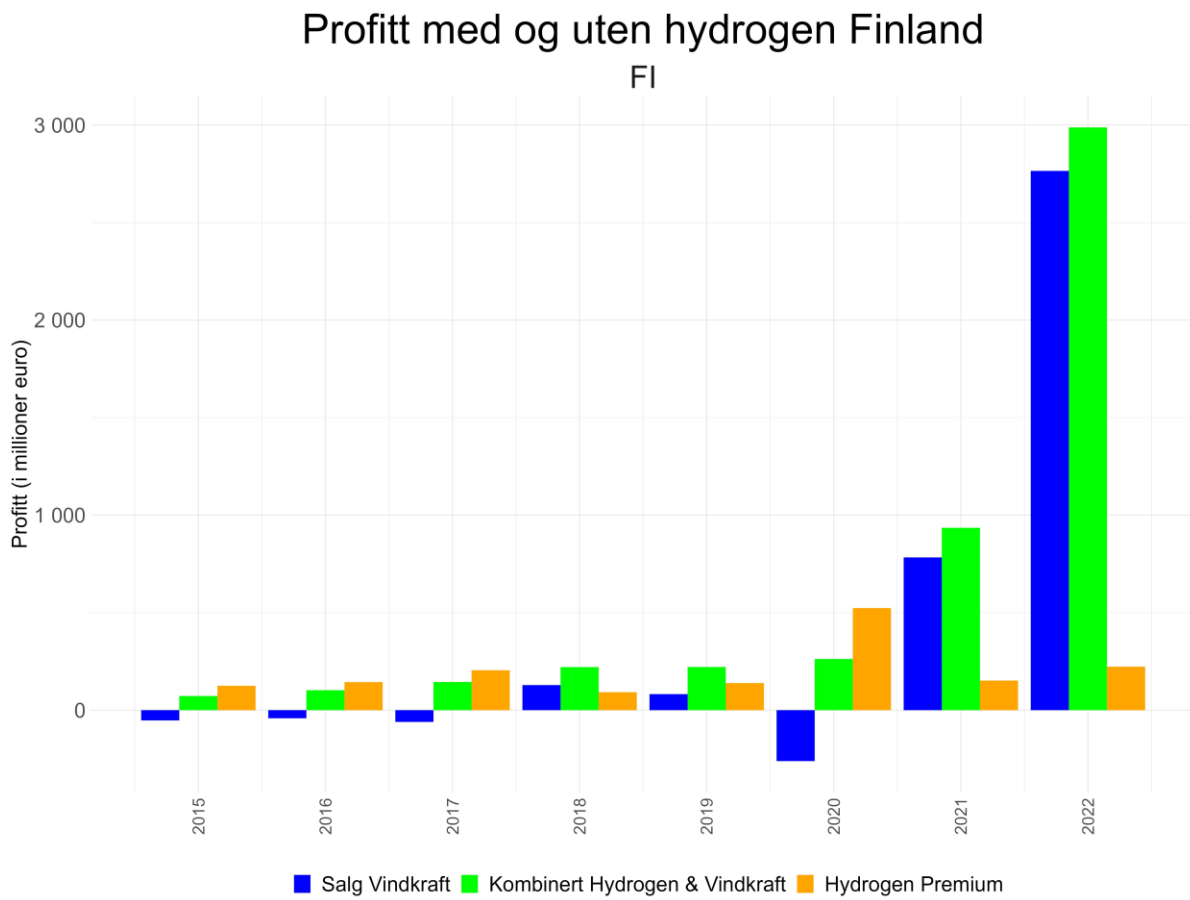
	SE1	SE2	SE3	SE4
År	Vind			
2015	1 402 787	4 919 698	5 987 667	4 096 776
2016	1 261 132	4 933 179	5 555 197	3 843 565
2017	1 446 667	5 617 019	5 991 408	4 249 446
2018	1 518 872	5 729 053	5 528 608	3 525 785
2019	2 450 277	6 278 770	6 748 029	4 021 233
2020	3 937 171	10 268 157	8 317 016	4 338 658
2021	4 497 781	10 357 581	7 803 599	4 009 582
2022	5 520 628	13 834 274	8 508 507	4 892 735

Resultater analyse

Danmark

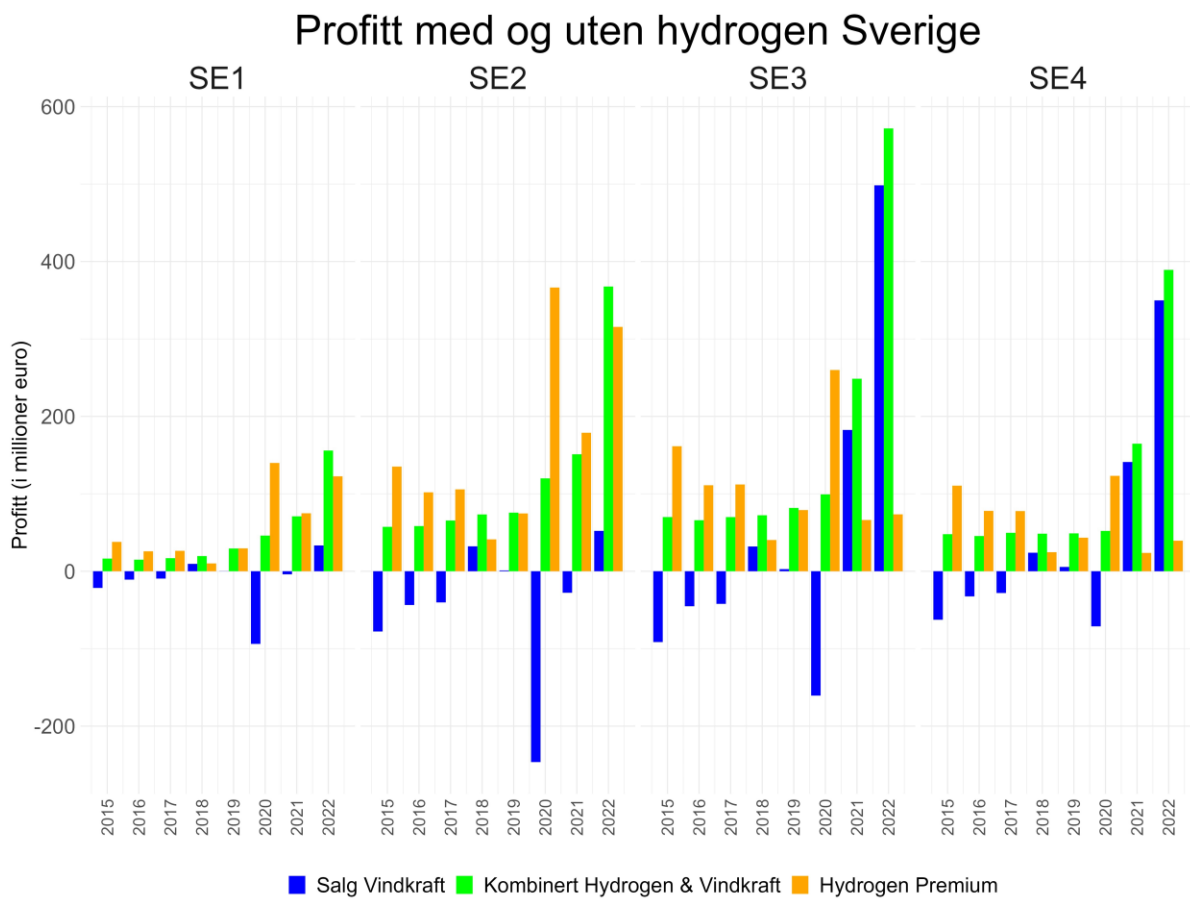


Figur A1 viser profitt fra direkte strømsalg, strøm- og hydrogensalg, og premium ved hydrogen i Danmark.

Finland

Figur A2 viser profitt fra direkte strømsalg, strøm- og hydrogensalg, og premium ved hydrogen i Finland.

Sverige



Figur A3 viser profitt fra direkte strømsalg, strøm- og hydrogensalg, og premium ved hydrogen i Sverige.

Sensitivitetsanalyse

Norge

Tabell A19 viser sensitiviteten til merprofitt for NO1.

NO1		LCOH + S			
Pris kg/H₂	3,8299	4,8299	5,8299	6,8299	7,8299
4,50	28 003 109	11 746 456	3 022 328	0	0
5,50	49 883 992	28 003 109	11 746 456	3 022 328	0
6,50	73 079 520	49 883 992	28 003 109	11 746 456	3 022 328
7,50	98 236 777	73 079 520	49 883 992	28 003 109	11 746 456
8,50	125 581 033	98 236 777	73 079 520	49 883 992	28 003 109

Tabell A20 viser sensitiviteten til merprofitt for NO2.

NO2		LCOH + S			
Pris kg/H₂	3,8299	4,8299	5,8299	6,8299	7,8299
4,50	246 648 118	95 915 755	21 940 940	0	0
5,50	451 879 704	246 648 118	95 915 755	21 940 940	0
6,50	669 970 849	451 879 704	246 648 118	95 915 755	21 940 940
7,50	897 586 151	669 970 849	451 879 704	246 648 118	95 915 755
8,50	1 137 781 654	897 586 151	669 970 849	451 879 704	246 648 118

Tabell A21 viser sensitiviteten til merprofitt for NO3.

NO3	LCOH + S				
	Pris kg/H₂	3,8299	4,8299	5,8299	6,8299
4,50	457 324 571	194 527 288	32 958 124	0	0
5,50	770 655 546	457 324 571	194 527 288	32 958 124	0
6,50	1 097 534 836	770 655 546	457 324 571	194 527 288	32 958 124
7,50	1 428 320 999	1 097 534 836	770 655 546	457 324 571	194 527 288
8,50	1 760 349 676	1 428 320 999	1 097 534 836	770 655 546	457 324 571

Tabell A22 viser sensitiviteten til merprofitt for NO4.

NO4	LCOH + S				
	Pris kg/H₂	3,8299	4,8299	5,8299	6,8299
4,50	237 276 571	100 248 888	16 536 189	0	0
5,50	399 700 229	237 276 571	100 248 888	16 536 189	0
6,50	566 156 107	399 700 229	237 276 571	100 248 888	16 536 189
7,50	733 580 261	566 156 107	399 700 229	237 276 571	100 248 888
8,50	901 758 366	733 580 261	566 156 107	399 700 229	237 276 571

Tabell A23 viser sensitiviteten til merprofitt for NO5.

NO5	LCOH + S				
	Pris kg/H ₂	3,8299	4,8299	5,8299	6,8299
4,50	2 141 352	765 840	33 991	0	0
5,50	3 529 208	2 141 352	765 840	33 991	0
6,50	4 917 429	3 529 208	2 141 352	765 840	33 991
7,50	6 305 650	4 917 429	3 529 208	2 141 352	765 840
8,50	7 693 872	6 305 650	4 917 429	3 529 208	2 141 352

Danmark*Tabell A24 viser sensitiviteten til merprofitt for DK1.*

DK1	LCOH + S				
	Pris kg/H ₂	3,8299	4,8299	5,8299	6,8299
4,50	1 025 030 533	338 195 352	44 838 069	1 856 451	0
5,50	1 882 854 374	1 025 030 533	338 195 352	44 838 069	1 856 451
6,50	2 787 288 019	1 882 854 374	1 025 030 533	338 195 352	44 838 069
7,50	3 721 107 645	2 787 288 019	1 882 854 374	1 025 030 533	338 195 352
8,50	4 675 490 467	3 721 107 645	2 787 288 019	1 882 854 374	1 025 030 533

Tabell A25 viser sensitiviteten til merprofitt for DK2.

DK2	LCOH + S					
	Pris kg/H ₂	3,8299	4,8299	5,8299	6,8299	7,8299
4,50	198 178 724	58 443 061	5 828 497	94 179	0	
5,50	380 009 296	198 178 724	58 443 061	5 828 497	94 179	
6,50	574 385 801	380 009 296	198 178 724	58 443 061	5 828 497	
7,50	774 583 092	574 385 801	380 009 296	198 178 724	58 443 061	
8,50	978 430 935	774 583 092	574 385 801	380 009 296	198 178 724	

Finland*Tabell A26 viser sensitiviteten til merprofitt for FI.*

FI	LCOH + S					
	Pris kg/H ₂	3,8299	4,8299	5,8299	6,8299	7,8299
4,50	1 602 536 722	426 295 171	48 773 495	0	0	
5,50	3 341 425 897	1 602 536 722	426 295 171	48 773 495	0	
6,50	5 290 739 292	3 341 425 897	1 602 536 722	426 295 171	48 773 495	
7,50	7 353 690 547	5 290 739 292	3 341 425 897	1 602 536 722	426 295 171	
8,50	9 475 671 779	7 353 690 547	5 290 739 292	3 341 425 897	1 602 536 722	

Sverige

Tabell A27 viser sensitiviteten til merprofitt for SE1.

SE1	LCOH + S				
	Pris kg/H ₂	3,8299	4,8299	5,8299	6,8299
4,50	466 937 140	180 539 832	26 215 634	0	0
5,50	819 089 696	466 937 140	180 539 832	26 215 634	0
6,50	1 186 267 915	819 089 696	466 937 140	180 539 832	26 215 634
7,50	1 557 336 553	1 186 267 915	819 089 696	466 937 140	180 539 832
8,50	1 930 520 591	1 557 336 553	1 186 267 915	819 089 696	466 937 140

Tabell A28 viser sensitiviteten til merprofitt for SE2.

SE2	LCOH + S				
	Pris kg/H ₂	3,8299	4,8299	5,8299	6,8299
4,50	1 319 412 721	494 494 196	67 961 595	0	0
5,50	2 324 499 057	1 319 412 721	494 494 196	67 961 595	0
6,50	3 365 963 879	2 324 499 057	1 319 412 721	494 494 196	67 961 595
7,50	4 417 279 242	3 365 963 879	2 324 499 057	1 319 412 721	494 494 196
8,50	5 473 856 187	4 417 279 242	3 365 963 879	2 324 499 057	1 319 412 721

Tabell A29 viser sensitiviteten til merprofitt for SE3.

SE3	LCOH + S				
	Pris kg/H₂	3,8299	4,8299	5,8299	6,8299
4,50	903 353 669	284 435 390	34 886 881	0	0
5,50	1 695 305 426	903 353 669	284 435 390	34 886 881	0
6,50	2 540 438 292	1 695 305 426	903 353 669	284 435 390	34 886 881
7,50	3 411 681 696	2 540 438 292	1 695 305 426	903 353 669	284 435 390
8,50	4 298 437 530	3 411 681 696	2 540 438 292	1 695 305 426	903 353 669

Tabell A30 viser sensitiviteten til merprofitt for SE4.

SE4	LCOH + S				
	Pris kg/H₂	3,8299	4,8299	5,8299	6,8299
4,50	520 354 287	153 979 017	16 675 465	0	0
5,50	993 437 478	520 354 287	153 979 017	16 675 465	0
6,50	1 499 294 288	993 437 478	520 354 287	153 979 017	16 675 465
7,50	2 019 971 676	1 499 294 288	993 437 478	520 354 287	153 979 017
8,50	2 550 140 861	2 019 971 676	1 499 294 288	993 437 478	520 354 287

Break even pris – profitabilitet

$$Y_e = (P_e(t) - LCOE_w) * Q_w(t)$$

$$Y_h = (P_h(t) - (LCOH + S_h)) * Q_{ht} * q$$

$$(P_e(t) - LCOE_w) * Q_w(t) = P_h(t) - (LCOH + S_h) * Q_{hMe}(t)$$

$$P_e(t) = (((P_h(t) - (LCOH + S_h)) * Q_{hMe}(t)) / Q_w(t)) + LCOE_w$$

$$P_e(t) = \left(\frac{\left(6,5 \frac{\text{euro}}{\text{kgH}_2} - \left(\frac{3,8277 \text{ euro}}{\text{kgH}_2} + \frac{2 \text{ euro}}{\text{kgH}_2} \right) \right) * 17,4 \text{ kgH}_2}{1 \text{ MWh}} \right) + 37 \frac{\text{euro}}{\text{MWh}}$$

$$P_e(t) = 48,70 \frac{\text{euro}}{\text{MWh}}$$