



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2023 30 stp

Fakultetet for miljøvitenskap og naturforvaltning (MINA)

Verdifaktor for vindkraft på land i kraftmarkedet: Effekten av økende vindkraftkapasitet

Value factor for onshore wind power in the power
market: The effect of increasing wind power
capacity

Kjetil Weflen Kalløkkebakken
Fornybar Energi

Forord

Denne masteroppgaven er gjennomført i emnet M30-FORNY ved Fakultetet for miljøvitenskap og naturforvaltning (MINA) ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU). Masteroppgaven er obligatorisk for det siste halvåret av masterstudiet og vektlegges med 30 studiepoeng.

Jeg valgte å skrive om verdifaktor for vindkraft på land fordi vindkraft er en stor del av løsningen for mer fornybar energi i et grønt skifte. Tidligere studier har vist at inntjeningen per produsert enhet for vindkraft blir redusert dersom vindkraftproduksjonen øker vesentlig. Jeg synes dette er en interessant og viktig problemstilling som jeg derfor valgte som tema for min masteroppgave.

Jeg vil gi en stor takk til hovedveileder professor Erik Trømborg ved MINA for meget gode råd til oppgaven generelt, samt all hjelp og konstruktive tilbakemeldinger underveis ved jevnlig møter. Jeg vil også gi en stor takk til forsker Eirik Ogner Jåstad ved MINA for utførelse av simuleringer i Balmorel modellen og veiledningstimer for tolkning av Excel dokumentets innhold, samt til å avgrense oppgaven.

Jeg vil takke biveileder Knut Johannes Moen for tips og råd i starten av mastergradsoppgaven. Jeg vil også takke Zephyr for data brukt i oppgaven, samt Nord Pool for tilgangen til database med historiske kraftpriser.

Oslo, 14. mai 2023

Kjetil Weflen Kalløkkebakken

Sammendrag

Forskjellige kraftverk har ulike produksjonsprofiler, produksjonsmønstre, korrelasjoner med forbruk og størrelse på kraftanlegg. Det er derfor ikke lett å sammenligne hvor godt et kraftverk gjør det mot et annet bare ved å sammenligne inntekter. Verdifaktor er en beskrivelse av hvor god inntjening et kraftverk har per produserte enhet i forhold til andre kraftprodusenter i et kraftmarked. Denne studien tar for seg en analyse av verdifaktor for vindkraft på land. Oppgavens metode er en kvantitativ analyse av observerte og simulerte markedsdata for å beregne verdifaktor til vindkraft i kraftmarkedet for kraftsone NO3 i Norge. Hovedproblemstillingen for denne oppgaven var å analysere hvordan verdifaktoren til vindkraft i Norge vil endres med økende vindkraftkapasitet for vindkraft på land.

Første del av gradsoppgaven gir et kort tilbakeblikk i utviklingen av vindkraft og verdifaktor ved hjelp av et eksempelanlegg. Her kombineres en historisk vindprofil fra et eksempelanlegg med kraftpriser fra Nord Pool brukt for å se på utviklingen av verdifaktoren fra perioden 05.02.2019 til 31.03.2022. Resultatene tilsier at verdifaktoren ble redusert i perioden og korrelerer negativt med kraftprisen på årsbasis. Verdifaktorens synkende trend kan skyldes et reduserende kraftvolum og dårlig vinterkorrelasjoner. «Curtailment» (tap) er ikke inkludert i den historiske profilen.

Analyser av simulasjoner i kraftsystemmodellen Balmorel gir med ulike scenarier innsikt i hvordan kraftprisen og dermed verdifaktoren utvikler seg i takt med en økning av vindkraftkapasitet. Balmorel ble brukt til å simulere produksjonsdata og kraftpriser for året 2030 i kraftsone NO3 i Norge. Produksjonsdata ble gitt som en kapasitetsfaktor, som ble multiplisert med økende installert vindkraftkapasitet. Det ble gjort en forenkling ved at vindkraftproduksjonen (og curtailment) blir solgt (eller går tapt) til kraftprisen i kraftsone NO3.

For å analysere hvordan verdifaktoren påvirkes med en økning av markedsandel for vindkraft på land i 2030, ble ulike scenarier for utviklingen av vindkraftkapasiteten analysert i Balmorel. Dette ble gjort ved å sammenligne vindprofiler med dagens installerte vindkraftkapasitet på land i kraftsone NO3 på 2100 MW med økte kapasiteter på 4200, 6300 og 8400 MW. Dette ble gjort med to ulike vindprofiler: En «simulert profil» som er simulert i Balmorel fra DTU Wind Energy's kalt CorRES (Correlations in Renewable Energy Sources) og en «historisk profil» basert på observerte produksjonsdata fra et faktisk vindkraftanlegg. Den simulerte profilen har ulike vindhastigheter per tidssegment som er spredt utover analysert område i kraftsone NO3. Historisk profil, fra første del av analysen, ble behandlet som en «flat» profil for vindkraftproduksjon på land i kraftsone NO3. Det vil si at vindhastighetene er like over hele landområdet i hvert enkelte tidssegment. Vindprofilene ble deretter sammenlignet for de fire økende scenariene for å se om utviklingen av verdifaktorene ga forskjellige resultater. Historisk profil hadde i gjennomsnitt ca. 9 prosentpoeng lavere verdifaktor enn simulert profil og gikk fra 0,90 til 0,61 med økningen fra 2100 MW til 8400 MW. Disse resultatene viser at en økende vindkraftkapasitet reduserer verdifaktoren vesentlig. Analysen i denne oppgaven viser betydningen av å utføre en undersøkelse av verdifaktor fordi en økt markedsandel vindkraft påvirker verdifaktoren og dermed inntektene negativt. Dette er viktig for lønnsomheten til et vindkraftanlegg og planlegging av nye anlegg og overføringskapasitet.

Abstract

Different power plants have different production profiles, production patterns, correlations with consumption and size of power plants. It is therefore not easy to compare how well one power station is doing against another just by comparing revenues. A value factor is a description of how good a power plant's earnings are per unit produced in a power market. This thesis deals with an analysis of the value factor for onshore wind power. The thesis's method is a quantitative analysis of observed and simulated market data to calculate the value factor for wind power in the power market for power zone NO3 in Norway. The main problem for this thesis was to analyze how the value factor for wind power in Norway will change with increasing wind power capacity for onshore wind power.

The first part of the thesis provides a brief overview of the development of wind power and value factor using an example plant. Here, a historical wind profile from an example plant is combined with power prices from Nord Pool, is used to look at the development of the value factor from the period 05/02/2019 to 31/03/2022. The results indicate that the value factor was reduced during the period and correlates negatively with the power prices on an annual basis. The value factor's downward trend may be due to a reducing power volume and poor winter correlations. «Curtailment» (loss) is not included in the historical profile.

Analyses of simulations in the Balmorel power system model provide, with different scenarios, insight into how the power price and thus the value factor develops in line with an increase in wind power capacity. Balmorel was used to simulate production data and power prices for the year 2030 in power zone NO3 in Norway. Production data was given as a capacity factor, which was multiplied by an increasing installed wind power capacity. A simplification was made in that the wind power production (and curtailment) is sold (or lost) as the power price in power zone NO3.

To analyze how the value factor is affected by an increase in the market share for onshore wind power in 2030, various scenarios for the development of wind power capacity were analyzed in Balmorel. This was done by comparing wind profiles with today's installed wind power capacity onshore in power zone NO3 of 2100 MW with increased capacities of 4200, 6300 and 8400 MW. This was done with two different wind profiles: A «simulated profile» which is simulated in Balmorel from DTU Wind Energy's called CorRES (Correlations in Renewable Energy Sources) and a «historical profile» based on observed production data from an actual wind power plant. The simulated profile has different wind speeds per time segment which are spread over the analyzed area in power zone NO3. Historical profile, from the first part of the analysis, was treated as a «flat» profile for wind power production onshore in power zone NO3. This means that the wind speeds are the same over the entire land area in each individual time segment. The wind profiles were then compared for the four increasing scenarios to see if the development of the value factor gave different results. Historical profile had on average approximately 9 percentage points lower value factor than simulated profile and went from 0.90 to 0.61 with the increase from 2100 MW to 8400 MW. These results show that an increasing wind power capacity significantly reduces the value factor. The analysis in this thesis shows the importance of carrying out an investigation of the value factor because an increasing market share of wind power affects the value factor and thus the revenues negatively. This is important for the profitability of a wind power plant and the planning of new plants and transmission capacity.

Innhold

Forord	I
Sammendrag	II
Abstract	III
Figurliste	V
Tabelliste	VI
1 Innledning.....	1
1.1. Problemstilling.....	3
2 Vindkraft og verdifaktoren	4
2.1. Sammenligningsgrunnlag for vindkraft	4
2.2. Påvirkninger for verdifaktor	6
2.3. Andre studier.....	10
3 Metode og data	14
3.1. Verdifaktor.....	14
3.2. Balmorel	15
3.2.1. Balmorel grunnmodell – verktøy for energisystemanalyse	15
3.2.2. Utvidet Balmorel modell	16
3.3. Datamaterialer	18
3.4. Scenarier i Balmorel	19
4 Resultater	21
4.1. Verdifaktor for eksempelanlegg.....	21
4.2. Scenarier for utviklingen av verdifaktoren.....	23
5 Diskusjon og konklusjon	30
5.1. Metode og data	30
5.2. Verdifaktor for eksempelanlegg.....	32
5.3. Scenarier for utviklingen av verdifaktoren.....	33
5.4. Konklusjon	35
Referanseliste.....	37

Figurliste

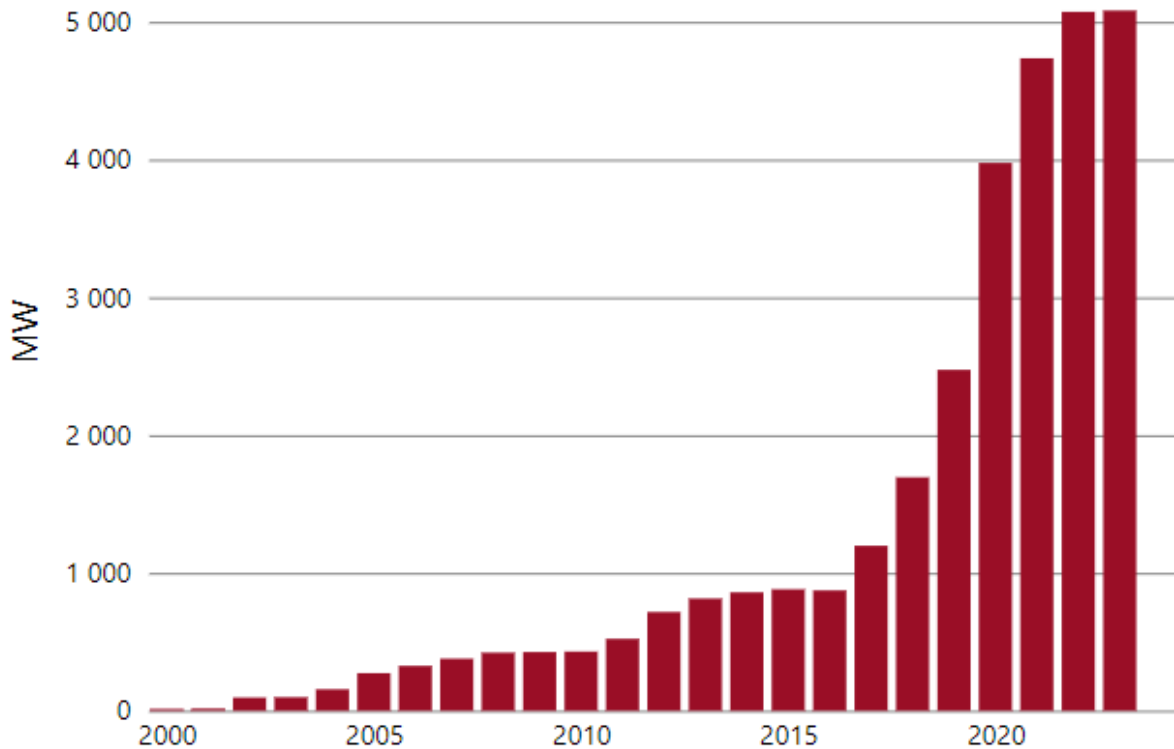
Figur 1: Installert effekt i MW for vindkraft i Norge fra 2000 til 2023. Kilde: (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2023)	2
Figur 2: LCOE for ulike fornybare teknologier i 2021. Kilde: (NVE, 2023)	4
Figur 3: Ukeskurve for kraftpris i Norge. Kilde: (Skaansar et al., 2022)	7
Figur 4: Total vindkraftproduksjon (GWh) for alle norske soner fordelt på månedene i året for perioden 2003 – 2021. Kilde: (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2023).....	7
Figur 5: «Merit-order»-kurven viser hvordan vindkraft påvirker spotprisen til kraftmarkedet. Kilde: (Ray et al., 2010).....	8
Figur 6: Integrasjonskostnader for variabel fornybar energi. Kilde: (Hirth, 2012a)	10
Figur 7: Utvikling av verdifaktor i Danmark, Tyskland og Sverige fra 2001 – 2015, fordelt på vann- og termisk basert kraftsystem. Kilde: (Hirth, 2016a)	11
Figur 8: Korttids- og langtidsperspektiv for verdifaktor fra tidligere litteratur. Kilde: (Hirth, 2016a) ..	11
Figur 9: Verdifaktor for fire norske soner i 2022. Kilde: (THEMA Consulting Group, 2023)	12
Figur 10: Verdifaktor for variabel fornybar energi i Norge og landbasert vindkraft i Tyskland i 2017 og predikerte verdifaktorer i 2020, 2025 og 2030. Kilde: (Amundsen et al., 2017)	13
Figur 11: Flytskjema for Balmorel modellen som er brukt til simuleringene. Kilde: (Jåstad & Bolkesjø, 2023).....	17
Figur 12: Gjennomsnittlig spotpris for analysert periode, fra februar 2019 til mars 2022. Kilde: (Nord Pool, 2022).....	21
Figur 13: Beregnet årlig verdifaktor for analysert periode, fra februar 2019 til mars 2022.	22
Figur 14: Kapasitetsfaktor for analysert periode, fra februar 2019 til ut året 2021.	22
Figur 15: Beregnet månedlig verdifaktor for analysert periode, fra februar 2019 til mars 2022.	23
Figur 16: Times kraftproduksjon (MWh) for simulert og historisk profil for første scenariet (2100 MW).....	24
Figur 17: Simulert gjennomsnittlig ukentlig spotpris for simulert og historisk profil for fire scenarier med ulik kapasitet.	24
Figur 18: Beregnet ukentlig verdifaktor for simulert og historisk profil for fire scenarier med ulik kapasitet.	25
Figur 19: Årlig total kraftproduksjon, solgt kraft og curtailment gitt i GWh for simulert og historisk profil for fire scenarier med ulik kapasitet.	26
Figur 20: Simulert gjennomsnittlig årlig spotpris for simulert og historisk profil for fire scenarier med ulik kapasitet.	27
Figur 21: Beregnet årlig verdifaktor for simulert og historisk profil for fire scenarier med ulik kapasitet.	28
Figur 22: Kapasitetsfaktor for total kraftproduksjon, kraft solgt til spotpris og curtailment for simulert og historisk profil for fire scenarier med ulik kapasitet.	29
Figur 23: Markedsandel for vindkraft på land i hele sone NO3 i Norge for simulert og historisk profil for fire scenarier med ulik kapasitet.	29
Figur 24: Penetrasjonsrate for vindkraft på land i hele sone NO3 i Norge for simulert og historisk profil for fire scenarier med ulik kapasitet.	30

Tabelliste

Tabell 1: Antall timer i året med historisk produksjonsdata for analysert periode mellom 2019 og 2022.....	19
Tabell 2: Total installert produksjonskapasitet (MW) for alle scenarier for inkluderte teknologier i Balmorel i 2030.....	20
<i>Tabell 3: Total årlig kraftproduksjon (GWh) for alle scenarier for inkluderte teknologier i Balmorel i 2030.....</i>	<i>20</i>

1 Innledning

Verden står ovenfor en global klimakrise. Omtrent 70 prosent av verdens klimagassutslipp er relatert til energi. Om verden skal nå klimamålet om klimanøytralitet innen 2050, må energisystemene derfor drastisk forandres i årene fremover. Klimapolitikken til EU er en stor driver for denne omstillingen. I Parisavtalen var målet 40 prosent utslippsreduksjon fra 1990 nivå innen 2030. Den nye «Fit for 55»-pakken som EU-kommisjonen reviderte i 2019, har et oppjustert utslippsmål med en økning fra 40 til 55 prosent reduksjon av klimagasser innen 2030. Med dette har Norge forpliktet seg til å redusere klimagassutslipp med 55 prosent (Birkelund et al., 2021; Regjeringen, 2021). Regjeringen har som mål at Norge skal holde sine internasjonale klimaforpliktelser, samt å øke verdiskapning som skal bidra til arbeidsplasser, øke eksport fra industri og gi tilgang på rimelig fornybar energi til industrien og norske husholdninger (Meld. St. 11 (2021 – 2022), 2021). I Norge er fortsatt 35 % av energibruken basert på fossil energi. I tillegg bruker vi mye fossile brensler til utvinning av olje og til produksjon av materialer. Samlet var forbruket av fossile brensler 175 TWh i Norge i 2021 (Statistisk sentralbyrå, 2021). Det er derfor viktig å få implementert et nytt fossilfritt kraftsystem for å redusere klimagassutslippene i Norge (Meld. St. 36 (2020–2021), 2021). Norge hadde i slutten av 2021 en meget høy andel fornybar energi i kraftmiksen til elektrisitetsforbruket. I et normalår produserer Norge nesten 156 TWh med kraft. Vannkraft står for 138 TWh (89 %), vindkraft 15,4 TWh (10 %) og resterende produseres hovedsakelig fra termisk kraft ifølge NVE ved Birkelund et al. (2021). Vindkraft på land blir stadig mer konkurransedyktig på grunn av kostnadsreduksjoner og blir dermed en del av løsningen for å produsere utslippsfri energi (Meld. St. 28 (2019–2020), 2020), spesielt med tanke på at Norge har blant de beste vindressursene i Europa ifølge NVE sin rapport «Nasjonal ramme for vindkraft» (Jakobsen et al., 2019). Energipolitikken har ført til et politisk press for mer utbygging av vindkraft i Norge, noe som har resultert i en sterk økning for utbygging av vindkraftverk de siste årene (Jakobsen et al., 2019). Utviklingen er presentert i figur 1, som viser installert effekt gitt i MW for vindkraftutbygging fra 2000 til 2023 (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2023).



Figur 1: Installert effekt i MW for vindkraft i Norge fra 2000 til 2023. Kilde: (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2023)

I Europa vil den variable fornybare energiandelen øke fremover, som er med å redusere brukstiden for fossile kraftverk (Statnett, 2020). Kraftprisen i et fornybart kraftsystem vil bli mer volatil med perioder med ekstremt høye eller lave energipriser. Det er derfor behov for fleksible løsninger som kan bidra til utjevning av kraftprisen (Birkelund et al., 2021).

Oppnådde inntekter er avgjørende for at et vindkraftverk skal bli lønnsomt. Inntekten er avhengig av produksjonsvolum og kraftpris. Produksjonsvolumet er avhengig av kraftverkets størrelse og vindressursprofil. Et kraftverk som har gode vindressurer, produserer mer elektrisitet per installerte effekt enn et som har dårligere vindprofil. Det er store forskjeller i størrelse på kraftverk som gjør at det kan bli vanskelig å vite hvor god inntjening et kraftverk har i forhold til ett annet. Dette kan løses ved å bruke en verdifaktor. Verdifaktor er definert som gjennomsnittlig oppnådd spotpris et kraftverk får fra all produsert kraft delt på gjennomsnittlig spotpris i et kraftmarked (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2019b). Verdifaktoren gir et godt sammenligningsgrunnlag på tvers av ulike størrelser, profiler og teknologier for kraftverk. Verdifaktoren blir derfor viktig for sammenligningen og gir et innblikk i inntjeningen til et vindkraftverk. Vindkraftverk med verdifaktor over 1 gjør det bedre enn andre kraftverk i samme spotområde. En økende markedsandel med vindkraft i samme kraftsone kan redusere kraftprisen, og dermed verdifaktoren for alle vindkraftverkene i denne sonen. Dette blir kalt for kannibaliseringseffekten (Prol et al., 2020).

Denne oppgaven analyserer hvordan økende vindkraftkapasitet påvirker kraftprisen i et energisystem som blir mer påvirket av variabel kraftproduksjon. Dette gjøres ved å analysere verdifaktoren for to ulike vindprofiler, en «simulert profil» basert på simulert data fra DTU Wind Energy's kalt CorRES (Correlations in Renewable Energy Sources) og en «historisk profil» basert på produksjonsdata fra et vindkraftverk på Vestlandet som et eksempelanlegg og med økende vindkraftproduksjon.

1.1. Problemstilling

Hovedmålet med denne oppgaven er å analysere hvordan verdifaktoren for vindkraft i Norge vil endres med økende vindkraftkapasitet for vindkraft på land. Ved bruk av historiske og simulerte data, har dette ledet meg til forskningsspørsmålet:

Hvordan påvirkes verdifaktoren for vindkraft på land med økende vindkraftkapasitet i kraftprisområde NO3 i Norge?

Dette besvares ved å analysere tre delproblemstillinger:

1. Hva er verdifaktoren for et eksempelanlegg i NO3 basert på historisk spotpris- og produksjonsdata?
2. Hvordan påvirkes verdifaktor og kraftpris av økt vindkraftproduksjon frem mot 2030?
3. Hvordan påvirkes verdifaktor med to ulike produksjonsprofiler for vindkraft?

I kapittel 2 gis en bakgrunn for betydningen og hva som påvirker verdifaktor, samt en gjennomgang av andre studier. Kapittel 3 presenterer metode og data. I kapittel 4 vises resultater, mens kapittel 5 tar for seg diskusjon for valg av metode og betydningen av resultatene, samt konklusjonen og forslag til videre arbeid.

2 Vindkraft og verdifaktoren

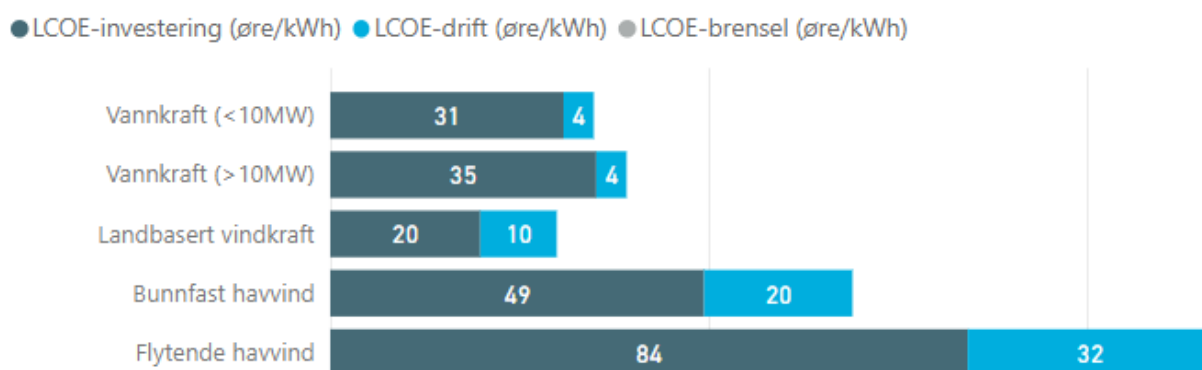
I dette kapitlet beskrives bakgrunn for inntekt av kraftproduksjon og verdifaktor. I første delkapittel beskrives det hvordan man kan sammenligne kraftverk mot hverandre, etterfulgt av hva som påvirker verdifaktor i andre delkapittel. I tredje delkapittel presenteres tidligere studier.

2.1. Sammenligningsgrunnlag for vindkraft

Norge hadde i mars av 2023 ca. 16,9 TWh med vindkraft fordelt på 65 vindkraftverk med 1392 turbiner totalt. NVE sitt vindkart viser at mesteparten av vindkraftanleggene ligger på land og langs kysten (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2022). Den totale kapasiteten for vindkraft i april 2023 var 5083 MW i Norge. Vindkraftverkene er fordelt i 4 av de 5 norske kraftsonene. Den største sonen for vindkraft ligger i prisområde NO3 med nærmere 7 TWh middelsproduksjon og en installert kapasitet på 2112 MW (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2023).

Vindkraft kan deles inn i to hovedkategorier, vindkraft på land (onshore) og havbasert vindkraft (offshore). Havvindkraft deles igjen i to, ut fra havdybden, hvor bunnfast teknologi går helt ned til 100 meters dyp, mens flytende vindturbiner brukes i dypere hav (Vindportalen.no). Flytende havvindkraft er en umoden teknologi som har betydelig høyere kostnader enn bunnfast teknologi. Bunnfast havvind er en moden teknologi i grunne havområder med en dybde på opptil 50 – 60 meter, men kostnadene for utbygging har tidligere vært opptil tre ganger så høy som vindkraft på land, selv om kostnadene har blitt redusert de siste årene. Norge har dyp kyst med dårligere topografiske bunnforhold enn andre land lenger sørover i Europa og dermed blir bunnfast havvind et dårlig alternativ for Norge. Samtidig er det lange avstander fra land til aktuelle utbyggingsområder, noe som gjør at investeringskostnadene til nettilknytning blir høy (Jakobsen et al., 2019). Da blir vindkraft på land det rimeligste alternativet for å øke den installerte kapasiteten til vindkraft med dagens teknologier i Norge.

Kostnadene for produksjon av kraft varierer i struktur og nivå. En av metodene for å sammenligne forskjellige teknologier og størrelse på kraftanlegg, er en metode kalt «Levelized Cost of Energy» (LCOE). LCOE finner spesifikk energikostnad for et kraftanlegg ved å dividere den totale livstidskostnaden med total energiproduksjon for kraftverkets levetid. I figur 2 vises LCOE som et representativt anslag for nye kraftverk med forskjellige teknologier i 2021.



Figur 2: LCOE for ulike fornybare teknologier i 2021. Kilde: (NVE, 2023)

Ifølge Jakobsen et al. (2019) og NVE (2023) har den spesifikke energikostnaden for vindkraft på land falt fra 51 øre/kWh i 2012 til 36 øre/kWh i 2017. I 2021 var LCOE redusert ytterligere til 30 øre/kWh og forventes å falle videre til 22 øre/kWh i 2030.

Metoden for LCOE forteller lite om detaljene for inntjeningen som skjer innad i året og heller ikke hvordan inntjeningen er i forhold til andre kraftverk i samme prisområde. For å sammenligne hvor godt et kraftverk gjør det mot andre kraftverk i samme spotprisområde, kan man bruke en metode kalt verdifaktor (også kalt kvalitetsfaktor). Verdifaktoren er et uttrykk for hvor høy kraftproduksjonen er verdsatt i et spotmarked for hvert enkelt kraftverk. NVE sin definisjon av verdifaktor er:

«Verdifaktoren til et kraftverk er definert som gjennomsnittlig oppnådd spotpris for et kraftverk delt på gjennomsnittlig spotpris. Dette tilsvarer den inntekten kraftverket ville hatt, dersom all kraften ble solgt i kraftmarkedet, delt på inntekten kraftverket ville hatt, dersom det kunne ha solgt all kraften sin til gjennomsnittlig spotpris».

Her er gjennomsnittlig oppnådd spotpris definert følgende: «produksjon i de timer kraftverket har produsert ganget med spotprisen i disse timene delt på total produksjon» og gjennomsnittlig spotpris er definert som: «gjennomsnittlig spotpris for alle timene i året» (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2019b). Verdifaktoren tillater dermed at man kan sammenligne kraftproduksjonen fra forskjellige kraftverk uavhengig av størrelse for kapasitet og produksjonsvolum.

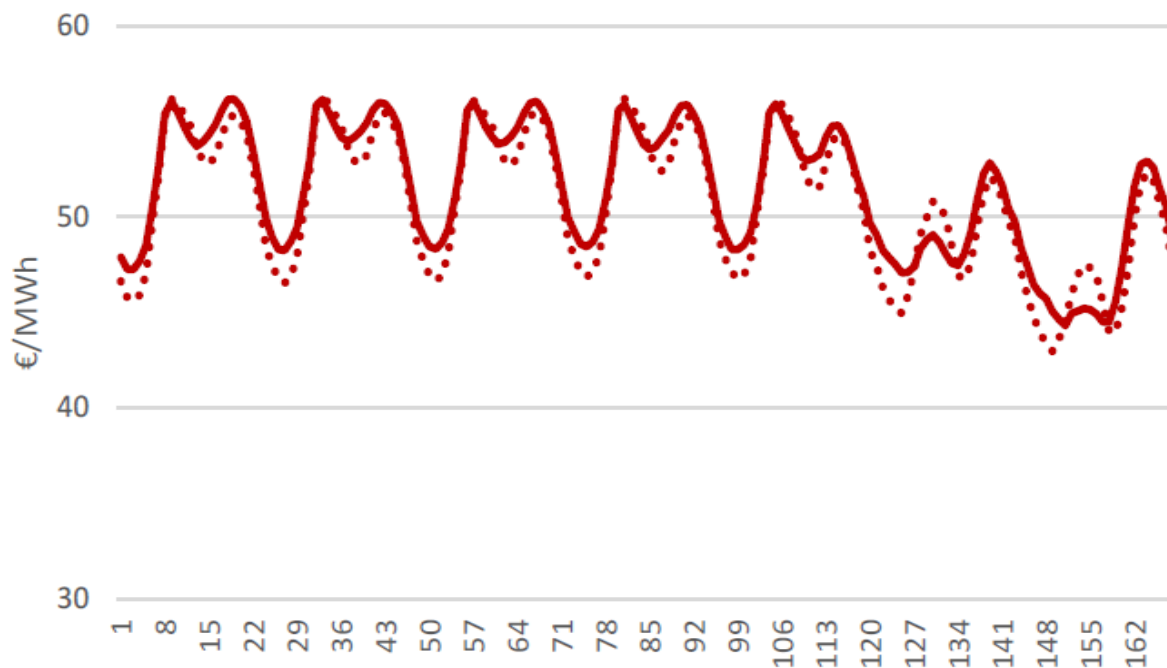
Inntekten for et kraftverk finnes ved å multipliseres produksjonsvolum av elektrisitet med spotpris for kraft i regionen den befinner seg i på timesbasis. Kraft som av en eller annen grunn ikke blir solgt på kraftmarkedet, blir kalt for «curtailment» og regnes som tap. Dette medfører at inntektsgrunnlaget blir produksjon pluss curtailment multiplisert med spotpris. Spotprisen settes når tilbud er lik etterspørsel for kraft. Kraftprisen som oppnås for vindkraft er avhengig av utviklingen i kraftmarkedet. Hvis kraftmarkedets energiproduksjon er noenlunde lik energiforbruket med lik markedsandel av teknologier, vil kraftprisen være på om lag samme nivå. Markedsandel for en teknologi utgjør hvor stor installert kapasitet man har for denne teknologien i f.eks. en region. Ved å forandre markedsandelen av en teknologi i en prissone, som en økning i vindkraft, vil dette med stor nok markedsandel forskyve energiprisen lenger ned på tilbudskurven. Grunnen til at dette skjer henger sammen med «merit order» -kurven, hvor marginalkostnaden for den dyreste teknologien som er i drift, blir prissettende på et gitt tidspunkt i kraftprisområdet. Vindkraft har lavest marginalkostnad, grunnet «gratis» drivstoffkostnad, altså vind (Ray et al., 2010).

Vindkraft på land er konkurransedyktig rent økonomisk, men vindkraftutbyggingen krever store naturinngrep og er visuelt synlig fra lange avstander, noe som har ført til motstand mot vindkraft. Mostanden av vindkraft og naturkostanden ved utbygging gjør at man ikke alltid kan velge de beste vindressursområdene, samt at man i tillegg mulig må redusere størrelsen på vindturbinene. Dette reduserer lønnsomheten til vindkraftverk og verdifaktoren spiller dermed inn en større rolle.

2.2. Påvirkninger for verdifaktor

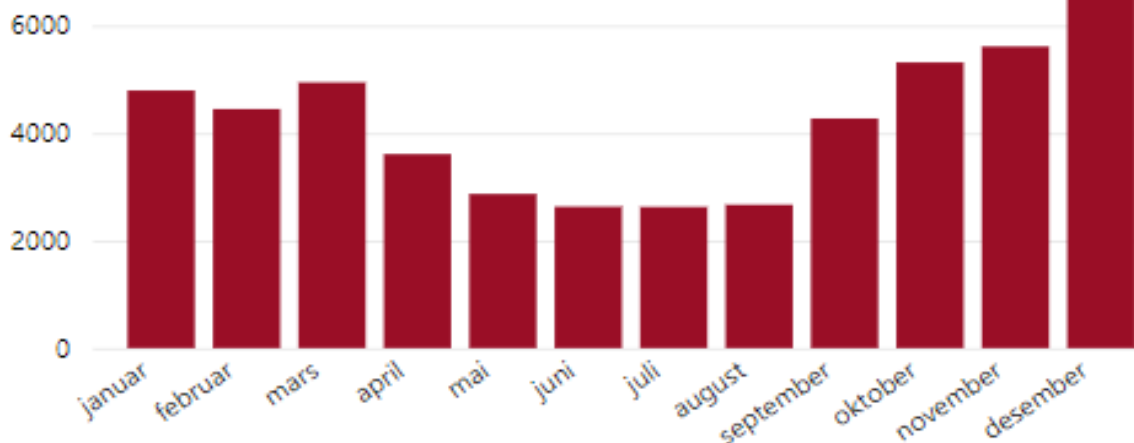
For å forstå hva som påvirker en verdifaktor og verdifaktorens betydning, må man sette seg inn i kraftsystemet. Verdifaktoren til vindkraft er avhengig av hvordan kraftsystemet er bygd opp, ikke bare innad sin region, men også for tilknyttede regioner pga. import og eksport av elektrisitet. Hver region, eller sone, har som regel forskjellige kraftproduserende teknologier med ulike kapasiteter og produksjonsmønstre. Dette gjør at kraftprisen kan variere fra en prissone til en annen. En begrensning i overføringskapasitet, kalt flaskehals, vil sette en maksgrænse på hvor mye elektrisitet som kan transporteres mellom og innad i sonene. Hver sone er tilknyttet en spotpris og et spotmarked, som setter kraftprisen i sonen. Spotmarkedet er et åpent kraftmarked hvor energiprisen bestemmes i henhold til kraft- og etterspørselstilbud. Budene stenger klokken 12 på dagen og er gjeldene for hele det neste døgnet. Spotmarkedet er koblet til intradag- og balansemarkeder, som justerer eventuelle avvik fra kraftprodusenter, mens reguleringsmarkedet dekker driften på timesbasis i sanntid. Spotmarkedet og reguleringsmarkedene er meget viktige når man får en økende andel vindkraft i et kraftsystem (Hirth, 2012c; Ray et al., 2010).

Inntjeningen for vindkraft er avhengig av produksjon og produksjonsmønstre. En vindturbin kraftproduksjon er avhengig av vindstyrke og følger en s-kurvet produksjonsmønster. Produksjonen starter ved 3 – 4 m/s, når maksimal effekt ved 11 – 15 m/s og stanser over 25 – 28 m/s, avhengig av type vindturbin (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2019a). På grunn av sesongvariasjoner i kraftproduserende fornybar energi, er det viktig å vite når kraften produseres, siden kraftprisen varierer med sesonger, ukedager og innad i døgnet. De forskjellige kraftverkene har ulike inntektsgrunnlag som er avhengig produksjonsprofil og reguleringsevne. Produksjonsprofilen til vindkraft korresponderer godt med kraftforbruket over året. Normalt sett er det gode vindforhold på vinteren når prisen og etterspørsel av kraft er høy, mens det blåser mindre på sommeren når pris og forbruk av kraft er lav (NOU 2023: 3). Kraftverk som produserer mye energi om vinteren får dermed ofte en bedre inntjening fra spotmarkedet enn kraftverk som har lite vinterproduksjon, som medfører en økt verdifaktor (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2019b). Vindkraftprofilen korresponderer godt med vannkraftprofilen, som får tilsig på våren og sommeren. Regulerbare vannkraftverk har en stor fordel på grunn av fleksibiliteten som gjør at de kan spare energien som er lagret i vannmagasinene og selge den når spotprisen er høy. Dette kan påvirke verdifaktoren til andre teknologier som vindkraft. På grunn av at vindkraft er uregulerbar, vil man få varierende kraftproduksjon. Dette kan medføre at man i enkelttimer får overproduksjon av kraft eller ingen produksjon når det er vindstille. Dette vil føre til en lavere verdifaktor (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2019b). Regulerbar vannkraft kan brukes som en buffer for å opprettholde kraftbalansen når det er dårlige værforhold for variabel fornybar energi (VRE – variable renewable energy). Kraftprisen innad i døgnet har også mye å si for inntekter kraftprodusenter får. Normalt sett er det høyere kraftforbruk i uken enn i helgen og kraftprisen er høyest på morgenen og på ettermiddagen når etterspørselen er høyest. Kraftforbruket for døgnavariasjonen er også påvirket av sesongen (NOU 2023: 3). Figur 3 viser en typisk ukeskurve for kraftpris, som korrelerer med kraftforbruket.



Figur 3: Ukeskurve for kraftpris i Norge. Kilde: (Skaansar et al., 2022)

Total vindkraftproduksjon (GWh) fra 2003 til 2021 er vist i figur 4, hvor kraften er fordelt på månedene i året for hele perioden. Her ser vi at det har vært størst kraftproduksjon de siste tre månedene i året, etterfulgt av de første tre månedene. Det er lavest kraftproduksjon er før og i sommermånedene.

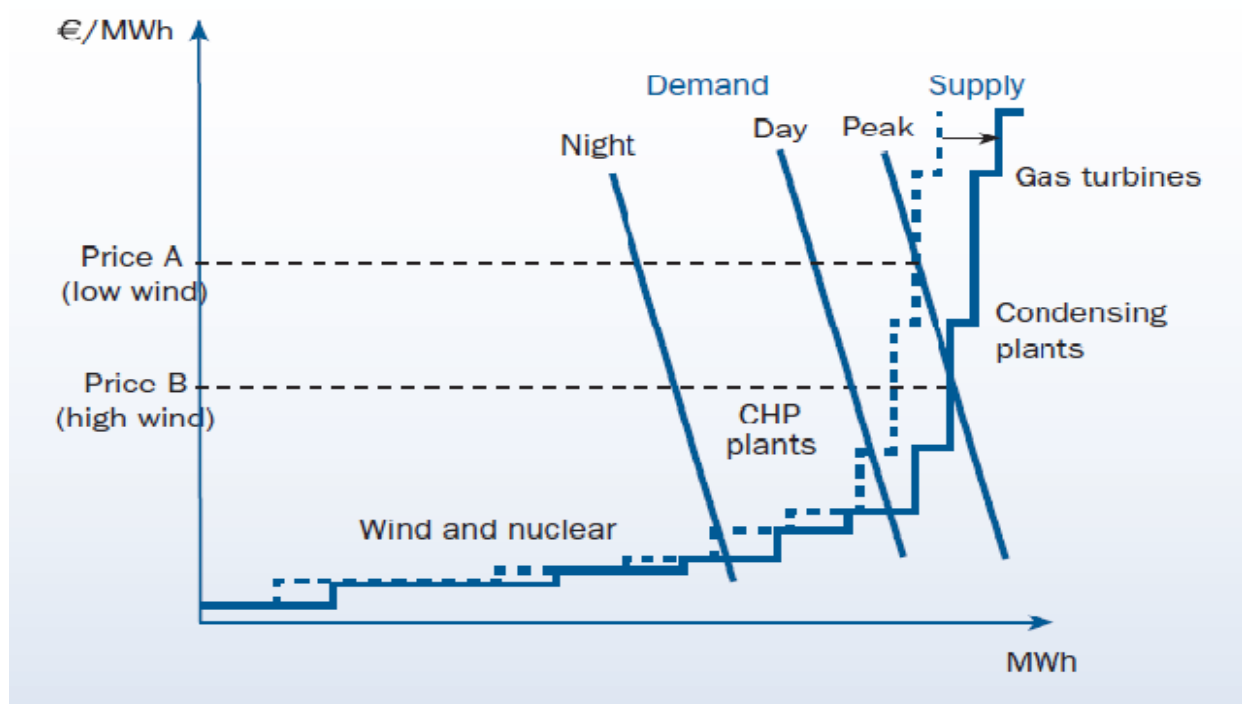


Figur 4: Total vindkraftproduksjon (GWh) for alle norske soner fordelt på månedene i året for perioden 2003 – 2021. Kilde: (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2023)

Land- og havbasert vindkraft har relativ lik sesongprofil, men det blåser som regel jevnere og mer på havet grunnet topografiske forhold. Været i Nord-Europa er som regel ganske likt og følger ofte kjente mønstre. Vindforholdene ved Nordsjøen er tett koblet mot Sør-Norge. På grunn av at Norge er et langstrakt land, har vi ett annet værmønster i Nord-Norge. Dette gjør at vindforholdene ofte blir forskjellige mellom nord og sør, slik at når det blåser et sted, er det ofte vindstille i den andre delen av

landet. Det kan derfor være en fordel å ha en god spredning av vindkraftverk, fra sør til nord i Norge, slik at vindkraftproduksjonen blir jevnere på samme tidspunkt (NOU 2023: 3). På grunn av at vindforholdene ofte er relativt like i et område, produserer vindkraftanlegg ofte på samme tidspunkt i en kraftsone. En økende markedsandel av vindkraftkapasitet i en kraftsone, vil kunne redusere kraftprisen på grunn av forskyvning i merit-order-kurven. Dette medfører at inntektene til vindkraftverkene blir lavere, noe som gir utslag i redusert verdifaktor. Denne effekten kalles for «kannibaliseringseffekten» (Prol et al., 2020).

Merit-order-kurven setter som nevnt kraftprisen på spotmarkedet. Figur 5 er et eksempel på en merit-order-kurve med «Peak»-, «Day»- og «Night»-etterspørsler av kraft. De forskjellige kraftetterspørslene viser at man ikke trenger lik mengde kraft døgnet rundt. Den stiplede blå etterspørselslinjen viser en dag med lite vindkraft, mens den blå hele linjen er en dag med mye vindkraftproduksjon. Til høyre i figuren kan man se at kraftprisen stiger raskt i forhold til kraftmengden, som vil si at etterspørselen er uelastisk (Ray et al., 2010).



Figur 5: «Merit-order»-kurven viser hvordan vindkraft påvirker spotprisen til kraftmarkedet. Kilde: (Ray et al., 2010)

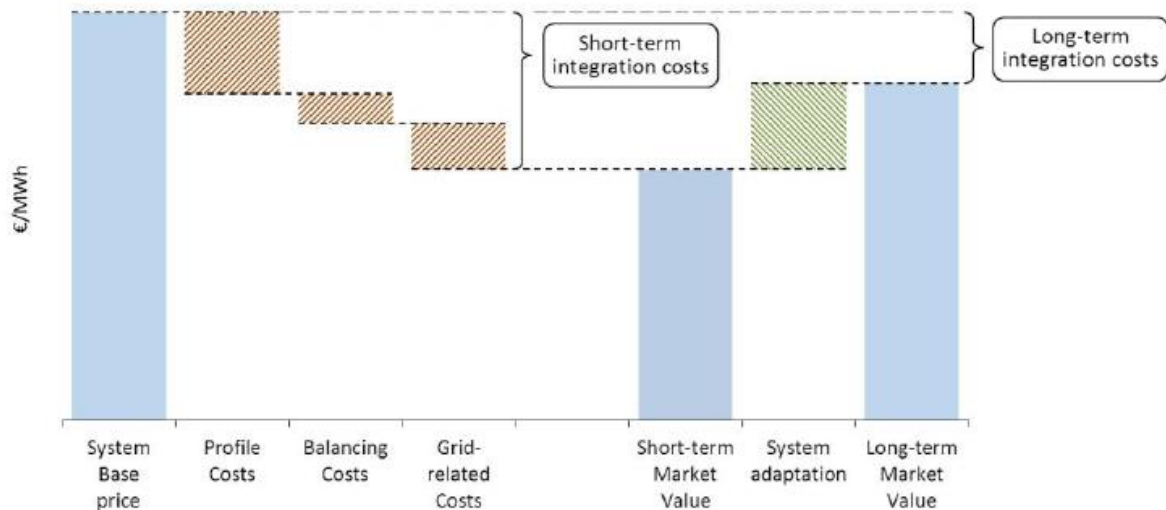
Vindkraft kan påvirke soneprisen på to ulike måter. Den første måten er å forskyve tilbudskurven mot høyre, som kan resultere i en lavere kraftpris. Dette gjøres fordi vindkraft har lav marginalkostnad og legger seg i bunnen av tilbudskurven. Figur 5 viser et eksempel på forskyvning i «Peak» kraftetterspørsel fra kraftpris A med lite vind, til kraftpris B med høy andel vindkraftproduksjon. Dette betyr at det generelt er forventet at prisen på kraft er lav i perioder med mye vindkraftproduksjon enn med lite vind. Denne effekten kalles for «merit-order»-effekten. Den andre måten vindkraft kan påvirke kraftprisen på, er at overproduksjon av vindkraft som ikke kan eksporteres vil senke kraftprisen i regionen den tilhører. Dette betyr at flaskehalser blir et direkte hinder og dermed lages det et internt

prisområde som blir avskilt fra resten av markedet. Overskuddskraften vil dermed redusere bruken av andre konvensjonelle teknologier som har høyere marginalkostnad enn vindkraft (Ray et al., 2010).

Det er to mekanismer som påvirker markedsverdien til variabel fornybar kraft. Dette er den tidligere forklarte merit-order-effekten og «korrelasjonseffekten». Korrelasjonseffekten er når produksjonsmønstre korrelerer med kraftteterspørselen, eller at andre eksogene parametere øker kraftprisen, slik at man får en høyere pris enn en energikilde som produserer konstant kraft. Dette er gyldig så lenge den installerte kapasiteten til VRE har liten markedsandel (Hirth, 2012b). Dette har stor betydning for vindkraft i Norge, siden vindkraftproduksjonen ofte er om vinteren, når etterspørsel av kraft er størst. Korrelasjonseffekten kan dermed påvirke verdifaktoren i en positiv forstand og være med å heve den i vintermånedene, om ikke markedsandelen er for stor i et gitt prisområde. Men en økende vindkraftkapasitet vil få konsekvenser for energiprisen i et kraftsystem pga. merit-order-effekten. Verdifallet for vindkraft blir med andre ord større med økende markedsandeler, slik at inntjening blir mindre. Dette forteller oss implisitt at penetrasjonsraten av vindkraft påvirker markedsverdien negativt (Hirth, 2013). Penetrasjonsrate beskriver hvor mye kraft som blir solgt fra en teknologi eller kraftverk innenfor et gitt tidspunkt, f.eks. i løpet en time. Markedsverdien av en variabel fornybar energikilde blir ifølge Hirth (2012b) målt som den relative prisen sammenlignet med en konstant energikilde. Den konstante energikilden har en enhet som ligger på «1». Hvis den relative prisen er lavere, vil verdien av kraften den produserer være mindre verdt enn den konstante energikilden. Er den relative prisen høyere enn 1, er den mer verdt, og man får en bedre inntjening enn resten av kraftmarkedet. Den relative prisen er verdifaktoren. Verdifaktoren for vindkraft sammenligner dermed verdien av varierende vindforhold mot en konstant vindhastighet. Når det blir høy nok markedsandel av en kraftproduserende teknologi, reduseres inntjeningen og dermed verdifaktoren, og vi får kannibaliseringseffekten (Prol et al., 2020). Med en økende markedsandel av vindkraft vil kraftsystemet være mer avhengig av fleksible løsninger for å opprettholde kraft- og effektbalansen i perioder med lite vind, kulde og tørt vær. Halvparten av EUs kapasitet for vannmagasiner ligger i Norge og dermed kan dette være en god buffer for å stabilisere kraft- og effektbalansen i perioder med dårlige værforhold. Motsatt, når det er overproduksjon av vindkraft, kan pumpekraft fylle opp igjen magasinene og gi enda bedre fleksibilitet (NOU 2023: 3). Det er derfor viktig å ha et balansert kraftsystem med forskjellig teknologi med regulerbar og variabel kraftproduksjon. Dette betyr at man bør finne en optimal mengde med VRE for sin region med tilhørende kraftsystem. Den optimale andelen med installert kapasitet av VRE i et kraftsystem finnes når kostnaden for LCOE blir lik kostnaden av markedsverdien (Hirth, 2013).

Det er verdt å nevne at integrasjon for variabel fornybar energi i et regulerbart kraftsystem har en kostnad, selv om dette ikke direkte blir brukt i denne analysen. Hirth (2012a) introduserte et rammeverk for å integrasjonskostnader og markedsverdien av vindkraft. Integrasjonskostnadene er definert som den marginale påvirkningen en ekstra variabel kraftkilde har for det resterende kraftsystemet. Integrasjonskostnadene oppstår når VRE ikke kan produsere kraft i henhold til etterspørselen på markedet. Rammeverket er basert på tre fundamentale egenskaper for sol- og vindkraft. Den første egenskapen er at tilgangen til VRE er variabel, altså at den er væravhengig. Den andre er at kraftproduksjonen er usikker før den er realisert. Dette betyr at prognoser for været kan bomme med det som blir realiteten. Den tredje egenskapen er at sol- og vindressursene er stedsspesifikke, hvor transportavstand av elektrisitet i kraftnettet påvirker energitap og nye investeringer. I rammeverket kommer det frem to forskjellige integrasjonsmåter for VRE, en for

korttidsperspektiv og en for langtidsperspektiv, som vist i figur 6. I figuren ser man at langtidsperspektivet har høyere markedsverdi enn korttidsperspektivet. Dette kommer av at kraftsystemet er mer optimalisert for variabel fornybar energi på bakgrunn av at kraftsystemet tilpasser seg kapasitetsjusteringer med tiden. Dette reduserer både variable og kapitale kostnader. En viktig grunn for dette er at kraftmiksen av rest-kapasiteten skifter fra grunnlast til høylast.



Figur 6: Integrasjonskostnader for variabel fornybar energi. Kilde: (Hirth, 2012a)

I figuren vises det at korttidsperspektiv-integrasjonskostnadene er fordelt på tre kostnadsrelaterte parametere. Dette er profilkostnader, balansekostnader og nettrelaterte kostnader. Profilkostnader er knyttet til den første egenskapen for VRE. Balansekostnader er knyttet til usikkerheten i den andre egenskapen. Nettrelaterte kostnader er knyttet til den tredje egenskapen for VRE. Høye penetrasjonsrater av VRE kan gi integrasjonskostnader like store som de direkte kostnadene (kapital- og driftskostnader). Disse parametere kan gi konsekvenser for verdifaktoren når markedsandelen av VRE blir høy i kraftsystemet.

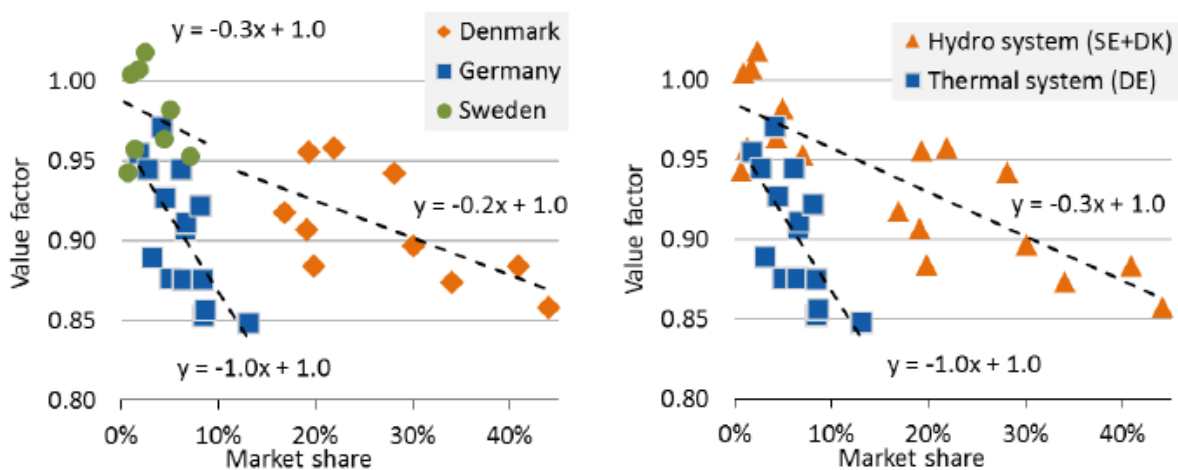
2.3. Andre studier

Tidligere studier (Eising et al., 2020; Hirth, 2012b; Hirth, 2013; Jåstad & Bolkesjø, 2023; Prol et al., 2020) har vist at en økende markedsandel med høy vindkraft-penetrasjonsrate fører til en lavere inntjening for kraften som produseres, med andre ord at markedsverdien til vindkraft reduseres.

Ifølge Hirth (2013) har tidligere studier brukt estimerte produksjonsdata for å beregne verdifaktor, mens Hirth brukte faktiske data til simuleringene sine. Hirth brukte deretter verdifaktorene til å estimere hvordan fremtidig penetrasjon av variabel fornybar energi påvirker markedsverdien av vindkraft i et kraftsystem, noe som ikke tidligere var gjort. Her brukte Hirth en enkel regresjonsmodell for å estimere påvirkningen en økt penetrasjonsrate har for verdifaktoren, før han senere utviklet en analytisk fremgangsmåte med en formel som gir uttrykk for markedsverdien som en funksjon penetrasjonsraten for variabel fornybar energi (Hirth, 2016b).

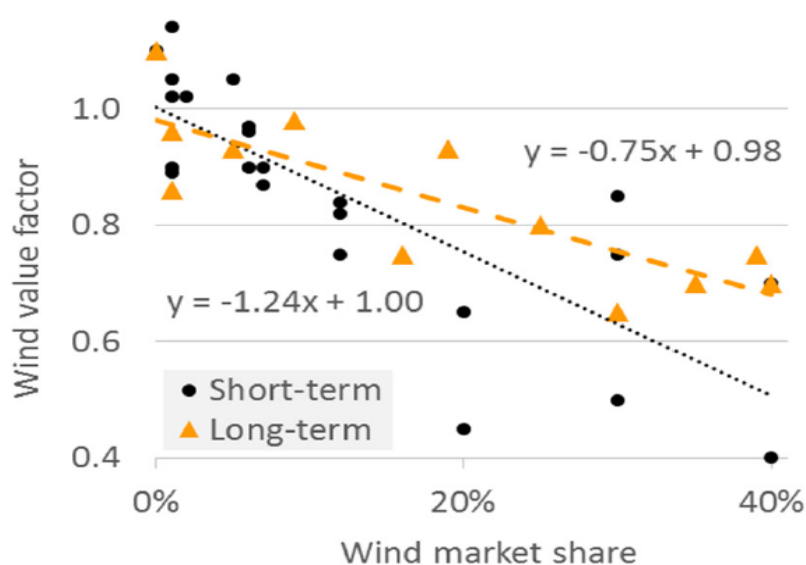
Hirth (2013) kom i sin studie frem til at vindkraftverdien falt fra 1,1 med 0 % vindpenetrasjon og ned til mellom 0,5 – 0,8 ved en penetrasjon på 30 % av all kraftforbruket. Hirth har i dette studiet et

kraftsystem som er basert på termisk kraft og tar ikke hensyn til regulerbar vannkraft. I en annen studie fant Hirth (2016a) ut at verdifallet for vindkraft var større i Tyskland med et termisk basert kraftsystem, enn det var i Sverige som har regulerbar vannkraft med vannmagasiner. Hirth kom frem til at ved en økning av vindkraftpenetrasjonen fra 0 % til 30 %, ville vannkraften redusere verdifallet for vindkraft med en tredjedel. Dette gjorde at vindkraft var verdt 18 % mer i Sverige enn i Tyskland. Samtidig nådde fleksibiliteten til vannkraft et toppunkt på 20 % vindpenetrasjon. Til venstre i figur 7 vises utviklingen for verdifaktoren fra 2001 – 2015 i Danmark, Tyskland og Sverige, mens det til høyre i figuren vises utviklingen av verdifaktoren for vann- og termisk basert kraftsystem.



Figur 7: Utvikling av verdifaktor i Danmark, Tyskland og Sverige fra 2001 – 2015, fordelt på vann- og termisk basert kraftsystem. Kilde: (Hirth, 2016a)

Verdifaktoren til vindkraft utvikler seg forskjellig i forhold til tidsperspektiv. Hirth (2016a) har i sin studie, basert på tidligere litteratur, kommet frem til at verdifaktoren med økende markedsandel i kortsiktig perspektiv gir lavere verdifaktor enn i et langtidsperspektiv hvor investeringer er tillat, hvor verdifaktoren også reduseres saktere. Figur 8 viser utviklingen av verdifaktoren for korttids- og langtidsperspektiv med en økende markedsandel vindkraft.

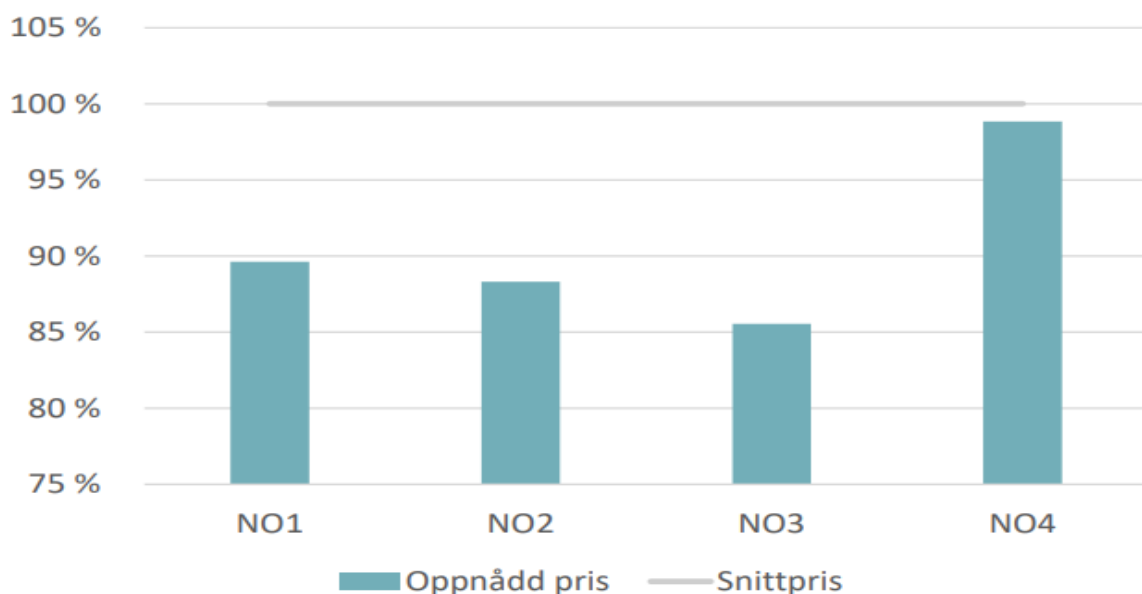


Figur 8: Korttids- og langtidsperspektiv for verdifaktor fra tidligere litteratur. Kilde: (Hirth, 2016a)

I en eldre rapport fra Hirth (2012c), kommer han frem til at den optimale mengden med variabel fornybar energi i et kostnadsoptimalt kraftsystem i Nordvest-Europa til å være mellom 7 – 10 % for mellomlangt perspektiv og opp mot 25 % i langtidsperspektiv. Senere nedjusterte Hirth (2015) det optimale langsiktige perspektivet ned til 20 % markedsandel og påpekte at om vindhastighetene var konstante kunne markedsandelen være så høy som 60 %.

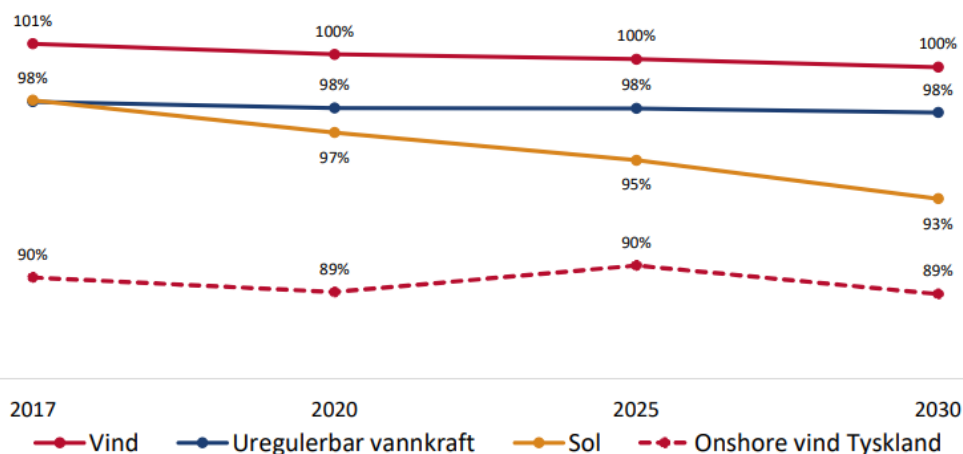
I studien til Kirkerud et al. (2014) analyserer de hvordan priseffektene blir når fleksibiliteten av fjernvarme og kjeler ble endret i varmekraftmarkedet i Norge. De kom frem til at ved å redusere fleksibiliteten så ble inntektene også redusert og at VRE-verdien var avhengig av fleksibiliteten til varmekraftmarkedet. I en annen studie analyserte Kirkerud et al. (2017) hvordan en økt utnyttelse av elektrisk kraft til oppvarming for fjernvarmesektoren i Norden påvirket energisystemet. Fra simuleringene kom de frem til at en høy markedsandel med fjernvarme reduserte merit-order-effekten og dermed økte markedsverdien og inntekten til VRE. Verdifaktoren til vindkraft på land økte med inntil 13 prosentpoeng. Denne studien var utført i et fleksibelt vannkraftsystem. Dette betyr at fordelene for VRE, med elektrisk kraft til varme i kraftsystemer med mindre fleksibilitet, kan være høyere.

Verdifaktoren i 2022 var for de norske sonene mellom 0,86 og 0,99, som vist i figur 9. Sone NO3 hadde lavest verdifaktor med rundt 86 % av snittprisen for kraft og høyest andel vindkraftkapasitet i Norge. Dette kan tyde på at kannibaliseringen har gitt noe utslag allerede nå.



Figur 9: Verdifaktor for fire norske soner i 2022. Kilde: (THEMA Consulting Group, 2023)

I 2017 kom NVE ved Amundsen et al. (2017) med en prognose for en relativt flat utvikling av verdifaktor for vindkraft frem mot 2030 i Norge, som vist med helrød linje i figur 10. Dette var på grunn av at Norge på den tiden hadde en lavere andel vindkraft i energimiksen enn i dag, i tillegg til en god stabilisering av kraftmarkedet med regulerbar vannkraft for å unngå lave og negative kraftpriser.



Figur 10: Verdifaktor for variabel fornybar energi i Norge og landbasert vindkraft i Tyskland i 2017 og predikerte verdifaktorer i 2020, 2025 og 2030. Kilde: (Amundsen et al., 2017)

I studien til Hirth & Müller (2016) analyserte de hvordan en flåte med «avanserte» vindturbiner, med høyere nav-høyde og større rotordiameter, ville påvirke markedsverdien til vindkraft ved 30 % penetrasjon i Nordvest-Europa. De kom fremt til at vindverdien var estimert til å være 15 % høyere enn verdien av en klassisk vindturbin. I en lignende studie, kom Klie & Madlener (2022) frem til at en kombinasjon med avanserte vindturbiner og en spredt geografisk diversifisering av vindkraft gir høyere markedsverdi, hvor avanserte vindturbiner stod for mesteparten av økningen. Videre i studien fant Klie & Madlener ut at verdifaktoren for vindkraft på land i Tyskland i 2030 ble redusert fra 0.89 med 30 % markedsandel til 0,55 med 65 % markedsandel og at penetrasjonen for vindkraft økte fra 18 % til 38 % i tilhørende tidspunkt. Eising et al. (2020) viser til at verdifaktoren for landbasert vindkraft og solkraft synker signifikant med økende markedsandel VRE i Tyskland, mens havvind kan potensielt stabilisere markedsverdien for VRE teknologier, grunnet mer stabil kraftproduksjon. I en studie utført av Prol et al. (2020) i California, hvor de analyserer kannibaliseringseffekten fra januar 2013 til juni 2017, konkluderer de med at en økende penetrasjon av sol- og vindkraft, både hver for seg og sammen, fører til en lavere absolutt verdi (enhetsverdi – hvor stor inntjeningen er per MWh) og relativ verdi (verdifaktor) for teknologiene.

Når det kommer til nyere norske studier, har Jåstad & Bolkesjø (2023) analysert markedsverdien for havvindkraft på Nordsjøen med varierte radielle tilknytninger til Norge, England og Tyskland, samt en blanding av tilknytninger til flere land i Europa. Landene som inngår i studien deres er Norge, Sverige, Finland, Estland, Latvia, Litauen, Polen, Tyskland, Danmark, Belgia, Nederland, Frankrike og Storbritannia. Balmorel modellen som ble brukt dekker det nordeuropeiske kraft- og varme markedet med høy tidsmessig og geografisk oppløsning. Kjøremodusen som brukes er kortsiktig investeringsmodus, hvor modellen finner den optimale kombinasjonen av kraftproduksjon, overføring, lagring og forbruk av energi med minimale årlige kostnader. Jåstad og Bolkesjø antok at nye investeringer av fornybar energi blir gjort i de mest gunstige og tilgjengelige områdene med hensyn til tekno-økonomisk og sosiale forutsetninger og aksept i modellen, først i det beste område RG1 og deretter i det litt mindre attraktive området RG2. I studien til Jåstad og Bolkesjø kjører de tre forskjellige tilnærminger for havbasert vindkraft i Norge. I den første tilnærmingen antar de endogene investeringer med optimalisering for økonomisk investeringer, den andre tilnærmingen antar de eksogene investeringer for mellom 3 – 8 GW ny vindkraftkapasitet og i den tredje tilnærming så de på

verdien for havvind knyttet til spesifikke geografiske lokasjoner i Nordsjøen som er tilknyttet forskjellige markeder. De fant ut at markedsverdien for vindkraft var høyest dersom det er fleksible løsninger for å overføre elektrisiteten, med $39 \pm 3 \text{ €/MWh}$, mot $30 \pm 2 \text{ €/MWh}$ med en direkte tilkobling kun til Norge. Verdifaktoren med 3 GW installert kapasitet lå på $1,02 \pm 0,03$ og ble redusert til $0,94 \pm 0,02$ med 8 GW. Videre fant de at det var økonomisk lønnsomt å investere i $2,8 \pm 1,1 \text{ GW}$ norsk havvind. Jåstad & Bolkesjø (2023) er med sine anslag på 3 – 8 GW installert kapasitet, forenlig med Birkelund et al. (2021) sitt anslag med 3,2 GW (28 TWh) med kraft som behøves utbygd mot 2040.

I Balmorel modellen er det mange usikkerhetsmomenter som må tas hensyn til for å kunne beskrive utviklingen av fremtidens energisystem i Nord-Europa. Usikkerhetsanalyse ble derfor utført av Jåstad & Bolkesjø ved hjelp av Monte Carlo simuleringer (Jåstad & Bolkesjø, 2023).

Dette gir et godt utgangspunkt for lignende analyser. Det er den andre tilnærmingen med eksogene investeringer i Balmorel modellen, som blir brukt til studien som blir utført her.

3 Metode og data

I dette kapitlet presenteres metode og data. I første delkapittel blir utregning av verdifaktor beskrevet. Andre delkapittel tar for seg kraftsystemmodellen Balmorel. Her blir først grunnmodellen forklart, etterfulgt av Balmorel modellen som brukes i dette studiet. Det tredje delkapitlet omhandler datamaterialer som er brukt i analysen. Fjerde delkapittel beskriver scenariene som ble simulert i Balmorel.

3.1. Verdifaktor

Det er flere, men relativt like metoder for å beregne verdifaktor. Hirth (2013) og NVE ved Schemde et al. (2022) sine fremgangsmåter er mer eller mindre like selv om formlene har ulik oppbygning, mens Statkraft i tillegg inkluderer værscenarior og «curtailment» i formeluttrykkene. Curtailment er en viktig del av kraftproduksjonen siden dette er kraft som ikke blir solgt på kraftmarkedet. Alle tre fremgangsmetodene har curtailment inkludert, selv om dette ikke kommer frem direkte i formlene til de to første metodene. Her inkluderes curtailment i stedet i definisjonen av produsert kraft som inkluderer all kraft som kunne ha blitt solgt til kraftmarkedet.

I denne studien blir metoden til Hirth (2013) brukt for å beregne verdifaktor. Verdifaktoren til vindkraft, v^w , blir beregnet som den gjennomsnittlige volum-vektede prisen til vindkraft (den relative prisen), dividert på den gjennomsnittlige times-vektede spotprisen for tilhørende spotprismarked, vist i likning (3) med. Likning (1) viser den relative vindkraftprisen, \bar{p}^w , og likning (2) viser den gjennomsnittlige spotprisen, \bar{p} .

Den gjennomsnittlige vektete vindkraftprisen i likning (1) finnes ved å dividere den årlige inntekten, $p'g$, med den årlige kraftproduksjonen, $g't$. Uttrykket i likningen omformuleres fra årsbasis til timesvekted ved å summere alle timene i året. Inntektene gjennom hele året er et resultat av kraftproduksjonen per time, g_t , multiplisert med tilhørende kraftprisen per time, p_t .

$$\bar{p}^w = \frac{p'g}{g't} = \frac{\sum_{t=1}^{8760} (g_t * p_t)}{\sum_{t=1}^{8760} g_t} \quad (1)$$

Den gjennomsnittlige times-vektede vindkraftprisen blir beregnet ved å dividere timesspotprisen for en enkelttime i året med antall timer i året og multiplisere dette ut med tilhørende kraftpris per time for alle timer i hele året, som vist i likning (2).

$$\bar{p} = \frac{p't}{t't} = \frac{1}{8760} * \sum_{t=1}^{8760} p_t \quad (2)$$

Her er $p't$ en vektor for timesspotpriser og $t't$ er en vektor av enere, hvor begge t er antall timer korresponderende innad i året.

Verdifaktoren, v^w , er vist i likning (3) og er et forholdstall mellom vindkraftprisen og spotprisen i kraftmarkedet.

$$v^w = \frac{\bar{p}^w}{\bar{p}} \quad (3)$$

Definisjonen av verdifaktoren vist her, er kun avhengig av spotprismarkedet og ignorerer alle andre markeder som for eksempel regulering- eller internmarkedet.

Hirth (2013) har i sine uttrykk med formler for beregning av verdifaktor forutsatt et kraftmarked hvor energi er basert på knapphetspris i et perfekt og komplett marked, som skal holde null profitt vilkår for langsiktig likevekt. Dette begrenser påvirkningen av kraftprisen slik at man ikke kan få negative priser. Det går fortsatt an å få curtailment, som er mulig ved nullkostkraftpris.

3.2. Balmorel

Energisystemmodellen Balmorel kan brukes til å predikere et flere utfall for å gi mulige løsninger for et nytt og komplekst fornybart energisystem, som en trenger for å redusere klimagassutslippene. I denne studien blir Balmorel brukt til å simulere kraftpriser i kraftmarkedet i sone NO3 i Norge, med tilhørende vindprofiler. Resten av Norge og landene nevnt i slutten av delkapittel 2.3 er også inkludert i modellen.

3.2.1. Balmorel grunnmodell – verktøy for energisystemanalyse

Balmorel er en «åpen kilde»-verktøy som brukes for modellering av energisystemer for å undersøke og analysere egendefinerte energisystemer og dets ringvirkninger. Disse analysene kan øke innsikten for utvikling fra dagens til fremtidens energimarkeder, energisystemer og til å implisere energipolitikk. Balmorel brukes både av privat og offentlig sektor, i stor grad av energiselskaper, beslutningstakere og institusjoner som driver med forskning av kraftsystemer.

Balmorel modellen fokuserer på elektrisitet- og distriktvarmesektoren og finner optimal løsning for å maksimere sosial velferd. Balmorel er bygget opp med «nedenfra og opp»-prinsippet med delvis likevekt i kraftsystemets optimeringsmodell for et perfekt konkurransedyktig marked. Optimalisering blir styrt av objektsfunksjonen som inneholder flere energibalanseligninger og egendefinerte begrensninger per tidssegment og geografisk område. Energibalanseligningene sikrer likevekt mellom energiproduksjon og etterspørsel. Likevektstilstanden blir prissettende for energivarer for alle tidssegmenter og geografiske områder. Den optimaliserte løsningen finnes med skyggepriser, eller

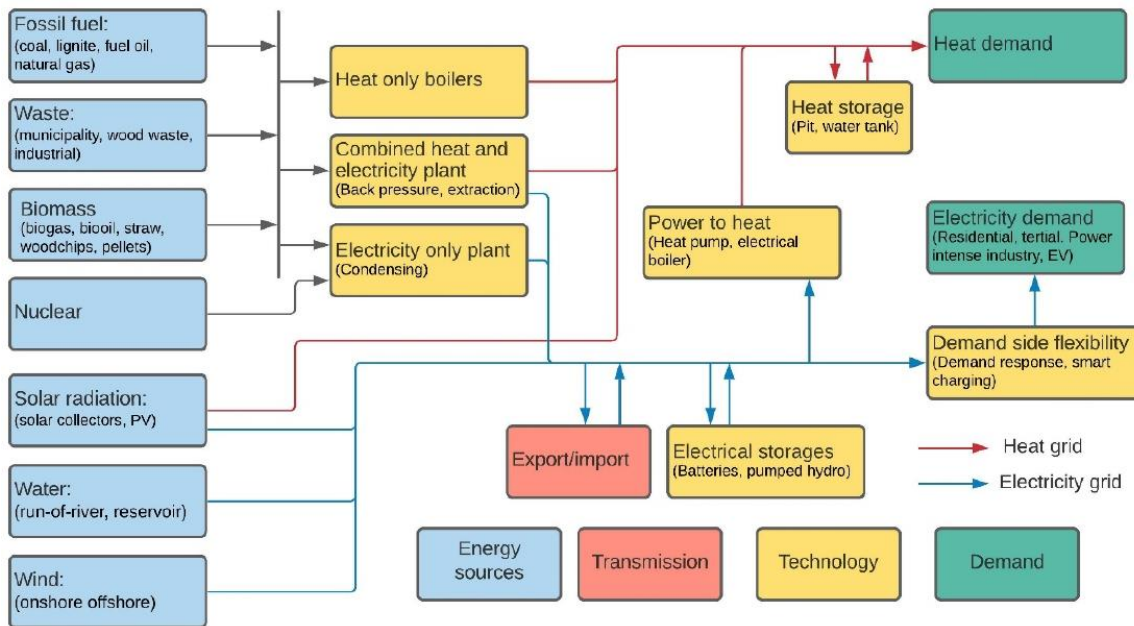
sammen med tilhørende doble variabler. Begrensingene i Balmorel gjelder for kapasitet, energi, operasjonelle og andre egendefinerte restriksjoner eller mål (Wiese et al., 2018).

Modellspråket som er brukt i Balmorel kalles GAMS (General Algebraic Modeling System). Grunnmodellen til Balmorel er i utgangspunktet lineær, men man kan bruke blandet heltallsmodellering, MIP (mixed integer programming). Balmorel er bygget med en generell utvidbar struktur med brukerdefinerte «input» data, som gjør at man kan legge til nye funksjoner og energiteknologier. Markedspriser for ressurser, energibehov i kraftsystemet, planlagt kapasitet, idriftsettelse og dekommisjonering av ulike produksjonsteknologier settes som eksogene parametere i modellen. De forskjellige produksjonsteknologiene har en spesifisert investering, drifts- og vedlikeholdskostnader, drivstofftyper og drivstoffeffektivitet, forhold mellom kraft- og varmeproduksjon, levetid og ulike miljøegenskaper. Variable fornybare teknologier som vind- og vannkraft blir gitt eksogent, som produksjons- eller tilsigsprofiler i tilhørende tidssegmenter og geografiske lokasjoner. Investering for ny kapasitet og overføringsnett kan settes endogent.

Balmorel har fire ulike simulasjonsmoduser; kortsiktig simuleringsmodus, kortsiktig investeringsmodus, sesong optimalisering og optimalisering av rullende horisont. Modellmodusene varierer med optimaliseringsperiode og om det er tillatt med endogene investeringer. Alle modusene kjøres langt nok frem i tid slik ta alle hensyn til påvirkninger for optimaliseringsperioden blir ivarettatt. Modusene kan ha forskjellig detaljnivå for tidsoppløsning. Detaljnivået er avhengig av kompleksiteten, formålet med analysen og tilgjengelighet av data. Simulasjonene tar lengre tid å gjennomføre med økt kompleksitet og tidsoppløsning. Balmorel har god fleksibilitet med hensyn til de geografiske og tidsmessige alternativene som kan defineres. Det er definert tre hierarkiske nivåer for den geografiske og tidsmessige oppløsningen. Det geografiske hierarkiet er inndelt i land, region og område, hvor det tas hensyn til klimaforhold, ulike typer teknologi og kapasitet, markedspris, kraftbalanse og overføringskapasitet. Det tidsmessige er inndelt i år, sesong og termin og gir informasjon til eksempelvis produksjonsmønstre innad de ulike tidssegmentene i løpet av et år (Wiese et al., 2018).

3.2.2. Utvidet Balmorel modell

Det er lagt inn ulike installerte kapasiteter for vindkraft på land i sone NO3 i 2030. Disse ble satt eksogent til 2100, 4200, 6300 og 8400 MW, mens all havvind ble satt endogent. Vannkraft og forbrenning av avfall ble satt eksogent, mens flisforbrenning og solkraft ble satt endogent. Alle eksisterende og planlagte overføringsnett er lagt inn i modellen, samt en mulighet for utvidelse på opptil 2 GW endogene investeringer internt i og til og fra i Norden og inntil 5 GW eksternt andre steder. Modellen antar at all termisk varmeproduksjon brukes innenfor sine egne soner, slik at det kun er elektrisitet som kan overføres som energi til andre regioner. Etterspørselen for elektrisitet er fordelt på husholdninger, industri og transport, som er satt eksogent. Kraftbehovet er delt inn i grupper som dekker ulike kraftprofiler og fleksibilitet. Modellen inkluderer de fleste modne teknologier og energikilder, med energiproduksjon fra fossile brensler, avfall, biomasse, kjerne-, sol-, vann- og vindkraft. Flytskjemaet i figur 11 viser hovedelementer for Balmorel modellen som blir brukt til analysen og er hentet fra studien til Jåstad & Bolkesjø (2023).



Figur 11: Flytskjema for Balmore modellen som er brukt til simuleringene. Kilde: (Jåstad & Bolkesjø, 2023)

Generelt er en modell med lav timesoppløsning god til å estimere marginalkostnad og gjennomsnittlig kraftpriser, mens høy timesoppløsning er bedre til å estimere verdifaktor (Hirth, 2015). Som nevnt tidligere kan Balmore kjøres med timesoppløsning for hele året, men det er tidkrevende å kjøre en så detaljert modell. Det ble derfor brukt 792 tidstrinn for å representere ett år. De 792 timene ble godt fordelt over 11 uker i året, i uke nummer 02, 05, 11, 14, 20, 23, 29, 32, 38, 41 og 47. Hele døgnet for mandag og tirsdag ble valgt til å representere ukedager, mens søndag ble valgt for å representere helg. Dette skal gi et godt datagrunnlag for å dekke de årlige variasjonene i profilen, mens det innad i uken opprettholdes minimums, maksimums- og gjennomsnittsverdier ved hjelp av en tidsaggregeringsalgoritme. I hvert tidstrinn optimerer modellen for å minimere de årlige kostnadene med en kombinasjon av energiproduserende teknologier, overføring av elektrisitet, energilagring og etterspørselsresponsen. Kjøremodusen som brukes er kortsiktig investeringsmodus.

Etter at et scenario er simulert i Balmore, får man «output» data som konverteres til Excel format for bruk til videre bearbeiding og analyse (Ea Energy Analyses, 2018). Kraftproduksjonsdata, både energi som blir solgt i kraftmarkedet og curtailment, ble gitt som en kapasitetsfaktor (brukstid). Kapasitetsfaktor er en faktor som viser hvor mye kraft som produseres i forhold til maksimal ytelse. Kapasitetsfaktoren ble multiplisert med installert kapasitet (effekt) for alle teknologiene i kraftsystemet for å få kraftproduksjonen, som vist i formel (4) (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2019a):

$$\text{Kraftproduksjon} = \text{kapasitetsfaktor} * \text{installert effekt} \quad (4)$$

Kapasitetsfaktoren kan omgjøres til fullasttimer, som viser antall timer et kraftanlegg kjører ved full effekt, ved å multiplisere med antall timer i perioden en undersøker. Deler av kraftverket kan av en eller annen grunn også stå stille mens resten produserer kraft. Dette betyr at man ikke med sikkerhet kan si hva som ligger bak en gitt kapasitetsfaktor fra «output» data man får fra Balmore, annet enn at det er gitt som et gjennomsnitt av kapasitetsfaktoren.

Vindprofilen «simulert profil» var fra før av lagt inn i Balmorel modellen som ble brukt i denne studien. Vindprofilen kommer fra DTU Wind Energy's kalt CorRES. CorRES er et verktøy som brukes for å simulere kapasitetsfaktor og produksjonsprofiler for sol- og vindkraft. Koivisto & Gea-Bermudez (2018) bruker en blandet heltallsmodell, MIP, som gjør kraftsystemet mer komplekst og simuleringene blir tidkrevende. For å redusere tidsforbruket av simuleringene, kortet de ned tidsserien fra et år til fire fulle uker. Dette ble gjort ved først å teste ulike kombinasjoner med 8 uker som representerte et år, hvor et gjennomsnitt ble tatt og satt som referansepunkt. Forskjellige kombinasjoner av fire uker ble deretter testet og resultatet som var nærmest referansepunktet ble brukt. Disse fire ukene ble skalert slik at den totale energiproduksjonen over året ble bevart, slik at man fikk et gjennomsnitt som var fordelt på de fire forskjellige sesongene i året. Værdata fra 2012 ble brukt til simuleringene deres. CorRES modellen er bygd opp med å kombinere metrologiske data med reanalyseteknikker sammen med stokastisk simulasjon. Værdata de brukte er hentet fra «Weather Research and Forecasting» (WRF), hvor timesdata fra den metrologiske tidsserien er brukt på 10 x 10 km områder. På grunn av geografiske og tidsmessige gjennomsnittseffekter, utjevnes de simulerte variasjonene fra WRF modellen. Dette kan gi en undervurdering av variabiliteten til vinden. For å skape mer reelle vindvariasjoner, ble det, ved å bruke en stokastisk simuleringsmodell, lagt til fluktuasjoner til reanalysen av vindhastighetene i CorRES. Direkte bruk av vindhastigheter av data fra reanalyser kan gi en feil kapasitetsfaktor. Dette ble korrigert ved å kalibrere vindhastighetene fra reanalyser med historiske kapasitetsfaktorer, slik at vindhastighetene til slutt ble skalert til å ligne historisk data (Koivisto & Gea-Bermudez, 2018).

Simulert profil dekker landbasert vindkraft i Norge og Sverige, land- og havvind i Tyskland, Danmark og Storbritannia. I tillegg ble det lagt inn antatte profiler for Sørlige Norsjø II, havvindprofiler for NO3 og profiler for landbasert vindkraft i «nye» områder for sone NO3. Det er i disse nye områdene, med kategori RG2, at en økning i installert vindkraft skal simuleres for å se hvordan dette påvirker utviklingen av verdifaktoren for norsk vindkraft i sone NO3. I historisk profil dekkes de samme profilene som i simulert profil, med unntak av sone NO3 for vindkraft på land.

3.3. Datamaterialer

For å kunne beregne verdifaktor for et vindkraftanlegg, må man som nevnt tidligere ha tilgang til produksjonsdata (vindprofil) fra et vindkraftverk og spotpris for sonen kraftverket ligger i. Data som ble brukt i denne studien ble innhentet fra et vindkraftverk på Vestlandet, Nord Pool og simuleringer utført med Balmorel modellen. Disse dataene ble renset for eventuelle feil, transformert og brukt i Excel til beregninger og for å lage tabeller og figurer som vises i resultatene.

Den historiske delen av studien er bygget på timesdata med kraftproduksjon fra et vindkraftverk på Vestlandet sammen med spotpris i sone NO3 fra Nord Pool. Produksjonsdata i form av en vindprofil er via en forespørsel på epost blitt tilsendt i et Excel-dokument for perioden 05.02.2019 til 31.03.2022. Dette betyr at det er et varierende antall timer per år. Tabell 1 viser antall timer med produksjonsdata for årene i perioden. Curtailment var ikke oppgitt. Produksjonsdata fra vindkraftanlegget på Vestlandet vil herfra bli referert som «eksempelanlegg».

Tabell 1: Antall timer i året med historisk produksjonsdata for analysert periode mellom 2019 og 2022.

År	Timer
2019	7 920
2020	8 784
2021	8 760
2022	2 160

Vindprofilen fra året 2020 ble valgt til å bli «historisk profil» som kjøres i Balmorel. Denne er valgt på grunnlag av at det er færre nulltimer og høyere gjennomsnittlig produksjon i 2020 enn i 2021, slik at dette mulig kan gi høyere utslag på verdifaktoren som skal beregnes. På grunn av kraftberedskapsforskriften i paragraf 6, som omhandler informasjonssikkerhet (*Kraftberedskapsforskriften*, 2019), vil ikke rådata for vindprofiler fra kraftverket gjengis i denne studien annet enn som et resultat fra egne beregninger utført i Excel som vises i figurer, samt simuleringer gjort i Balmorel. Det er tatt hensyn til tidsforskyvning på vår og høst.

Historiske data for kraftpriser er via en forespørsel på epost til Nord Pool blitt gjort tilgjengelig til denne studien (Nord Pool, 2022). Forfatteren fikk gratis tilgang til en server hos Nord Pool, hvor data for kraftpriser med timesoppløsning fra sone NO3 ble lastet ned. Disse dataene er det kun forfatteren som har tilgang til og kan ikke brukes av andre uten tillatelse fra Nord Pool. Derfor vil ikke rådataene bli inkludert videre i studien, foruten om som et resultat av egne beregninger og produserte figurer i resultater.

For simuleringene som er utført til denne analysen, er Balmorel modellen lik den som brukes av Jåstad & Bolkesjø (2023), med unntak av eksogen økning av vindkraft på land i sone NO3 i Norge, samt den historiske vindprofilen. Simuleringene ble kjørt en gang hver for de ulike scenariene for vindkraft på land i sone NO3. Neste delkapittel beskriver scenariene. De simulerte dataene fra de ulike scenariene og profilene ble samlet i ett Excel-dokument gitt av Balmorel. Excel dokumentet inneholdt informasjon om årlig kraftproduksjon, curtailment, kraftpris, installert produksjonskapasitet, kraftbehov, import, eksport og overføringskapasitet. På timesbasis ble data gitt for kraftproduksjon, curtailment og kraftpris, samt import og eksport til og fra sone NO3.

Som en forenkling er det forutsatt at all kraft som ble produsert (inkludert curtailment), ble solgt (tapt) med tilhørende kraftpris i sone NO3. Import og eksport av vindkraft i analysen ble dermed tilhørende spotprisen for sone NO3. I denne delen av studien blir kraftpris og total kraftproduksjon brukt. I noen figurer deles kraftproduksjonen opp i to deler, solgt kraft og ikke solgt kraft (curtailment).

Excel ble brukt som et verktøy for beregninger og til figurer fra data gitt fra simulasjon i Balmorel.

3.4. Scenarier i Balmorel

I denne studien er hovedfokus på hvordan verdifaktoren utvikler seg med en økende markedsandel vindkraft i spotpris område NO3 i året 2030. Det ble kjørt til sammen 8 simulasjoner i Balmorel, oppdelt i fire forskjellige installerte vindkraftkapasiteter og to forskjellige vindprofiler, «simulert profil» og «historisk profil». Den simulerte vindprofilen kommer fra CorRES modellen og har ulike vindhastigheter per tidssegment spredt utover analysert område i sone NO3. Den historiske profilen blir behandlet som en «flat» profil for vindkraft på land i hele sone NO3. Det vil si at vindhastighetene

er like over hele sonen på land til hvert tidssegment. Vindhastighetene for begge profiler varierer innad i døgnet og året. Observerte verdier er mer nøyaktige enn modellerte verdier. Profilene skal sammenlignes for å se om det er forskjeller mellom simulert og historisk profil.

Den installerte vindkraftkapasiteten var 2112 MW i 2022 i sone NO3 i Norge. Dette har blitt avrundet til 2,1 GW i Balmorel modellen, som er første scenario. Dette blir doblet i andre scenario til 4,2 GW, tredoblet til 6,3 GW i tredje scenario og til slutt er det fire ganger utgangspunktet til 8,4 GW i fjerde scenario. Hvert scenario ble kjørt for både simulert og historisk profil. I tabell 2 vises en oversikt for installert produksjonskapasitet (MW) for de inkluderte teknologiene i Balmorel i sone NO3 med simulert og historisk profil i de fire ulike scenariene. Tabell 3 viser årlig total kraftproduksjon (GWh) for samme scenarier. CHP i tabellene står for «Combined Heat and Power». Alle tall er avrundet til nærmeste heltall. Den årlige kraftproduksjonen er korrigert fra de 792 timene fra simuleringene for å gi et gjennomsnitt for hele året med 8760 timer.

Tabell 2: Total installert produksjonskapasitet (MW) for alle scenarier for inkluderte teknologier i Balmorel i 2030.

Teknologi	Vindkraft land	Vindkraft hav	Vannkraft	Solkraft	CHP / Avfall	CHP / Trevirke
Variabel	Eksogen	Endogen	Eksogen	Endogen	Eksogen	Endogen
Simulert profil 2100	2 100	480	4 320	2 329	2	4
Simulert profil 4200	4 200	0	4 320	2 566	2	0
Simulert profil 6300	6 300	0	4 320	2 329	2	0
Simulert profil 8400	8 400	0	4 320	2 329	2	0
Historisk profil 2100	2 100	115	4 320	3 259	2	23
Historisk profil 4200	4 200	0	4 320	2 948	2	5
Historisk profil 6300	6 300	0	4 320	2 697	2	0
Historisk profil 8400	8 400	0	4 320	2 737	2	0

Tabell 3: Total årlig kraftproduksjon (GWh) for alle scenarier for inkluderte teknologier i Balmorel i 2030.

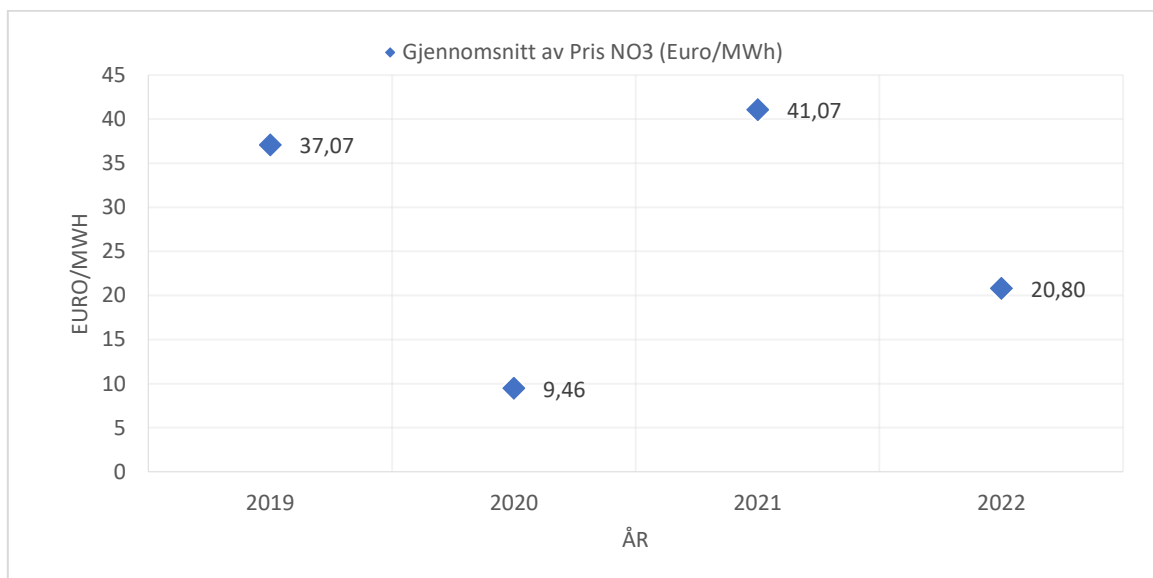
Teknologi	Vindkraft land	Vindkraft hav	Vannkraft	Solkraft	CHP / Avfall	CHP / Trevirke
Simulert profil 2100	5 143	1 937	18 716	2 288	15	23
Simulert profil 4200	10 229	444	18 710	2 504	15	0
Simulert profil 6300	15 079	0	18 710	2 288	15	0
Simulert profil 8400	17 013	0	18 710	2 228	15	0
Historisk profil 2100	4 769	0	18 712	3 136	15	96
Historisk profil 4200	9 188	0	18 711	2 853	15	22
Historisk profil 6300	13 324	0	18 711	2 624	15	0
Historisk profil 8400	15 255	0	18 713	2 660	15	0

4 Resultater

I dette kapitlet vil resultater bli presentert. I første delkapittel presenteres resultat for kraftpriser, beregnet historisk verdifaktor for eksempelanlegg, kapasitetsfaktor og til slutt månedlig verdifaktor. Kraftproduksjonen vil ikke bli presentert. I andre delkapittel presenteres først times kraftproduksjon for simulert og historisk profil, etterfulgt av spotpris og verdifaktor for simulerte uker. Videre i andre delkapittel presenteres årlig kraftproduksjon, spotpris og verdifaktor for året 2030, etterfulgt av kapasitetsfaktor, markedsandel og penetrasjonsrater. Alle resultater er blitt avrundet og kan vike marginalt fra originale tall.

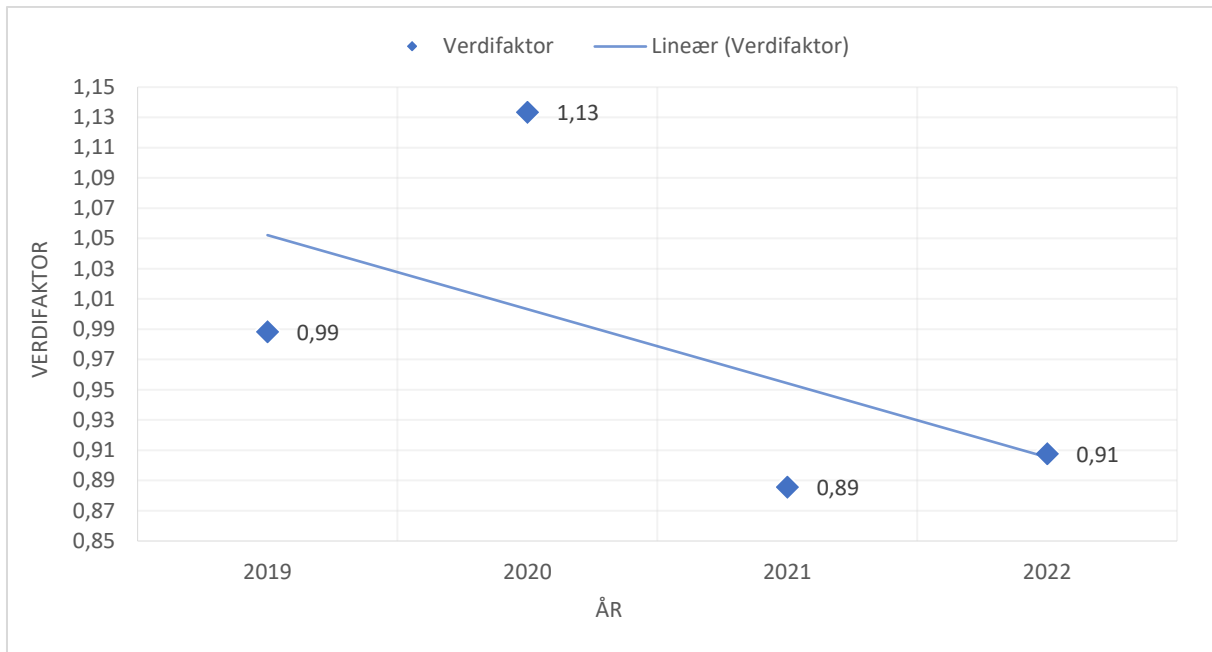
4.1. Verdifaktor for eksempelanlegg

Figur 12 viser gjennomsnittlige kraftpriser for analysert periode fra 05.02.2019 til 31.03.2022. I 2019 er spotprisen på 37,1 €/MWh, mens den synker drastisk ned til bunnpunktet 9,5 €/MWh i 2020. I 2021 øker spotprisen til toppunktet 41,1 €/MWh før den ender med 20,1 €/MWh i 2022.



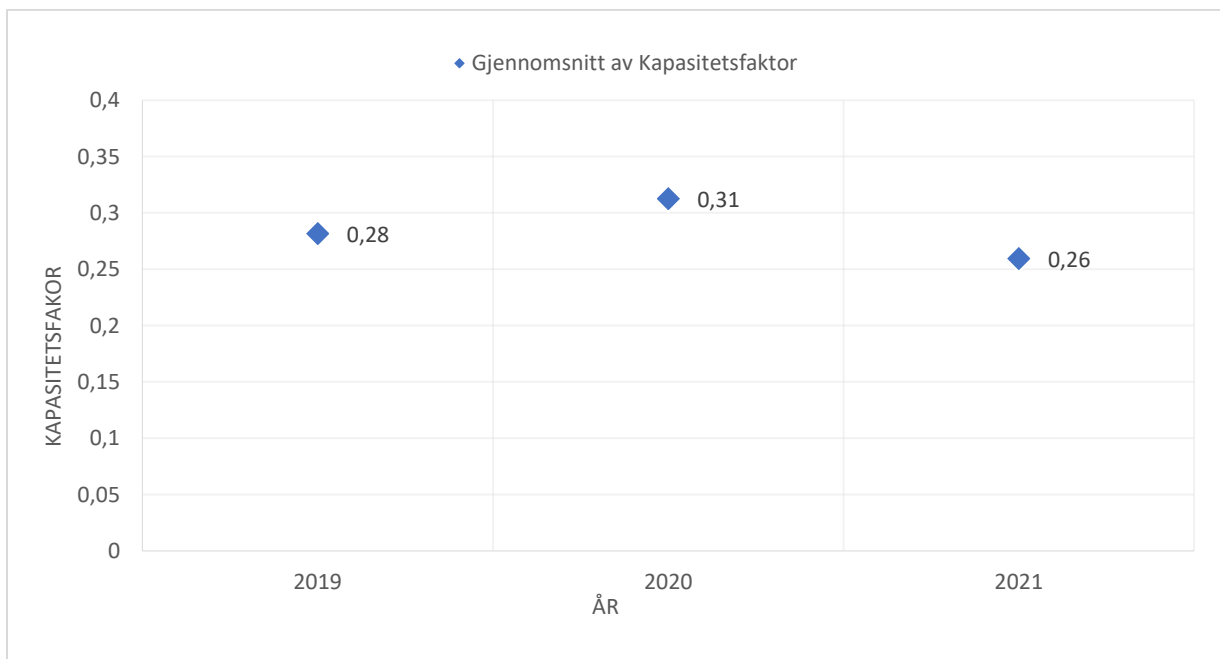
Figur 12: Gjennomsnittlig spotpris for analysert periode, fra februar 2019 til mars 2022. Kilde: (Nord Pool, 2022)

Verdifaktoren for analysert periode er presentert i figur 13 og viser at verdifaktoren varierer mellom årene. Verdifaktoren er 0,99 i 2019 og stiger til 1,13 i 2020. Verdifaktoren reduseres til sitt laveste punkt til 0,89 i 2021 og øker til 0,91 i 2022. Den gjennomsnittlige verdifaktoren over alle år er 0,98.



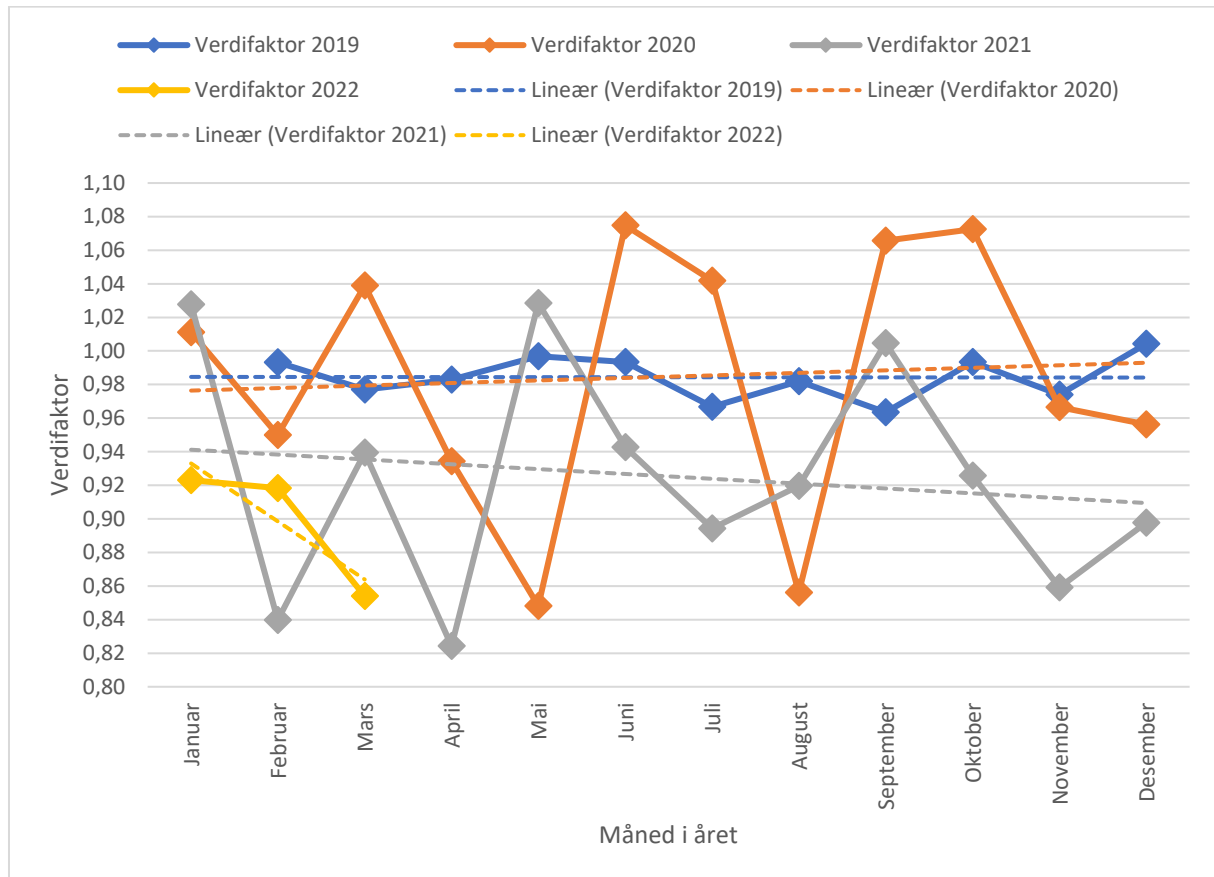
Figur 13: Beregnet årlig verdifaktor for analysert periode, fra februar 2019 til mars 2022.

Kapasitetsfaktoren for analysert periode er presentert i figur 14. I 2019 er kapasitetsfaktoren 0,28. Kapasitetsfaktoren stiger til 0,31 i 2020 før den reduseres til 0,26 i 2021. Året 2022 er ikke tatt med i figuren pga. at den blir misvisende grunnet kort dataserie. Kapasitetsfaktoren i 2022 ble 0,50 på grunn av høy kraftproduksjon i vintermånedene.



Figur 14: Kapasitetsfaktor for analysert periode, fra februar 2019 til ut året 2021.

Figur 15 viser månedlig verdifaktor vist med hele streker fra analyseperioden med stiplede trendlinjer. Her er verdifaktoren vist for 2019 med blått, 2020 med oransje farge, 2021 er grå og gult er for 2022. I året 2019 er verdifaktoren relativt stabil mellom 0,97 – 1,00. I 2020 og 2021 er det større variasjoner innad i årene, med bunnpunkter på henholdsvis 0,85 og 0,82 og topppunkter med henholdsvis 1,07 og 1,03. De første to månedene i 2022 er verdifaktoren rundt 0,92, mens den synker ned til 0,85 i mars.



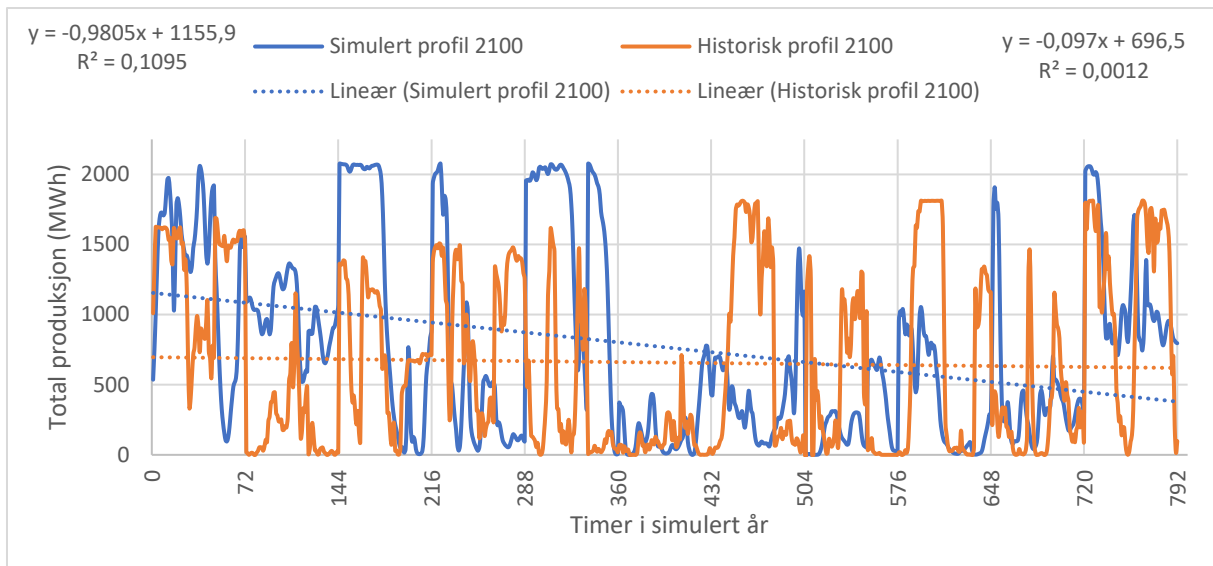
Figur 15: Beregnet månedlig verdifaktor for analysert periode, fra februar 2019 til mars 2022.

4.2. Scenarier for utviklingen av verdifaktoren

I figur 16 presenteres kraftproduksjonen for simulert og historisk vindprofil på timenivå for første scenariet med 2100 MW kapasitet. På x-aksen representerer hver 72 time de ulike simulerte ukene. Simulert profil vises i blått, mens historisk profil vises i oransje. Trendlinjer vises med stiplede linjer. Produksjonsmønsteret for grafen er lik for alle fire scenariene, med unntak av at den totale produksjon øker. I begge profiler er det veldig variabel kraftproduksjon innad i året. Simulert profil har generelt høyere topppunkter enn historisk profil.

I simulert profil er det høy kraftproduksjon i time 0 – 47, 144 – 176, 297 – 320, rundt 340 og 651 samt mellom 727 – 730. Kraftproduksjonen når flere bunnpunkter med nulltimer spredt utover året.

I historisk profil er krafproduksjonen relativt lik simulert profil for de første 6 ukene, men med lavere produksjonsvolum. Fra time 432 – 610 (uke 29 til midten av uke 38) har historisk profil høyere kraftproduksjon enn simulert profil. I de resterende timene har historisk profil relativt lik kraftproduksjon som simulert profil. Kraftproduksjonen har også i historisk profil flere bunnpunkter med nulltimer spredt utover året.

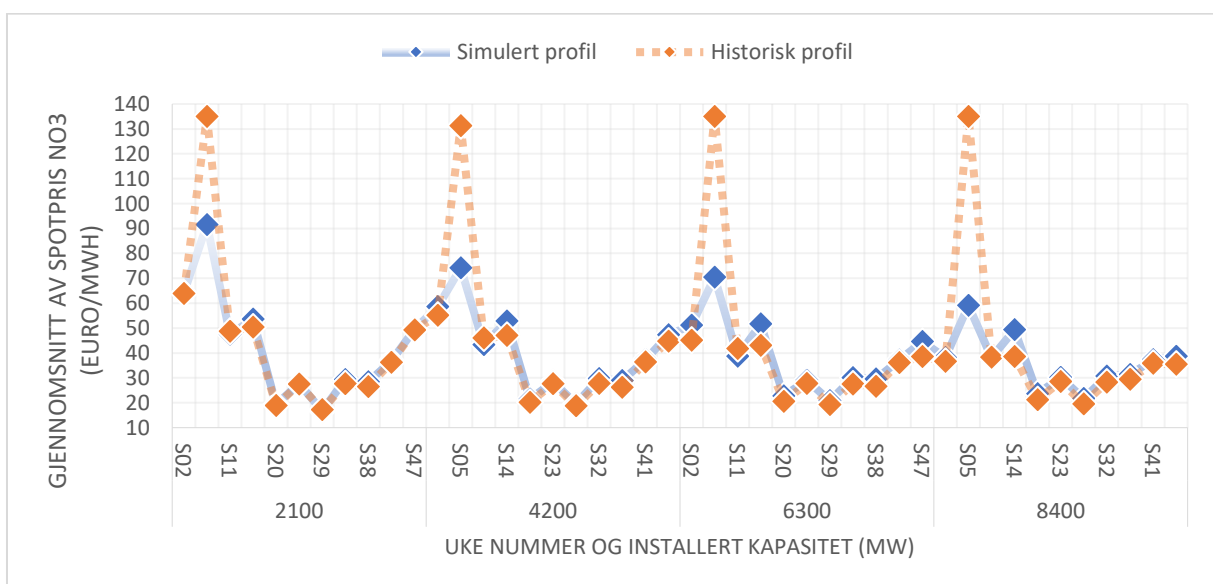


Figur 16: Times kraftproduksjon (MWh) for simulert og historisk profil for første scenariet (2100 MW).

Resultater for simulert spotpris (€/MWh) på ukentlig basis blir presentert i figur 17. Her vises simulert profil i blått og historisk profil i oransje for det simulerte året 2030 i de fire ulike scenariene. Installert kapasitet (MW) representerer de fire ulike scenariene for gammel og historisk profil. Resultatene viser en generell trend for at spotprisen synker med økende vindkraftkapasitet på land. Historisk profil har høyere toppunkter for spotpris enn simulert profil.

I det første scenariet med simulert profil er spotprisen høyest i uke 02 med 91,5 €/MWh. I uke 02, 11, 14, og 47 er spotprisen mellom 47,6 – 64,1 €/MWh. For uke 23, 32, 38 og 41 er spotprisen mellom 27,8 – 36,8 €/MWh. Spotprisen er lavest i uke 20 og 29 med henholdsvis 19,2 og 16,7 €/MWh. De tre siste scenariene viser samme trend, men med synkende spotpris ettersom vindkraftandelen økes.

Historisk profil har det relativt lik utvikling i spotpris som simulert profil. Den største forskjellen er spotprisen i uke 05, som ved alle scenarier er veldig høy, med mellom 131,3 – 135 €/MWh.

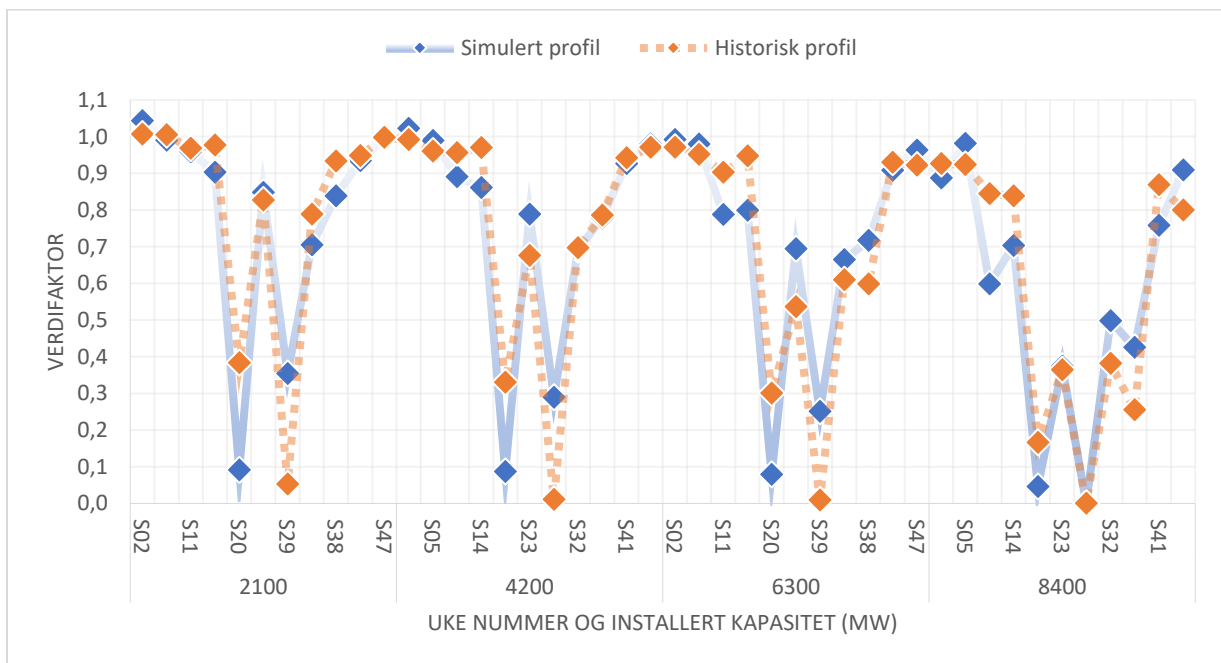


Figur 17: Simulert gjennomsnittlig ukentlig spotpris for simulert og historisk profil for fire scenarier med ulik kapasitet.

Resultatene for beregning av verdifaktorer på ukentlig basis blir presentert i figur 18. Her vises simulert profil i blått og historisk profil i oransje for det simulerte året 2030 i de fire ulike scenariene. Totalt er det 11 uker med beregnet verdifaktor for alle scenariene. Dette er ukenummer: 02, 05, 11, 14, 20, 23, 29, 32, 38, 41 og 47. «S02» i figuren står for uke 02. I figuren vises det kun seks uker på x-aksen, mens de siste fem ukene er kommet frem mellom disse. Resultatene viser at verdifaktoren varierer mye innad i året for begge profilene. Den største forskjellen er for uke 20 og 29, hvor profilene bytter plass for når de når hvert sitt bunnpunkt.

For første scenariet med simulert profil er verdifaktoren høyest før, etter og i vinterperioden i uke nummer 02, 05, 11, 14, 41 og 47, med en verdifaktor på over 0,9. Høyest verdifaktor er det i uke 02 med 1,04. I uke 23, 32 og 38 ligger verdifaktoren mellom 0,70 – 0,85. I uke 29 er verdifaktor på 0,35. Bunnpunktet er i uke 20 med tilhørende verdifaktor på 0,09. Dette er den generelle trenden for alle scenarier, med unntak at verdifaktoren reduseres med økende markedsandel vindkraft.

Historisk profil viser samme trenden for alle scenarier som for simulert profil. I første scenariet i historisk profil er verdifaktoren i underkant av 1,01 for uke 02 og 05. I ukene 11, 14, 38, 41 og 47 ligger verdifaktoren på mellom 0,93 og i underkant av 1,00. For uke 23 og 32 er verdifaktoren henholdsvis 0,83 og 0,79. I uke 20 er verdifaktoren 0,38, mens bunnpunktet blir nådd i uke 29 med 0,05.



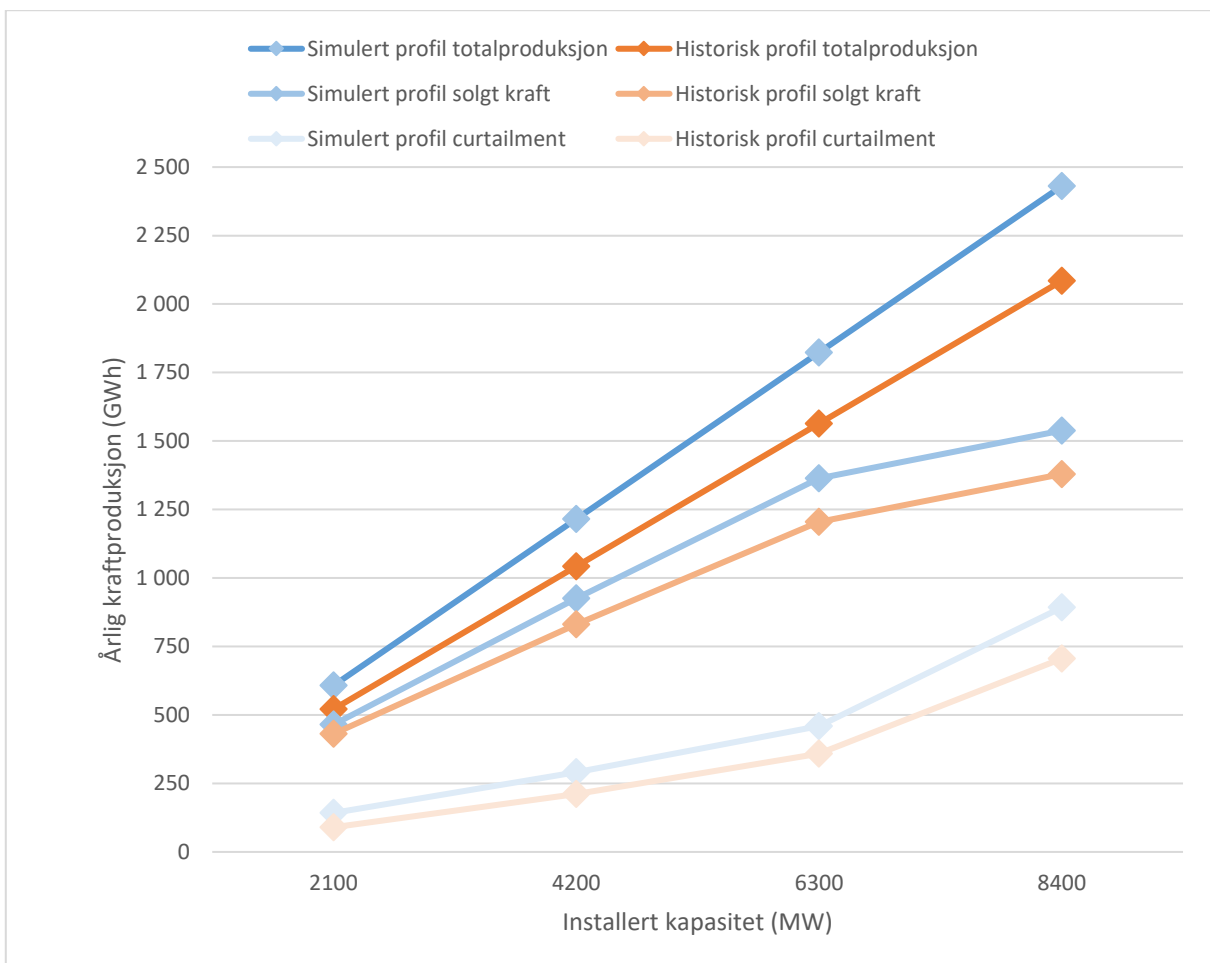
Figur 18: Beregnet ukentlig verdifaktor for simulert og historisk profil for fire scenarier med ulik kapasitet.

Videre i dette delkapittelet presenteres resultater for årlige verdier for simulert og historisk profil.

Resultater for simulerte kraftproduksjoner (GWh) blir presentert i figur 19. Her vises simulert profil i blått og historisk profil i oransje for det simulerte året 2030 i de fire ulike tilhørende scenariene. Den mørkeste fargen representerer total kraftproduksjon, den litt lysere fargen representerer mengden solgt kraft og den lyseste fargen viser kraft som ikke blir solgt, curtailment. Installert kapasitet (MW) representerer de ulike scenariene for profilene. Resultatene viser at kraftproduksjonen øker med økende vindkraftkapasitet, hvor simulert profil har høyest kraftproduksjon for alle scenariene. Begge profilene viser samme lineære trend.

Den totale kraftproduksjonen viser at det er forskjeller for simulert og historisk profil. I første scenariet er forskjellen 87 GWh, som økes til 173 GWh i andre scenariet. I tredje scenariet økes det til 259 GWh. Den største forskjellen vises i fjerde scenariet hvor det er en forskjell på 345 GWh.

Det som er interessant fra resultatene er mengden solgt kraft og curtailment, da disse påvirker verdifaktoren. Både simulert og historisk profil har en tilnærmet lineær utvikling i de første tre scenariene for både solgt kraft og curtailment. For simulert profil øker mengden solgt kraft med ca. 450 GWh fra første til andre scenariet og omtrent like mye videre til tredje scenariet. For historisk profil er økningen ca. 400 GWh for samme scenarier. Fra tredje til fjerde scenariet reduseres økningen for begge profilene, med 175 GWh økning. For curtailment skjer det motsatte for begge profilene. For simulert profil er økningen for curtailment fra tredje til fjerde scenariet 2,6 ganger så stor som økningen fra andre til tredje scenariet. For historisk profil er økningen av curtailment ca. 2,4 ganger så stor for samme scenariene. Forskjellen kommer av at simulert profil har høyere total produsert kraftmengde enn historisk profil.

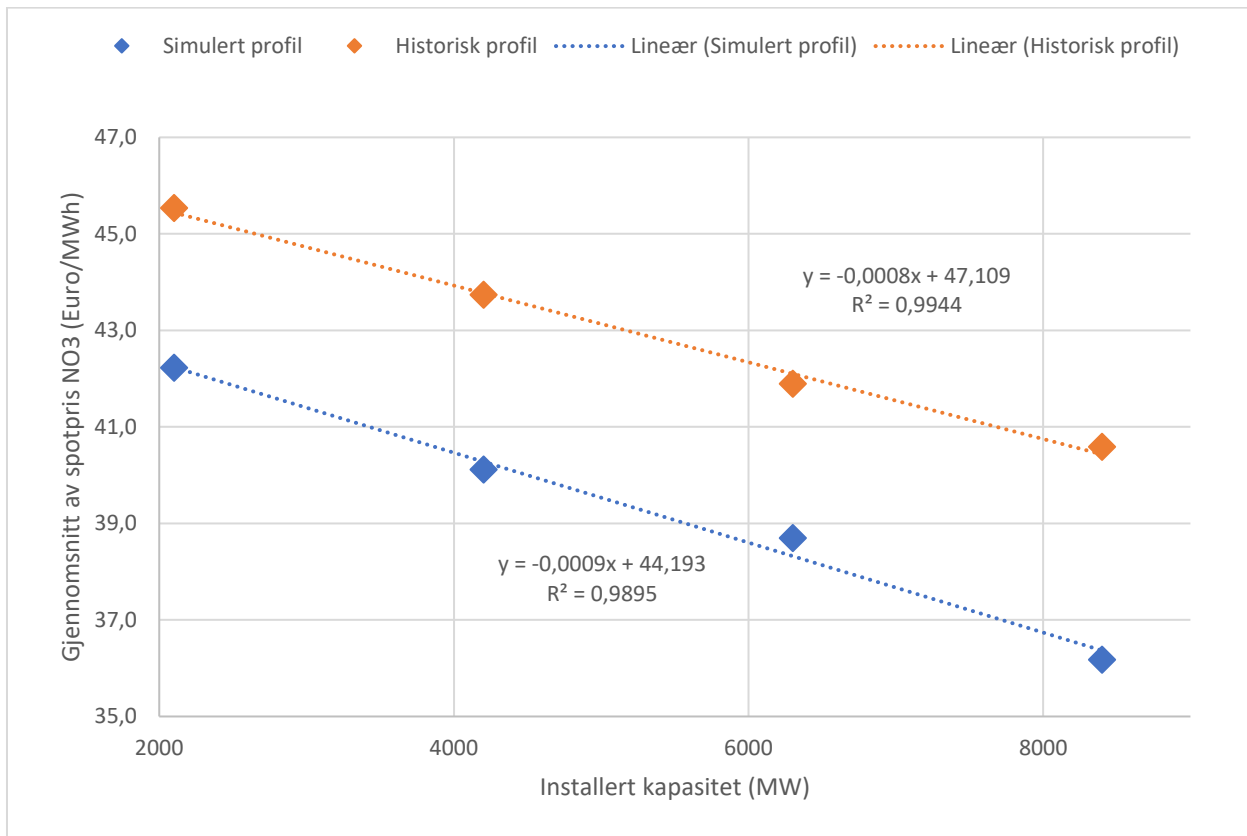


Figur 19: Årlig total kraftproduksjon, solgt kraft og curtailment gitt i GWh for simulert og historisk profil for fire scenarier med ulik kapasitet.

Resultat for simulert spotpris (€/MWh) for året 2030 blir presentert i figur 20, med stiplede trendlinjer. Her vises simulert profil i blått og historisk profil i oransje for det simulerte året i de fire ulike scenariene. Installert kapasitet (MW) representerer de fire ulike scenariene for simulert og historisk profil. Resultatene viser at spotprisen synker med økende vindkraftkapasitet på land og at historisk profil har høyere spotpriser enn simulert profil.

Spotprisen for simulert profil går fra 42,2 €/MWh i første scenariet med 2100 MW kapasitet og reduseres til 40,1 €/MWh i andre scenariet med 4200 MW. Videre synker spotprisen i tredje scenariet med 6300 MW kapasitet ned til 38,7 €/MWh og ytterligere ned til 36,2 €/MWh i fjerde scenariet med 8400 MW. Spotprisen reduseres med 2,1 €/MWh fra først til andre scenariet, 1,4 €/MWh fra andre til tredje scenariet og 2,5 €/MWh fra tredje til fjerde scenariet.

For historisk profil er spotprisen i første scenariet 45,5 €/MWh. Spotprisen reduseres til 43,7 €/MWh i andre scenariet og ytterligere ned til 41,9 €/MWh i tredje scenariet. I fjerde scenariet er spotprisen 40,6 €/MWh. Reduksjonen i spotprisen fra første til andre og andre til tredje scenariet er 1,8 €/MWh, mens den fra tredje til fjerde scenariet synker med 1,3 €/MWh.

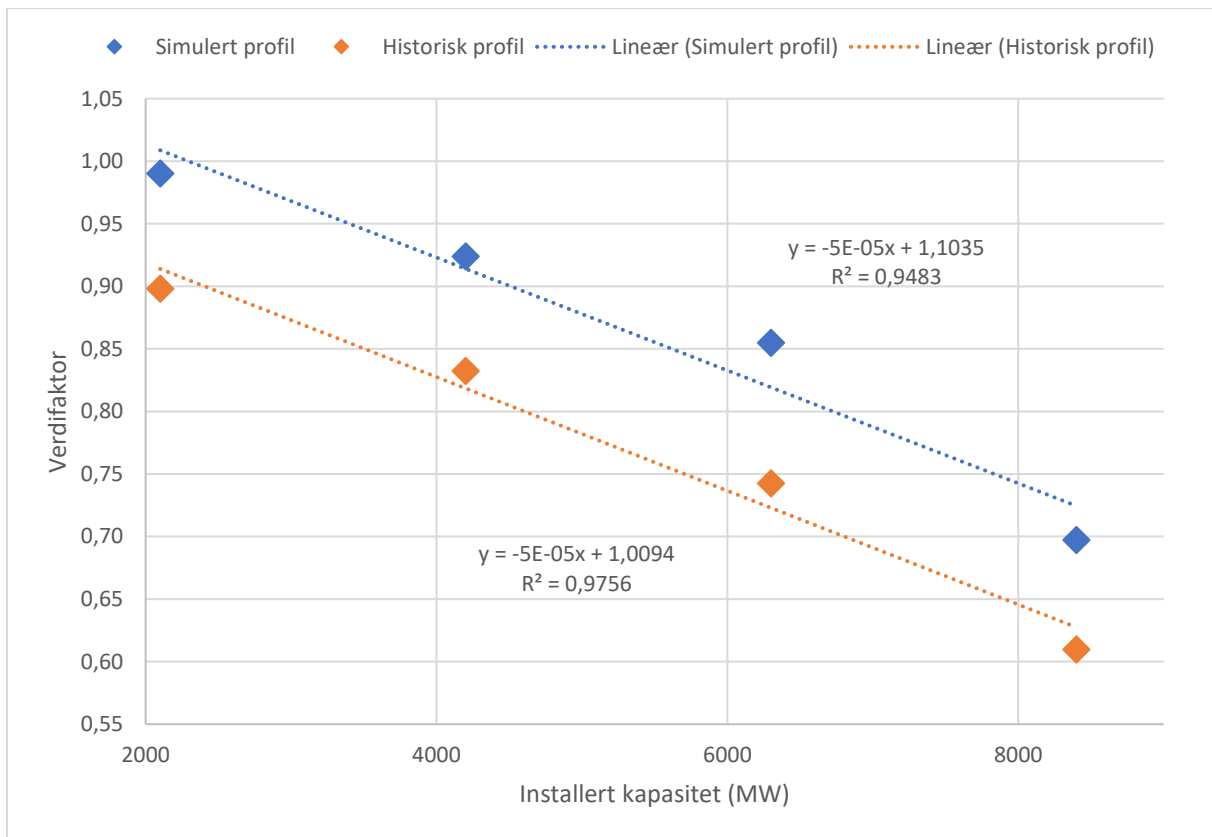


Figur 20: Simulert gjennomsnittlig årlig spotpris for simulert og historisk profil for fire scenarier med ulik kapasitet.

Resultatene for beregning av verdifaktorer for det simulerte året 2030 i de fire ulike scenariene med trendlinjer blir presentert i figur 21. Her vises simulert profil i blått og historisk profil i oransje. Installert kapasitet (MW) representerer de fire ulike scenariene for gammel og historisk profil. Resultatene viser at verdifaktoren reduseres med økende vindkraftkapasitet på land og at historisk profil har lavere verdifaktor enn simulert profil.

For simulert profil viser figur 21 at verdifaktoren er 0,99 i første scenariet. Verdifaktoren synker med ca. 0,07 fra første til andre scenariet og ble 0,92 i andre scenariet. Fra andre til tredje scenariet reduseres verdifaktoren ytterligere med 0,07 til 0,85. Fra tredje til fjerde scenariet reduseres verdifaktoren med over dobbelt så mye som tidligere trend, med 0,16, og ender opp på 0,70.

For historisk profil viser figur 21 at verdifaktoren er 0,90 i første scenarier, som reduseres med 0,07 til 0,83 i andre scenarier. I tredje scenarier synker verdifaktoren med 0,09 til 0,74, før den i fjerde scenarier reduseres ytterligere med 0,13 ned til 0,61.

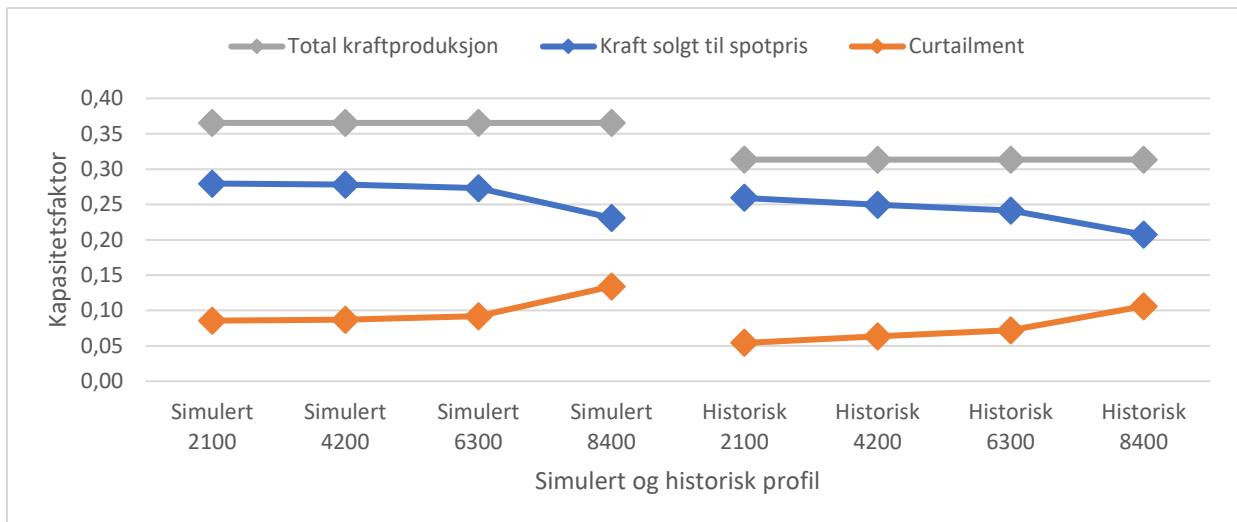


Figur 21: Beregnet årlig verdifaktor for simulert og historisk profil for fire scenarier med ulik kapasitet.

Resultatene for kapasitetsfaktoren for årlig basis blir presentert i figur 22. Den totale kapasitetsfaktoren vises i grått (total kraftproduksjon), kraft som blir solgt på kraftmarkedet vises i blått (kraft solgt til spotpris) og kraft som ikke selges i kraftmarkedet (curtailment) vises i oransje. Til venstre i figuren vises simulert profil for de fire ulike scenariene, mens historisk profil vises til høyre i figuren. I både simulert og historisk profil kommer det frem at kraften som blir solgt synker med økende markedsandel vindkraft. Historisk profil viser en raskere reduksjon enn simulert profil. Curtailment for begge profiler blir større med økende vindkraftkapasitet.

For simulert profil er den totale kapasitetsfaktor 0,365 og lik for alle scenarier. Reduksjonen i kapasitetsfaktor for kraften som blir solgt til kraftmarkedet er liten for de første tre scenariene, med henholdsvis 0,28 – 0,28 og 0,27. I fjerde scenarier reduseres kapasitetsfaktoren til 0,23. For curtailment er kapasitetsfaktorene henholdsvis 0,09 – 0,09 – 0,09 og 0,13.

I historisk profil er den totale kapasitetsfaktoren 0,313 og lik i alle scenarier. Kapasitetsfaktoren for de tre første scenariene er synkende med henholdsvis 0,26 – 0,25 og 0,24, mens den for fjerde scenarier er kapasitetsfaktoren 0,21. Curtailment er økende med 0,05 – 0,06 og 0,07 i de tre første scenariene, mens i det fjerde scenarier er kapasitetsfaktoren for curtailment 0,11.

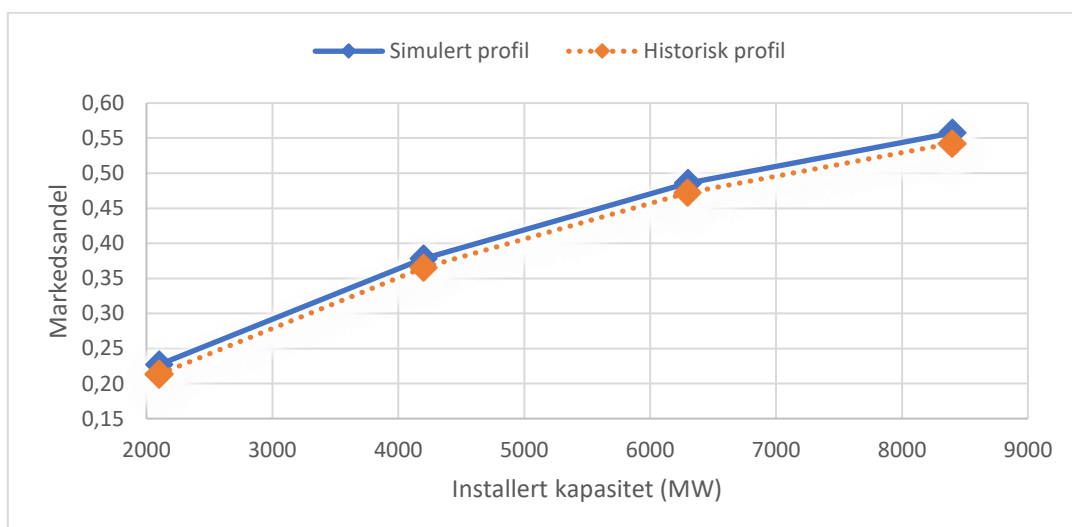


Figur 22: Kapasitetsfaktor for total kraftproduksjon, kraft solgt til spotpris og curtailment for simulert og historisk profil for fire scenarier med ulik kapasitet.

Markedsandelen for vindkraft på land av total installert kapasitet i sone NO3 er presentert i figur 23. Her vises simulert profil med en helblå linje og historisk profil med en stiplet oransje linje. Installert kapasitet (MW) representerer de fire ulike scenariene for simulert og historisk profil. Utviklingen er relativ lik for begge profiler. Simulert profil har litt høyere markedsandel enn historisk profil.

I simulert profil er det i første scenariet en markedsandel på 23 %. I andre scenariet økes dette til 38 % og ytterligere til 49 % i tredje scenariet. I det fjerde scenariet er markedsandelen for vindkraft 56 %.

I historisk profil er markedsandelen for første scenariet 18 %. I det andre scenariet økes markedsandelen for vindkraft til 37 %, mens det i tredje scenariet er 47 %. I det fjerde scenariet har markedsandelen økt til 54 %.

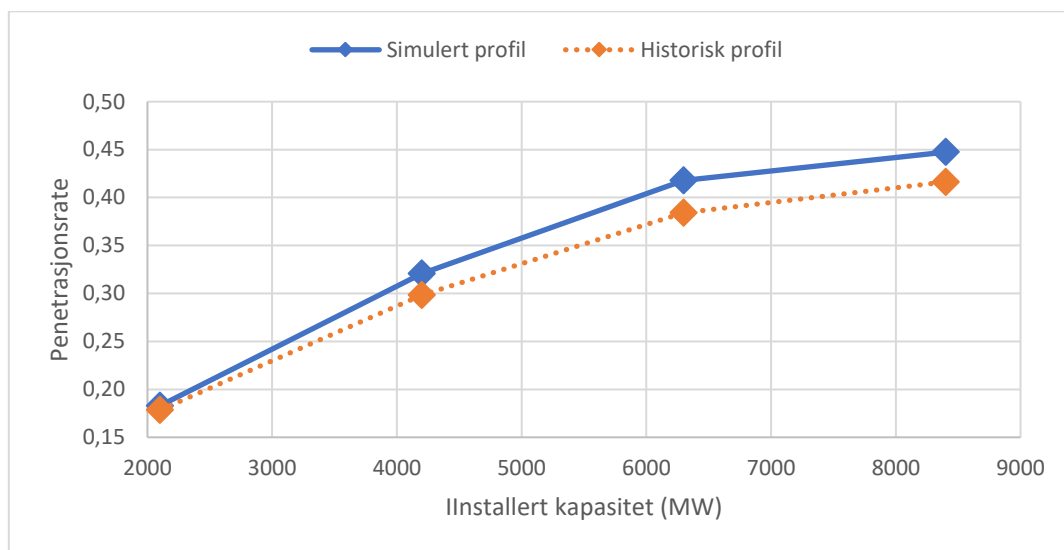


Figur 23: Markedsandel for vindkraft på land i hele sone NO3 i Norge for simulert og historisk profil for fire scenarier med ulik kapasitet.

Resultater for penetrasjonsrater er presentert i figur 24. Her vises simulert profil med en helblå linje og historisk profil med en stiplet oransje linje. Installert kapasitet (MW) representerer de fire ulike scenariene for simulert og historisk profil. Penetrasjonsraten for begge profiler er relativ lik og flater ut med økende installert vindkraftkapasitet. Simulert profil har høyere penetrasjonsrate enn historisk profil.

Simulert profil har i det første scenariet en penetrasjonsrate på 18 %. Penetrasjonsraten øker til 32 % i det andre scenariet. Det tredje scenariet har en lavere økning enn tidligere vindpenetrasjoner med 42 %. I det fjerde scenariet flater økningen ut og penetrasjonsraten blir 0,45.

For historisk profil er penetrasjonsraten 18 % for første scenariet. Det andre scenariet økes til 30 %, etterfulgt av 38 % i tredje scenariet. Fjerde scenariet fikk en vindpenetrasjon på 42 %.



Figur 24: Penetrasjonsrate for vindkraft på land i hele sone NO3 i Norge for simulert og historisk profil for fire scenarier med ulik kapasitet.

5 Diskusjon og konklusjon

I første delkapittel diskuteres valg av metode og data. I andre delkapittel diskuteres kraftpriser, historisk verdifaktor for eksempellegg og kapasitetsfaktor. I tredje delkapittel diskuteres verdifaktor, penetrasjonsrate, markedsandel, kraftpris, kraftproduksjon og kapasitetsfaktor for de ulike kapasitetene med simulert og historisk profil. Til slutt i samme delkapittel diskuteres forskjellen i vindprofilene og påvirkninger av værscenarier. I fjerde og siste delkapittel presenteres konklusjon.

5.1. Metode og data

Det finnes flere metoder for å beregne verdifaktor, hvor de fleste av dem er teoretisk like. Formlene var ulikt oppbygd, men hvor en formel ikke tar med en viktig faktor i uttrykket, tas denne med inn i definisjonen av en variabel. For denne analysen ble metoden til Hirth (2013) valgt fordi denne metoden er mye brukt. Metoden tar til høyde for et variert antall timer i året, enten om det er et fullt år eller ett utdrag av et år. Dette passet godt inn i denne analysen siden det bare ble brukt 792 timer med data i simuleringene. NVE sin formel fra Schemde et al. (2022) ble prøvd for den historiske delen og ga

samme resultater som metoden til Hirth. Valget for metode bør dermed gi gode resultater. Statkraft sin fremgangsmetode ble ikke testet.

Balmorel ble valgt som simuleringsverktøy på bakgrunn av at det er en godt utviklet og utprøvd energisystemmodell. Balmorel har mulighet til å definere egne variabler eksogent i et kraftsystem, som denne analysen bygger på med sine ulike scenarier. Modellen tar også høyde for endogene investeringer for å fylle ut resterende variabler til oppfylte totale grenser. På bakgrunn av at Balmorel velger de beste økonomiske investeringene for å maksimere sosial velferd, vil resultatene være optimalisert for et helt kraftsystem og ikke bare rent økonomisk for hvert enkelt kraftanlegg som blir utbygd. Dette gjorde at det var naturlig å velge Balmorel modellen til å utføre simuleringene.

Balmorel modellen som ble brukt i denne analysen er blant annet brukt i studien til Jåstad & Bolkesjø (2023), hvor de inkluderer eksogene investeringer med ny kapasitet på mellom 3 – 8 GW havvind. Dette har store likheter med analysen som blir utført i denne studien, med 2,1 – 4,2 – 6,3 og 8,4 GW installert vindkraftkapasitet på land i sone NO3. På grunn av at simuleringer med høy tidsoppløsning er tidkrevende, ble det brukt 792 tidstrinn for å representere et år med data. Denne dataen ble korrigert med kapasitetsfaktor for å matche et års kraftproduksjon. Dette kan føre til feil av variasjoner i vindressurser innad i året, men det bør gi gode resultater for året som helhet. De 11 ukene (02, 05, 11, 14, 20, 23, 29, 32, 38, 41 og 47) som representerer et helt år, ble valgt fordi spredningen av ukene fanger opp sesongvariasjoner i året. Det kan argumenteres at man kunne ha brukt flere uker, men datagrunnlaget bør være godt nok til å få frem hvordan utviklingen av verdifaktoren blir innad i året for de ulike scenariene. Valget for de tre dagene som brukes per uke, representere både ukedager (mandag og tirsdag) og helg (søndag). Dette gir et godt grunnlag for en gjennomsnittlig kraftproduksjon (og -forbruk) innad i uken, med tilhørende kraftpriser. Balmorel modellen ga god innsikt i utvikling av verdifaktor med økende vindkraftkapasitet.

På grunn av det analyserte året i 2030 ikke er så langt frem i tid, ble kortsiktig investeringsmodus brukt. Dette skal gi gode indikasjoner for resultatene av studien. Det er ikke prøvd andre kjøremoduser, slik at en sammenligning mellom modusene ikke er mulig i denne studien.

Vindprofilene som er brukt i analysen kommer fra både historiske og simulerte data. Simulerte profiler har tidligere hatt problemer i modellene hvor de undervurderte den kortsiktige vindhastighetsvariabiliteten (Koivisto & Gea-Bermudez, 2018). Vindprofilen fra CorRES har blitt kalibrert med metrologiske reanalysedata og stokastisk simulering. Men til tross for at kalibrering av vindprofiler gjør at man kommer nærmere reelle vindprofiler, kan vindprofilene som blir simulert få lavere eller høyere vindhastigheter enn virkeligheten. Historiske data er mer reelle enn simulerte, siden de fanger opp alle endringer til ethvert måletidspunkt, men spørsmålet er hvor representative målingen er for geografi og fremover i tid. Det ble derfor i tillegg valgt å bruke en historisk vindprofil med observerte data for vindkraft på land i sone NO3 i Norge. Den historiske vindprofilen ble utvalgt fra en serie av to fulle år. Året 2020 ble valgt over året 2021 fordi det i 2020 var færre nulltimer og generelt høyere kraftproduksjon enn i 2021. Dette var for å vise størst mulig økning i verdifaktor. Det kan argumenteres for at et snitt av årene burde blitt brukt i stedet, for å få en mer reell situasjon med værdata, men to år er lite sammenlignet med den normale 30 års perioden som brukes for midlere årsproduksjonen.

Vindprofilene ble behandlet forskjellig i simuleringene i Balmorel. Mens den simulerte vindprofilen har ulike vindhastigheter over hele sone NO3 på land per tidssegment, har den historiske profilen en «flat» vindprofil og dermed like vindhastigheter til ethvert tidssegment over sonen. Det er ikke tatt hensyn til hvor i sone NO3 på land vindkraften bygges, annet enn at bebyggelsen befinner seg i område RG2, da dette ikke har noe betydning for den «flate» historiske profilen.

Simulerte vindprofiler har oppsummert variasjoner i vindhastigheter til ethvert tidssegment og kan gi feil i vindressursvariasjoner, mens den historiske vindprofilen har samme vindressurser over hele sonen i ethvert tidssegment. Dette betyr at en direkte sammenligning av vindprofilene bør gjøres med varsomhet, siden de ikke har helt like forutsetninger. Mer om dette finnes i kapittel 5.3.

Kraftpriser for den historiske delen fra Nord Pool er observerte data og bør dermed regnes som gyldige. Kraftpriser gitt i simulering med Balmorel er et estimat for fremtidig kraftpris. Det er vanskelig å forutse hva fremtiden bringer, selv med et godt modellverktøy. Verdifaktoren er avhengig av produksjonsvolum og kraftpris. Mengden kraft som blir solgt og curtailment vil være avgjørende for utviklingen av verdifaktoren, selv om kraftprisen også spiller en stor rolle.

De fire ulike scenariene for begge profilene ble valgt på grunnlag av anslått kraftbehov i fremtiden. NVE i sine analyser ved Birkelund et al. (2021) kommer frem til at kraftproduksjonen kommer til å øke med 8 TWh fra 2021 frem til 2030 og ytterligere 20 TWh til frem mot 2040. Dette utgjør henholdsvis 2,7 og 9,7 GW med en kapasitetsfaktor på 0,33. Jåstad & Bolkesjø (2023) brukte i et av scenariene mellom 3 – 8 GW vindkraftkapasitet. Det ble dermed fornuftig å bruke store vindkraftkapasiteter på 2,1 – 4,2 – 6,3 og 8,4 GW for å analysere utviklingen av verdifaktoren, som ga et godt utslag på verdifaktorene.

5.2. Verdifaktor for eksempelanlegg

Fra 2019 til 2020 økte vindkraftkapasiteten fra 1800 MW til 2100 MW i sone NO3. Etter dette har det ikke vært mer utbygging av vindkraft i sonen (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2023). Dette betyr at man ikke vil se en særlig reduksjon i verdifaktor på grunn av en økt markedsandel vindkraft. Derfor er ikke dette målt i denne delen av studien.

Resultatene for verdifaktoren viste en nedadgående trend fra 2019 til 2022. Unntaket var året 2020 som var det eneste året med en verdifaktor over 1. Dette året hadde også størst kraftproduksjon. Den nedadgående trenden kan skyldes variasjoner fra år til år, men også påvirkninger fra kraftprisen. Kraftprisen var lavest i 2020, med 10 €/MWh, mens den var omtrent 4 ganger så høy i 2019 og 2020 og dobbelt så høy i 2022. Trenden viser her at verdifaktoren har negativ korrelasjon med kraftprisen. Med dette menes at verdifaktoren blir høyere med lavere kraftpris.

Innad i årene viser resultatene at året 2019 hadde lite variasjon i verdifaktor på månedsbasis med forskjell fra bunn og toppunkt fra 0,97 til 1,00. Her tyder det på at høy kraftproduksjon med høy kraftpris i forhold til snittprisen for året er grunnen for at verdifaktor er opp mot 1. Årene 2020 og 2021 hadde stor variasjon i verdifaktor i enkeltmånedene. Verdifaktoren går fra 0,85 til 1,08 i 2020 og resultatene viser en verdifaktor over 1 i januar, mars, juni, juli, september og oktober. De samme månedene hadde høyere kraftpriser enn gjennomsnittet for året. Her tyder det på delvis korrelasjon

med vinterproduksjon og tilsig for vannkraft, men hovedsakelig på grunn av høy kraftproduksjon med høye kraftpriser. Sommermånedene hadde lav kraftproduksjon, men samtidig er det også lavere kraftforbruk og kraftpris om sommeren. I 2021 var verdifaktoren mellom 0,82 og 1,03. Den var over 1 i januar, mai og september. September hadde høy kraftproduksjon og høy kraftpris. Her viser resultatene at det er lite korrelasjon med vintermånedene med unntak av januar, som hadde en lav kraftproduksjon. Tilsig for vannkraft kan ha vært med på å senke verdifaktoren fra mai til august. Året 2022 hadde kun tre vintermånedene med data med høy kraftproduksjon til middels kraftpris og var året som hadde lavest gjennomsnittlig verdifaktor innad i året. Det er ikke blitt sett på hvordan korrelasjonen for produksjons- og forbruksmønstre innad i uken og døgnet har utviklet seg, men normalt får man en verdifaktor over 1 når det er en positiv korrelasjon mellom disse (Kringstad et al., 2018). Dette kan tyde på at årene 2019 og 2020 hadde god korrelasjon mellom produksjons- og forbruksmønstre.

Resultatene viste at kapasitetsfaktoren og dermed kraftproduksjonen korrelerer positivt med verdifaktoren i årene mellom 2019 – 2021. Kapasitetsfaktoren for norsk vindkraft lå på mellom 0,34 – 0,37 i henholdsvis 2019 og 2020 (NVE, 2020; NVE, 2021), som er betydelig høyere enn analyseperioden med 0,28 – 0,31 og 0,26 for årene 2019, 2020 og 2021. Dette kan tyde på at fordelingen av vindressursene var dårligere spredt over analyseperioden for eksempelplanlegget enn for det gjennomsnittlige vindkraftanlegget i Norge. Dette kan ha vært med å redusere verdifaktoren for eksempelplanlegget.

Resultatene viser at det ikke har vært noen vesentlig kannibaliseringseffekt i analyseperioden, siden det har blitt bygget lite ny vindkraft. Resultatene viser at verdifaktoren korrelerer negativt med kraftpris og at det er høyt produksjonsvolum ved lave kraftpriser som gir en høy verdifaktor på årsbasis. De lave kraftprisene kan komme av at det var gode vindforhold over hele sonen og at vindkraften produserte mye samtidig. Dette betyr at kraftprisen i sone NO3 er påvirket av vindkraft, som reduserer kraftprisen. Det er også verdt å nevne at det ikke var oppgitt data for curtailment, som kan påvirke verdifaktoren ytterligere negativt.

5.3. Scenarier for utviklingen av verdifaktoren

For simulert profil var vindpenetrasjonsratene på 18 – 32 – 42 og 45 % med tilhørende verdifaktorer som var henholdsvis 0,99 – 0,92 – 0,86 og 0,70. For historisk profil var vindpenetrasjonene noe lavere med 18 – 30 – 38 og 42 % med henholdsvis verdifaktorer 0,89 – 0,83 – 0,74 og 0,61. Begge profilene har en relativ lik lineær reduksjon av verdifaktor for de første tre scenariene, mens det var en større reduksjon i fjerde scenariet med høyest markedsandel og vindkraftpenetrasjon. Verdifaktoren reduseres altså vesentlig ved utbygging av vindkraft. Dette viser at kannibaliseringen utvikler seg jevnt inntil en viss markedsandel vindkraft, ca. mellom 47 – 49 % og med en vindpenetrasjon ved rundt 40 %, hvor den etter dette reduseres raskere ved ytterligere økning av vindkraftkapasitet.

THEMA Consulting Group (2023) fant at verdifaktoren i gjennomsnitt var 0,86 for norsk vindkraft i sone NO3 i 2022, med 2,1 GW vindkraftkapasitet. Dette resultatet kan sammenlignes med tredje scenariet for simulert profil og et sted mellom første og andre scenariet for historisk profil. Dette tyder på at simuleringer utført i Balmorel for året 2030 ga høyere verdifaktor enn gjennomsnittet for sone NO3 i 2022. Tidligere studier har vist at verdifaktoren falt med økende vindpenetrasjonsrater. Hirth (2013) viste til en verdifaktor på 1,1 ved 0 % vindpenetrasjon og mellom 0,5 – 0,8 ved en penetrasjon ved 30 % for et termisk kraftsystem med utgangspunkt i Tyskland. I en analyse utført av Klie & Madlener (2022) fant de at verdifaktoren ble redusert fra 0,89 til 0,55 med en markedsandel fra henholdsvis 30 % til 65 % for vindkraft på land i Tyskland. For et hydrobasert kraftsystem fant Hirth (2016a) ut at en

Økning fra 0 % - 30 % vindpenetrasjon reduserte verdifallet med en tredjedel, som gjorde at vindkraft var 18 % mer verdt enn i et termisk system. Flexibiliteten med et hydrosystem nådde et toppunkt på 20 % vindpenetrasjon. Det er ikke gjort undersøkelser om dette er i tilfelle i denne analysen, men resultatene viser en lignende trend for utvikling i fall av verdifaktor. Penetrasjonsraten for simulert profil var mellom 18 – 45 % og ga en reduksjon i verdifaktor fra 0,99 – 0,70. Historisk profil hadde en spredning fra 18 – 42 % vindpenetrasjon med tilhørende verdifaktor fra 0,89 – 0,61. Dette kan tyde på at verdifaktoren får mindre reduksjon i et hydrobasert kraftsystem enn et termisk kraftsystem. Prol et al. (2020) viste i deres studie at en økende penetrasjon av vindkraft fører til en lavere absolutt og relativ verdi, som betyr lavere inntekter per produserte MWh og verdifaktor. Resultatene viser samme trend for analysen utført i denne studien.

Simulert profil har høyere verdifaktor og lavere kraftpriser enn historisk profil. Kraftprisene for simulert profil går tilnærmet lineært i første, andre og fjerde scenariet, mens den i tredje scenariet er litt høyere enn hva trendlinjen viser. Dette gjenspeiler seg også i verdifaktoren ved at den er litt høyere enn trendlinjen i tredje scenariet. Historisk profil viser samme trend som simulert profil, men til motsetning er kraftprisen i tredje scenariet for historisk profil lavere enn trendlinjen, mens verdifaktoren er høyere for andre og tredje scenariene. Dette gir en indikasjon på at kannibaliseringen av inntektene og verdifaktor er relativt stabil frem til en markant økning i vindkraftkapasitet. Det tyder også på at kraftprisen og verdifaktoren er negativt korrelert.

Innad i året viser resultatene at kraftprisen blir stadig redusert med økende vindkraftkapasitet og kraftproduksjon. Resultatene viser videre at det innad i året er høy kraftproduksjon for simulert profil i starten av januar, midten av mars og mai, samt i slutten av november. Dette tyder på at vinterproduksjonen er høy og at det korrelerer godt med vannkraftproduksjon som får tilsig på våren og sommeren. Dette produksjonsmønsteret korrelerer også godt med høye kraftpriser i kalde måneder med høyt kraftforbruk, som er med å øke verdifaktoren for vindkraft. Historisk profil har lavere kraftproduksjon i overnevnte måneder vist i simulert profil. I tillegg produserer historisk profil mer kraft enn simulert profil i sommermånedene og tidlig på høsten. Dette korrelerer dårlig med kraftpriser og kraftforbruk, slik at verdifaktoren blir lavere for året som helhet. Verdifaktoren for begge profilene reduseres når man sammenligner enkeltuker i de fire ulike økende markedsandelene. De første tre scenariene får på ukesbasis en jevn liten reduksjon i verdifaktor, mens effekten er størst i det siste scenariet med høyest vindkraftkapasitet. Dette kommer av at blir produsert mye overskuddskraft som ikke blir solgt, som tyder på at kannibalisering av vindkraft blir større med økende kapasitet.

Den historiske profilen som er brukt her, er basert på observert data fra det utvalgte året 2020. Dette året kan ha hatt større eller mindre vindressurser enn et midlere gjennomsnitt på 30 år. Det er ikke foretatt undersøkelser for om dette er tilfellet. Kapasitetsfaktoren kan gi en indikasjon på dette og var i 2020 gjennomsnittlig 0,374 for Norge (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2023), mens den var 0,313 for historisk profil og 0,365 for simulert profil. Dette gjenspeiler seg også i kraftproduksjonen, hvor det er større kraftproduksjon i simulert profil enn historisk. Dette tyder på at vindressursene for historisk profil var lavere enn for simulert profil. Forskjellen for kapasitetsfaktorene kan komme av ulikhetene for de to vindprofilene.

Variabiliteten for simulert profil er større i samme tidssegment enn historisk profil, som ikke har variasjon i det samme tidssegmentet. Dette gjør at det produseres mer eller mindre kraft samtidig ved samme tidssegment for hele sone NO3 på land i historisk profil, enn det gjøres i simulert profil. Dette gir et unøyaktig innblikk i kraftproduksjonen for historisk profil, siden det i virkeligheten er variasjoner i vindhastigheter innad i sonen. Dette kan også føre til at man får en raskere og mer merkbar effekt av merit-order-kurven. Dermed er gode kunnskaper om vindprofiler viktig. Nøyaktigheten av vindprofiler

kan utgjøre store forskjeller i kraftproduksjonen for et år. Observerte profiler inneholder sjeldent store feil og viser vindvariasjoner fra time til time i målepunkter. Simulerte profiler derimot er ofte basert på et års værdata og korrigerert på flere måter for å etterligne en historisk profil. Dette kan gi unøyaktigheter som under- eller overvurderinger av variasjoner i vindhastigheter. Observerte vindprofiler pleier derfor å være mer nøyaktige enn simulerte. Resultatene viser at en variert profil (simulert) gir lavere kraftpriser enn en lik profil (historisk). Dette er litt i motsetning til at en simulert profil ikke i teorien er like god som en observert profil. Dette kommer mest sannsynlig av at en variasjon i vindressurser jevner ut kraftprisen og unngår like store topp og bunnpunkter som en «flat» profil. Dermed påvirket ulikheter i variasjoner av vindressurser og oppbygging av profilene verdifaktoren, som ga utslag i kraftproduksjon og kraftpriser.

Værscenarioet i simulert profil som ble brukt i denne studien er fra normalåret 2012. En svakhet med Balmorel modellen er at den bruker et bestemt år med kraftprofiler, kraftforbruk og temperaturer med mer som et utgangspunkt, som betyr at modellen er låst til eksogene data som er lagt inn for dette året. Modellen fanger heller ikke opp eventuelle klimaforandringer eller ekstreme vær scenarioer (Nagel, 2023). Man kan dermed få annet utslag med andre forutsetninger for et annet vær-år og tilhørende parametere. Det betyr at de modellerte faktiske verdifaktorene i denne oppgaven er knyttet til ett sett av forutsetninger, men samtidig er de relative effektene på verdifaktoren av økt kapasitet mer robust.

Mange av de beste områdene for vindressurser er allerede utbygd. Utbyggelse i nye gunstige områder kan føre til en høy naturkostnad og at motstand mot vindkraft øker, slik at man må redusere størrelse på diameter og nav høyde for vindturbinene. Dette gjør at man taper inntekter slik at lønnsomheten for vindkraft reduseres. I tillegg blir kannibaliseringseffekten større med økende vindkraftkapasitet. Dette gjør at man ikke bare bør se på selve inntektene kraftproduksjonen gir, men også verdifaktoren da den spiller en stor rolle for utbyggelse av nyere vindkraftanlegg som kanskje må bygge ut på mindre gunstige områder.

Denne analysen viser at det er god systemnytte å utføre en undersøkelse av verdifaktor fordi en økt markedsandel vindkraft påvirker verdifaktoren og dermed inntektene negativt. Dette er viktig for lønnsomheten for vindkraftanlegg.

5.4. Konklusjon

Resultatene i denne analysen viser at den historiske verdifaktoren ble redusert på grunn av høye kraftpriser og en middels kraftproduksjon fra perioden 05.02.2019 til 31.03.2022, i tillegg til at det kan ha vært korrelasjon mellom produksjons- og forbruksmønster. Det tyder på at vindkraft påvirker kraftprisen i sone NO3 ved høy kraftproduksjon. Det var ikke er noe større utbygging av vindkraft i tidsperioden, slik at resultatene viser liten effekt av kannibalisering og mer en trend om dårlig vinterkorrelasjoner jevnt over. Unntaket av trenden for analyseperioden var året 2020, som hadde den høyeste verdifaktor med 1,13 som hadde god vinterkorrelasjon.

For det simulerte året 2030, viser resultatene en reduksjon i verdifaktor med økende markedsandel vindkraft, med en litt høyere trend for verdifaktoren enn tidligere studier. Reduksjonen er størst i fjerde scenariet, som også har størst økning i curtailment. Reduksjonen i verdifaktor kommer av at kraftprisene reduseres med økende vindkraftkapasitet, som er logisk på grunn av merit-order-kurven og -effekten. Det vises relativ stor forskjell i verdifaktor for simulert og historisk profil. Her er trenden at historisk profil har ca. 9 prosentpoeng lavere verdifaktor enn simulert profil for de fire økende

scenariene. Vindprofilene ga ulike verdier for verdifaktor grunnet ulikheter i vindvariasjoner og oppbygning av profil, som resulterte i forskjeller i kraftproduksjon og kraftpriser. Den simulerte vindprofilen viser at vindressurser med variasjoner innad i sonen gir høyere verdifaktor enn en vindprofil som ikke har samme variasjoner. På grunn av at historisk profil ikke har like variasjoner over hele kraftsonen, produseres det mye eller lite kraft samtidig. Denne effekten, sammen med et lavere kraftvolum enn i simulert profil, er med å øke kraftprisen for historisk profil. Simulert profil korrelerte også bedre med vinterproduksjon enn historisk profil, som hadde høy kraftproduksjon om sommeren.

Til slutt for å svare på forskningsspørsmålet: «Hvordan påvirkes verdifaktoren for vindkraft på land med økende vindkraftkapasitet i kraftprisområde NO3 i Norge?» Verdifaktoren reduseres med økende vindkraftkapasitet i kraftprisområde NO3 i Norge, uavhengig av vindprofiler som er brukt. Kannibaliseringen av vindkraft blir større med økende markedsandel vindkraft og merkes best i fjerde scenariet, hvor det ble høy curtailment for kraftproduksjonen, noe som resulterte i lavere kraftpriser.

På grunn av at de beste områdene for vindkraft er utbygd, vil vurderinger av verdifaktor få større betydning for fremtidige investeringer i vindkraft. Vindprofilene i denne analysen er bundet til visse forutsetninger. Disse forutsetningene kan endres i takt med klimaendringer, slik at vi i fremtiden får andre værmønstre. Det kunne derfor vært interessant å utføre en analyse for å teste flere forskjellige vindprofiler med ulike scenarier for endringer i vind og vær og slik få mer robuste resultater for utviklingen i verdifaktorer.

Referanseliste

- Amundsen, J. S., Bartnes, G., Endresen, H., Ericson, T., Fidje, A., Weir, D. & Øyslebø, E. V. (2017). *Kraftmarkedsanalyse 2017 - 2030*. Rapport nr 78-2017. Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_78.pdf (lest 13.04.2023).
- Birkelund, H., Arnesen, F., Hole, J., Spilde, D., Jelsness, S., Aulie, F. H. & Haukeli, I. E. (2021). *Forsterket klimapolitikk påvirker kraftprisene*. Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 – 2040. Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf (lest 24.08.2022).
- Ea Energy Analyses. (2018). *Balmorel - User guide*. Tilgjengelig fra: https://www.ea-energianalyse.dk/wp-content/uploads/2020/06/Balmorel_UserGuide.pdf (lest 18.10.2022).
- Eising, M., Hobbie, H. & Möst, D. (2020). Future wind and solar power market values in Germany — Evidence of spatial and technological dependencies? *ScienceDirect*, 86. doi: 10.1016/j.eneco.2019.104638.
- Hirth, L. (2012a). Integration costs and the value of wind power. Thoughts on a valuation framework for variable renewable electricity sources. *USAEE Working Paper No. 12-150*. doi: 10.2139/ssrn.2187632.
- Hirth, L. (2012b). The Market Value of Variable Renewables. *SSRN*. doi: 10.2139/ssrn.2030215.
- Hirth, L. (2012c). The Optimal Share of Variable Renewables. *SSRN*. doi: 10.2139/ssrn.2054073.
- Hirth, L. (2013). The market value of variable renewables. The effect of solar wind power variability on their relative price. *ScienceDirect*, 38: 218-236. doi: 10.1016/j.eneco.2013.02.004.
- Hirth, L. (2015). The Optimal Share of Variable Renewables: How the Variability of Wind and Solar Power affects their Welfare-optimal Deployment. *IAEE*. doi: 10.5547/01956574.36.1.6.
- Hirth, L. (2016a). The benefits of flexibility: The value of wind energy with hydropower. *ScienceDirect*, 181: 210-223. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.07.039.
- Hirth, L. (2016b). The Market Value of Wind and Solar Power: An Analytical Approach. *SSRN*. doi: 10.2139/ssrn.2724826.
- Hirth, L. & Müller, S. (2016). System-friendly wind power: How advanced wind turbine design can increase the economic value of electricity generated through wind power. *ScienceDirect*, 56: 51-63. doi: 10.1016/j.eneco.2016.02.016.
- Jakobsen, S. B., Mindeberg, S. K., Østenby, A. M., Dalen, E. V., Lundsbakken, M., Bjerkestrand, E., Haukeli, I. E., Berg, M., Johansen, F. B., Weir, D., et al. (2019). *Forslag til nasjonal ramme for vindkraft*. Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_12.pdf (lest 11.02.2022).
- Jåstad, E. O. & Bolkesjø, T. F. (2023). Offshore Wind Power Market Values in the North Sea – a Probabilistic Approach. *ScienceDirect*, 267. doi: 10.1016/j.energy.2022.126594.
- Kirkerud, J. G., Trømborg, E., Bolkesjø, T. F. & Tveten, Å., G. (2014). Modeling the Power Market Impacts of Different Scenarios for the Long Term Development of the Heat Sector. *ScienceDirect*, 58: 145-151. doi: 10.1016/j.egypro.2014.10.421.
- Kirkerud, J. G., Bolkesjø, T. F. & Trømborg, E. (2017). Power-to-heat as a flexibility measure for integration of renewable energy. *ScienceDirect*, 128: 776-784. doi: 10.1016/j.energy.2017.03.153.
- Klie, L. & Madlener, R. (2022). Optimal configuration and diversification of wind turbines: A hybrid approach to improve the penetration of wind power. *ScienceDirect*, 105. doi: 10.1016/j.eneco.2021.105692.
- Koivisto, M. J. & Gea-Bermudez, J. (2018). *NSON-DK energy system scenarios – Edition 2*. DTU Orbit. Tilgjengelig fra: https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/160234729/NSON_DK_WP2_D2.1.Ed2_FINAL.pdf (lest 15.09.2022).

- Kraftberedskapsforskriften*. (2019). Forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen. Tilgjengelig fra: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2012-12-07-1157/KAPITTEL_6#%C2%A76-3 (lest 14.04.2023).
- Kringstad, A., Holmefjord, V. & Aarstad, J. (2018). *Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet 2018-2040*. Langsiktige markedsanalyse. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/2018-Fleksibilitet-i-det-nordiske-kraftmarkedet-2018-2040> (lest 24.08.2022).
- Meld. St. 11 (2021 – 2022). (2021). *Tilleggsmelding til Meld. St. 36 (2020 – 2021) Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser*. Oslo: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-11-20212022/id2908056/?ch=1> (lest 01.04.2023).
- Meld. St. 28 (2019–2020). (2020). *Vindkraft på land - endringer i konsesjonsbehandlingen*. Oslo: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-28-20192020/id2714775/> (lest 24.08.2022).
- Meld. St. 36 (2020–2021). (2021). *Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser*. Oslo: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-36-20202021/id2860081/> (lest 24.08.2022).
- Nagel, N. O. (2023). *The European energy transition: Economic impacts on Nordic stakeholders in the energy system*. Doktoravhandling. Ås: Norwegian University of Life Sciences (lest 06.05.2023).
- Nord Pool. (2022). *Marked data* (pds@nordpoolgroup.com 25.10.2022).
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2019a). *Kraftproduksjon fra vindturbiner*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/kraftproduksjon-fra-vindturbiner/> (lest 23.03.2023).
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2019b). *Verdifaktor for kraftverk i spotmarkedet*. Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_05.pdf (lest 03.10.2021).
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2022). *Kart*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/kart/> (lest 09.10.2022).
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2023). *Data for utbygde vindkraftverk i Norge*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/data-for-utbygde-vindkraftverk-i-norge/> (lest 01.04.2023).
- NOU 2023: 3. *Mer av alt – raskere — Energikommisjonens rapport*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2023-3/id2961311/> (lest 13.03.2023).
- NVE. (2020). *Mye vindkraftproduksjon i 2019, selv med mindre vind enn normalt*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/mye-vindkraftproduksjon-i-2019-selv-med-mindre-vind-enn-normalt/> (lest 02.05.2023).
- NVE. (2021). *Mye vindkraftproduksjon i 2020, med mer vind enn normalt*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/mye-vindkraftproduksjon-i-2020-med-mer-vind-enn-normalt/> (lest 02.05.2023).
- NVE. (2023). *Kostnader for kraftproduksjon*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/> (lest 01.04.2023).
- Prol, J. L., Steininger, K. W. & Zilberman, D. (2020). The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market. *ScienceDirect*, 85. doi: 10.1016/j.eneco.2019.104552.
- Ray, S., Munksgaard, J., Morthorst, P. E. & Sinner, A.-F. (2010). *Wind Energy and Electricity Prices - Exploring the 'merit order effect'*. European Wind Energy Association (EWEA). Tilgjengelig fra: <https://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/MeritOrder.pdf> (lest 09.03.2023).
- Regjeringen. (2021). *EUs klimapakke Klar for 55 (Fit for 55)*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/innsiktsartikler-klima-miljo/eus-klimapakke-klar-for-55/id2887217/> (lest 06.10.2022).

- Schemde, A. v., Haavard Holta, H., Brian Glover, B. & Tennbakk, B. (2022). *Hvor godt utnytter norske magasinkraftverk potensial for effektkjøring?* NVE Ekstern rapport nr. 2/2022. Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2022/eksternrapport2022_02.pdf (lest 29.03.2023).
- Skaansar, E., Sidelnikova, M., Veie, C. A., Roos, A., Hole, J., Wold, M. & Haddeland, I. (2022). *Forbedring i modellering av vær i NVEs kraftsystemanalyser*. Nr. 21/2022. Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2022/rapport2022_21.pdf (lest 24.03.2023).
- Statistisk sentralbyrå. (2021). *Produksjon og forbruk av energi, energibalanse og energiregnskap*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/statbank/table/11561/tableViewLayout1/> (lest 13.04.2023).
- Statnett. (2020). *Norden og Europa 2020–2050*. Langsiktig markedsanalyse. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/contentassets/723377473d80488a9c9abb4f5178c265/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50---final.pdf> (lest 24.08.2022).
- THEMA Consulting Group. (2023). *Konsekvenser av grunnrenteskatt for vindkraft - Utarbeidet for Fornybar Norge*. Tilgjengelig fra: <https://www.fornybarnorge.no/contentassets/f8df5a4828ac42bb8123fd3c42aa32ff/vedlegg-1-til-fornybar-norges-horingsvar-grunnrenteskatt-pa-landvind---thema---konsekvenser-av-grunnrenteskatt-for-vindkraft.pdf> (lest 13.04.2023).
- Vindportalen.no. *Offshore vindkraft*. Tilgjengelig fra: <https://vindportalen.no/offshore> (lest 08.10.2022).
- Wiese, F., Bramstoft, R., Koduvere, H., Alonso, A. P., Balyk, O., Kirkerud, J. G., Tveten, Å., G., Bolkesjø, T. F., Münster, M. & Ravn, H. (2018). Balmorel open source energy system model. *ScienceDirect*, 20: 26-34. doi: 10.1016/j.esr.2018.01.003.



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway