



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2022 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Effektivisering av nettilknytningsprosessen med nodeprismodellen BID3

Improving the Grid Connection Process with the
Nodal Pricing Model BID3

Hilde Hegtun Andersson

Fornybar energi

FORORD

Denne masteroppgaven markerer slutten på mitt masterstudie i Fornybar energi og på fem fantastiske år på Agrarmetropolen i Ås. Oppgaven er skrevet våren 2022 ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU), ved fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning.

Jeg vil rette en stor takk til min hovedveileder ved NMBU, Torjus Folsland Bolkesjø, for interessante diskusjoner og god veiledning underveis i arbeidet med oppgaven. Jeg vil også takke min biveileder fra Statnett, Ivar Husevåg Døskeland, som har delt av sin kunnskap og engasjement for dette fagfeltet, til stor inspirasjon for meg, og for god hjelp og støtte i arbeidet med oppgaven.

I tillegg fortjener Dalibor Vagner og Rafael Maldonado en stor takk for uvurderlig hjelp og veiledning i forbindelse med bruk av modellen BID3.

Oppgaven er gjennomført i samarbeid med Statnett SF. Statnett har bidratt med informasjon og veiledning, men påtar seg ikke ansvar for det arbeidet som er gjort eller resultatene og konklusjonene som fremkommer i oppgaven. Alle feil og mangler er undertegnede ansvar.

Ås, 12. juni 2022

Hilde Hegtun Andersson

SAMMENDRAG

Det grønne skiftet og elektrifiseringen av samfunnet konkretiseres i en omfattende økning av tilknytningsforespørsler til nettselskaper over hele landet. Stor forventet vekst i forbruk og produksjon de kommende årene, gjør at behovet for nettutbygging øker og kapasiteten i nettet minker. For å møte disse utfordringene, og unngå at behandling av tilknytningssaker blir en flaskehals for elektrifisering, industriutvikling og utbygging av ny produksjon, er det viktig at nettselskapene i Norge har effektive måter å tilrettelegge for nettilknytning på.

En av utfordringene er at nettselskapene i liten grad har oversikt over de beste tilgjengelige tilknytningspunktene før en mulig kunde tar kontakt, og at flere nettselskaper unngår å gi uforpliktende veiledning før kundene bestiller kapasitet. En måte å indikere kapasiteten i nettet på er gjennom nodepriser. Nodeprising er en metode for å bestemme markedsklarerte priser beregnet for en rekke knutepunkter i nettet, kalt noder. Det fysiske nettet tas hensyn til i prisklaringen, så prisene gjenspeiler den lokale verdien av kraft i det aktuelle punktet, både leveringskostnaden og kostnaden ved å produsere energien. Prisforskjellene mellom noder reflekterer knappheten på lokal produksjonskapasitet eller overføringskapasitet i kraftsystemet.

I denne oppgaven undersøkes det hvordan en detaljert nodeprismodell, BID3, kan brukes til å lokalisere egnede tilknytningspunkter i nettet. Simuleringene i BID3 bygger på representative nettdata og reelle snittbegrensninger for hele Norden, stokastisk modellert usikkerhet i vannkraftproduksjonsberegningene og fundamentale budkurver, og beregningene er gjort for et helt sammenhengende år. Dette er sannsynligvis den mest detaljerte nodeprismodellen som er laget for Norden. Dersom de modellerte nodeprisene gir et godt bilde på hvor det er ledig kapasitet i nettet for tilknytning av forbruk og produksjon, kan dette modellverktøyet bidra til at nettselskapene enklere kan gi uforpliktende veiledning og at kunder veiledes til de beste tilknytningspunktene der behovet for nettoppgraderinger er mindre. Slik kan nettilknytningsprosessen effektiviseres.

For å teste om nodeprisene reflekterer kapasiteten i nettet, og illustrere hvordan Statnett og andre nettselskaper kan bruke modellen i praksis, introduseres to caser: tilknytning av industriforbruk og tilknytning av vindkraft. I modellsimuleringene tilknyttet det 20 laster og 20 kraftverk på ulike lokasjoner i landet der det foreligger eksisterende forbruks- og produksjonsplaner.

Modellert priseffekt, prispåvirkning på andre noder i Norge og endring i samfunnsøkonomisk overskudd kvantifiseres for alle tilknytningsscenarier. Dette gjøres for å kunne avgjøre hvilke punkter som skiller seg ut som egnede, eller eventuelt mindre egnede, for tilknytning av forbruk og produksjon.

Resultatene viser at modellerte nodepriser alene ikke gir en god nok indikasjon på kapasiteten i de ulike punktene, men at modellverktøyet kan brukes til å gjøre analyser av utvalgte punkter. En samlet vurdering av modellert nodepris før tilknytning, priseffekt i noden, prispåvirkning på andre noder og velferdsendring, vil gi et godt grunnlag for å lokalisere de beste tilgjengelige tilknytningspunktene med BID3. Analysen viser at de utvalgte nodene i Nord-Norge samlet sett fremstår som best egnet for tilknytning av industriforbruk, og at nodene i Sør-Norge er best egnet for tilknytning av vindkraft. I tillegg identifiseres også noen noder som ikke er egnet for økt forbruk og produksjon, på grunn av lokale nettbegrensninger. Dette viser at en nodeprismodell kan fange opp lokale begrensninger som ikke kan identifiseres med en områdeprismodell. Ved videre utvikling og testing av modellverktøyet, kan modellen bidra til å fylle et behov i bransjen for å gjøre tilknytningsprosessen mer effektiv og lettere veilede kunder til punkter med ledig kapasitet og mindre behov for nettoppgraderinger.

ABSTRACT

Electrification of society is concretized in a comprehensive increase in grid connection requests to grid companies in Norway. Both consumption and production of power will likely see a significant increase over the coming years. This leads to an increasing scarcity of grid capacity, and a greater need for grid investments. In order to prevent the grid connection process from becoming a bottleneck for electrification, industrial development and power expansion, it is important that grid companies have efficient ways of facilitating grid connection.

One challenge is that the grid companies have little overview of the best available connection points before a potential customer makes contact, and that several grid companies avoid providing non-binding guidance before the customer place a capacity order. Nodal pricing is a method of determining market clearing prices for a number of locations in the transmission grid called nodes. Nodal prices can be used as a way of indicating grid capacity and congestion. The price at each node reflects the locational value of the energy, both the cost of delivering (losses and congestion) and producing the power. The price differences between nodes reflect the scarcity of local production capacity or transmission capacity in the power system.

This thesis investigates how a detailed nodal pricing model, BID3, can be used to locate suitable connection points in the network. The simulations in BID3 are based on representative network data and cut constraints for the entire Nordic region, stochastically modeled uncertainty in the hydropower production calculations and fundamental bid curves. The calculations have been made for a continuous year. This is probably the most detailed nodal pricing model made for the Nordic region. This model tool can possibly help the grid companies to provide non-binding guidance more effectively, and guide customers to the best possible connection points where the need for grid investments are reduced. In this way, the grid connection process can be improved.

To test whether the nodal prices reflect the true grid capacity and illustrate how Statnett and other grid companies can use the model in practice, two cases are introduced: connection of industrial consumption and connection of wind power. In the model simulations, 20 loads and 20 power plants are connected at various locations across the country based on existing consumption and production plans.

Simulated price effect, price impact on other nodes and change in socio-economic surplus, in addition to the nodal price before connection, are quantified for all connection scenarios. This is done to determine which points that stand out as suitable, or possibly less suitable, for grid connection.

The results show that the modeled nodal prices alone won't suffice for giving good enough indication of the capacity at the various points, but that the model tool can be used to make analyses of selected points to locate the most suitable nodes for grid connection. The analysis shows that the selected nodes in Northern Norway appear to be the most suitable connection points for industrial consumption, and that the nodes in Southern Norway are best suited for connection of wind power. In addition, some nodes that are not suitable for increased consumption and production are also identified, due to local grid restrictions. This shows that a nodal pricing model can capture local constraints that cannot be identified with an area pricing model. By further developing the model tool, this can help filling a need in the industry to make the grid connection process more efficient and better guide customers to points with available capacity and less need for network upgrades.

INNHOLDSFORTEGNELSE

FORORD	II
SAMMENDRAG.....	III
ABSTRACT.....	V
LISTE OVER FIGURER.....	IX
LISTE OVER TABELLER	XI
LISTE OVER FORKORTELSER.....	XII
1 INNLEDNING.....	1
1.1 INNLEDNING.....	1
2 BAKGRUNN	3
2.1 NETTILKNYTNINGSPROSESSEN.....	3
2.2 BEHOV FOR EFFEKTIVISERING AV NETTILKNYTNINGSPROSESSEN.....	4
3 TEORI.....	7
3.1 PRISDANNELSEN I KRAFTMARKEDET	7
3.2 FLASKEHALSER OG FLASKEHALSHÅNDTERING.....	9
3.3 NODEPRISER	10
3.4 NODEPRISER SOM INVESTERINGSSIGNALER.....	12
4 PROBLEMSTILLING	13
4.1 TIDLIGERE STUDIER	13
4.2 DEFINISJON AV PROBLEMSTILLING.....	15
4.3 AVGRENSNINGER	17
5 METODE.....	17
5.1 BESKRIVELSE AV BID3	18
5.1.1 <i>BID3</i>	18
5.1.2 <i>Moduler i BID3</i>	19
5.1.3 <i>Nodal versjon av BID3</i>	20
5.2 DATASETT.....	21
5.3 METODE FOR VURDERING AV EGNEDE TILKNYTNINGSPUNKTER MED BID3	24
5.3.1 <i>Case 1: Tilknytning av industriforbruk</i>	25

5.3.2	<i>Case 2: Tilknytning av vindkraft</i>	26
5.3.3	<i>Simuleringer</i>	28
5.4	SENSITIVITETSANALYSE	29
6	RESULTATER	30
6.1	RESULTATER FRA BASIS-SCENARIET	30
6.2	RESULTATER FRA CASE 1: TILKNYTNING AV INDUSTRIFORBRUK.....	34
6.2.1	<i>Priseffekt i tilknytningsnoden</i>	34
6.2.2	<i>Prispåvirkning på andre noder i Norge</i>	36
6.2.3	<i>Endring i samfunnsøkonomisk overskudd</i>	38
6.2.4	<i>Egnede tilknytningspunkter for industrietablering</i>	41
6.3	RESULTATER FRA CASE 2: TILKNYTNING AV VINDKRAFT	41
6.3.1	<i>Priseffekt i tilknytningsnoden</i>	41
6.3.2	<i>Prispåvirkning på andre noder i Norge</i>	44
6.3.3	<i>Endring i samfunnsøkonomisk overskudd</i>	47
6.3.4	<i>Egnede tilknytningspunkter for etablering av vindkraft</i>	49
6.4	RESULTATER FRA SENSITIVITETSANALYSE	50
6.4.1	<i>Valg av værår</i>	50
6.4.2	<i>Simulering med kopierte vannverdier</i>	52
6.4.3	<i>Dobling av tilknyttet energivolum</i>	53
7	DISKUSJON	54
7.1	FORUTSETNINGENES KVALITET	54
7.1.1	<i>Valg av værår</i>	54
7.1.2	<i>Simulering med kopierte vannverdier</i>	55
7.1.3	<i>Nivå på termiske priser</i>	56
7.1.4	<i>Tilknyttet energivolum</i>	57
7.2	MODELLENS KVALITET	57
7.3	BRUK AV BID3 I TILKNYTNINGSPROSESSEN.....	59
8	KONKLUSJON OG VIDERE ARBEID	61
	REFERANSER	63
	VEDLEGG	68
	VEDLEGG A: EN GENERELL NODEPRISMODELL FOR ET VANNKRAFTSYSTEM.....	68

LISTE OVER FIGURER

Figur 2-1: Nettilknytningsprosessen. Forslag til hvor verktøyet BID3 kan benyttes av nettselskapene er markert i figuren. Inspirert av (Statnett, 2018).....	6
Figur 3-1: Eksempel på prisklarering i det nordiske kraftmarkedet. Inspirert av (Bolkesjø & Rønneseth, 2018).	8
Figur 3-2: Prisområder i Norden. Hentet fra (NOU 2019: 16).	10
Figur 5-1: De viktigste input- og output-dataene i BID3. Inspirert av (AFRY, 2022).	18
Figur 5-2: Lokalisering av tilknytningspunkter for industriforbruk i Case 1.	26
Figur 5-3: Lokalisering av tilknytningspunkter for vindkraft i Case 2.	27
Figur 6-1: Gjennomsnittlige modellerte nodepriser i basis-scenariet i Norge i 2025.	30
Figur 6-2: Modellert kraftforbruk og -produksjon fordelt på produksjonsteknologier i Norden i 2025.	32
Figur 6-3: Modellerte nodepriser over året og gjennomsnittspris i Sør-Norge, Nord-Norge og Midt-Norge.	32
Figur 6-4: Modellert tysk pris, pris i Ertsmyra (knyttet til Tyskland - NordLink) og snittpris i Sør-Norge.	33
Figur 6-5: Gjennomsnittlig pris i noden før og etter tilknytning, samt absolutt prisendring... ..	34
Figur 6-6: Sammenheng mellom pris i noden før tilknytning og prisendring etter tilknytning.	35
Figur 6-7: Gjennomsnittlig modellert prisendring i hele Norge, Nord-Norge, Midt-Norge og Sør-Norge.	36
Figur 6-8: Gjennomsnittlig prisendring for alle noder i regionen tilknytningen finner sted, og gjennomsnittlig prisendring i enkeltnodene.	37
Figur 6-9: Gjennomsnittlig prisendring i alle noder i Norge ved tilknytning i de markerte nodene.	38
Figur 6-10: Endring i samfunnsøkonomisk overskudd (SO) for hele Norge ved tilknytning i noden, fordelt på endring i konsument- og produsentoverskudd (KO og PO) og flaskehalsinntekter (CR = Congestion rent).	39
Figur 6-11: Gjennomsnittlig pris i noden før og etter tilknytning, samt absolutt prisendring.	42
Figur 6-12: Varighetskurver for pris i Varanger (NO4) og Ørsta (NO3) før og etter tilknytning av ny vindkraft.	43

Figur 6-13: Sammenheng mellom pris i noden før tilknytning og prisendring etter tilknytning.	44
Figur 6-14: Gjennomsnittlig prisendring i hele Norge, Nord-Norge, Midt-Norge og Sør-Norge.....	44
Figur 6-15: Gjennomsnittlig prisendring for alle noder i regionen tilknytningen finner sted, og gjennomsnittlig prisendring i enkeltnodene.....	45
Figur 6-16: Gjennomsnittlig prisendring i alle noder i Norge ved tilknytning av vindkraft i nodene som er markert i figuren.	46
Figur 6-17: Endring i samfunnsøkonomisk overskudd (SO) for hele Norge ved tilknytning i nodene, fordelt på endring i konsument- og produsentoverskudd (KO og PO) og flaskehalsinntekter (CR = Congestion rent).....	47
Figur 6-18: Endring i gjennomsnittspris i nodene før tilknytning og prisendring og velferdsendring etter tilknytning med værårene 1989, 1995 og 2009.	51
Figur 6-19: Påvirkning av ny vannverdiberegning på prisendring i noden og velferdsendring etter tilknytning.	52
Figur 6-20: Endring i gjennomsnittspris i noden ved dobling av tilknyttet energivolum.....	53

LISTE OVER TABELLER

Tabell 5-1: Forutsetninger for CO ₂ - og brenselspriser i analysen.	22
Tabell 5-2: Modellert årsforbruk (TWh) og installert kapasitet (GW) i Norden i 2025.	23
Tabell 5-3: Utvalgte tilknytningspunkter basert på (NVE, 2022b).	27
Tabell 6-1: Gjennomsnittlig modellert pris per region i basis-scenariet.	31
Tabell 6-2: Modellert gjennomsnittlig prosentvis prisøkning i hvert prisområde.	35
Tabell 6-3: Gjennomsnittlig endring i samfunnsøkonomisk overskudd per prisområde.	40
Tabell 6-4: Modellert gjennomsnittlig prosentvis prisendring i hvert prisområde.	42
Tabell 6-5: Gjennomsnittlig endring i samfunnsøkonomisk overskudd per prisområde.	48

LISTE OVER FORKORTELSER

TSO Transmission System Operator

ENTSO-E European Networks for Transmission System Operators for Electricity

PTDF Power Transfer Distribution Factors

FBMC Flow Based Market Coupling

PEMMDB Pan-European Market Modelling Database

MAF Mid-term Adequacy Forecast

ACER Agency for the Cooperation of Energy Regulators

LMP Locational Marginal Pricing

OPF Optimal Power Flow

CR Congestion rent

RES Renewable Energy Sources

RME Reguleringsmyndigheten for energi

1 INNLEDNING

1.1 Innledning

Europas planer om å bli klimanøytrale i løpet av de neste tiårene gjør at kraftsystemet i Norge og Norden står overfor store endringer, som økende kraftforbruk, mer fornybar energiproduksjon og utfasing av fossil energi. Norge har konkurransedyktige kraftpriser og en stor andel fornybar, fleksibel produksjon, som gir gode betingelser både for elektrifisering og ny, grønn næringsutvikling. Dette er noen av årsakene til at det forventes at både kraftforbruket og -produksjonen i Norge vil øke betraktelig de kommende årene (Statnett, 2021c).

Lokalisering av forbruk og produksjon er sentralt for nettutviklingen. Historisk sett har forbruk og produksjon i stor grad vært samlokalisert. Vannkraftverk har vært plassert i nærheten av store industriområder og har kunnet forsyne forbruk uten behov for å bygge nytt nett, og kapasiteten i nettet har vært god i de fleste deler av landet. Det grønne skiftet og elektrifiseringen av samfunnet konkretiseres i en omfattende økning av tilknytningsforespørsler til nettselskapene over hele landet. Siden 2018 har Statnett behandlet tilknytningssaker med til sammen 26 000 MW omsøkt volum, hvorav 95 % av volumet besto av forbruk i 2020 og 2021 (Statnett, 2021c). Store deler av tiltakene er lokalisert i områder med nærhet til eksisterende industri og langt unna områdene kraften produseres. Dette gjør at behovet for utbygging av nett øker, og kapasiteten i nettet minker. På produksjonssiden forventes det også et økende antall forespørsler knyttet til havvind (Statnett, 2021c).

Offentlige aktører har begynt å anerkjenne utfordringene knyttet til den store pågangen av tilknytningssaker hos nettselskapene og at kapasiteten i nettet blir stadig mindre (Løken & Aarrestad, 2021). Regjeringen har satt ned et utvalg for å vurdere fremtidens strømmnett, med fokus på tiltak som kan redusere behandlingstid for konsesjonssøknader for nye nettanlegg (Hanssen, 2022). NVE har også varslet at de vil prioritere søknader som omhandler beredskap og generell forsyningssikkerhet og nedprioritere søknader knyttet til nytt forbruk (NVE, 2021). Statnett har en nettavtale på høring med forslag om oppdaterte prinsipper for effektgrenser og mulighet for å trekke tilbake kapasitet som ikke brukes (Løken & Aarrestad, 2021).

Den store pågangen av kunder som ønsker nettilknytning i tillegg til sterk forventet vekst i både forbruk og produksjon, gjør at det er viktig at nettselskapene i Norge har effektive måter å tilrettelegge for nettilknytning og -utbygging på. Et modellverktøy som kan gi en indikasjon på kapasiteten i nettet, og hvilke punkter som er best egnet for tilknytning, kan derfor være svært nyttig. Dette kan bidra til at for eksempel ny industri kan veiledes til egnede lokasjoner som ikke krever store nettoppgraderinger og lang saksbehandlingstid.

En måte å indikere kapasiteten i nettet på er gjennom nodepriser. Nodeprising er en metode for å bestemme markedsklarerte priser som er beregnet for en rekke knutepunkter (noder) i overføringsnettet (Antonopoulos et al., 2020). Prisene vil gjenspeile den lokale verdien av kraften, både kostnaden ved å produsere energi i punktet og kostnaden ved å levere den. Forskjellene i pris mellom de ulike nodene reflekterer kostnaden ved overføring. Slik gir prisene et bilde av hvordan kapasiteten i nettet utnyttes i de ulike tilknytningspunktene. I denne oppgaven benyttes en detaljert nodeprismodell for å undersøke hvordan denne kan bidra til en mer effektiv tilknytningsprosess. Den konkrete problemstillingen i oppgaven er definert i kapittel 4.2.

1.2 Oppgavens oppbygning

Oppgavens oppbygning er som følger: I kapittel 2 gjøres det rede for oppgavens bakgrunn ved å gi leseren en innføring i nettilknytningsprosessen og behovet for effektivisering av denne. I kapittel 3 presenteres det teori om det nordiske kraftmarkedet og kraftprisenes rolle, samt en utgreiing om hva nodepriser reflekterer og hvordan nodepriser gir signaler om lokalisering av forbruk og produksjon. I kapittel 4 gis en oversikt over tidligere studier innenfor nodeprising, og oppgavens problemstilling defineres. Kapittel 5 beskriver modellen og metoden som er benyttet i oppgaven. I kapittel 6 presenteres resultatene fra basis-scenariet og fra to caser, som fungerer som eksempler på hvordan Statnett og andre nettselskaper kan bruke modellverktøyet for å undersøke hvilke punkter som er egnet til tilknytning av industriforbruk og vindkraft. I tillegg presenteres resultatene fra sensitivitetsanalysene. I kapittel 7 diskuteres analysens forutsetninger og modellens kvalitet, og hvordan innsikten fra resultatkapittelet kan benyttes i Statnett sin tilknytningsprosess. Kapittel 8 redegjør for oppgavens konklusjon og videre arbeid.

2 BAKGRUNN

I denne oppgaven undersøkes det hvordan en nodeprismodell kan brukes for å gjøre nettilknytningsprosessen mer effektiv. For å sette dette i kontekst gis det i dette kapittelet en oversikt over nettilknytningsprosessen i Statnett og hvilke vurderinger som gjøres før kundene kan koble seg til kraftnettet. I tillegg utdypes behovet for en mer effektiv nettilknytningsprosess. En mer detaljert oversikt over hele tilknytningsprosessen kan finnes her (Statnett, 2018).

2.1 Nettilknytningsprosessen

Det er flere steg på veien fra tilknytningskunden har en idé til et prosjekt, til nettavtalen er på plass og kunden kan knyttes til nettet. Kunden kan søke om tilknytning direkte til de lokale nettselskapene, men i alle tilfeller der volumet som omsøkes påvirker transmisjonsnettet, skal tilknytningen avklares med Statnett (Statnett, 2018). Større kunder søker direkte til Statnett. Nettselskapene har en leveringsplikt som er regulert i §3-3 i Energiloven, som innebærer at de er pålagt å tilknytte nye forbruks- og bedriftskunder til nettet så lenge tilknytningsbehovet er lavere enn 22 kV (Energiloven, 1991). Hvis tilknytningen krever investeringer i nettet, skal kunden betale anleggsbidrag etter gjeldende regler. Nettselskapene er også regulert etter tilknytningsplikten (§3-4 i energiloven) som forplikter dem til også å tilknytte forbruk og produksjon som ikke er omfattet av leveringsplikten, uavhengig av om det krever nettinvesteringer eller ikke (Løken & Aarrestad, 2021). At alle som ønsker skal få tilgang til kraftmarkedet ved å knytte seg til strømmettet, er et viktig premiss i energiloven og en grunnleggende forutsetning for et effektivt kraftmarked (Wangensteen, 2012).

Det første steget i prosessen etter at kunden har meldt interesse for nettilknytning, er veiledning fra nettselskapet. Veiledningen dreier seg om å undersøke om det ser ut til å være kapasitet i eksisterende eller planlagt nett, og om det eventuelt blir behov for å gjøre tiltak i nettet og kostnadsrammer for dette (Statnett, 2018). Andre steg i prosessen er å sende inn en formell søknad med informasjon nettselskapet trenger for å gjøre en kapasitetsvurdering, som type produksjon eller forbruk, beliggenhet, tilknytningspunkt, spenningsnivå, ønsket makseffekt og variasjon over året. Det er altså opp til kunden å melde inn ønsket tilknytningspunkt i forkant av nettselskapets kapasitetsvurdering. Deretter vurderer Statnett om det er ledig kapasitet i transmisjonsnettet. Denne prosessen følger av nettselskapenes utredningsplikt, som innebærer at de må utrede om det er driftsmessig forsvarlig å tilknytte den nye produksjonen eller forbruket til kraftnettet (Løken & Aarrestad, 2021).

Disse analysene er omfattende og tidkrevende, og gjøres med detaljerte nettmodeller for beregning av lastflyt. I første omgang analyseres det om tilknytningen er driftsmessig forsvarlig uten bruk av virkemidler, ved å ta høyde for forventet utvikling i alminnelig forbruk, andre tilknytningssaker og eventuell reservert kapasitet i området (Statnett, 2018). Det legges vekt på om forskriftsmessige krav til strøm- og spenningsgrenser overholdes, uten at det går utover eksisterende tilknytning til andre kunder, og om forespurt tilknytning gir mulighet til å utøve systemansvaret etter gjeldende retningslinjer. Dersom disse kriteriene ikke oppfylles, må tilknytningen vurderes ved bruk av systemansvarliges virkemidler eller eventuelt nødvendige tiltak i nettet. I de aller fleste tilfeller der tilknytningen krever investeringer i nettet, utløses anleggsbidrag fra kunden. Ved ledig kapasitet får kunden et tilbud om å bestille nettkapasitet innen en gitt frist, som så reserveres til kunden.

2.2 Behov for effektivisering av nettilknytningsprosessen

Historisk sett har det ikke vært store problemer knyttet til reservasjon av kapasitet i nettet til tilknytningskundene, ettersom kapasiteten har vært god i de fleste deler av landet (Løken & Aarrestad, 2021). Den pågående elektrifiseringen gjør behovet for elektrisitet større, og det er store planer om utbygging i hele landet, både på forbruks- og produksjonssiden. Dette skaper knappet i nettet. Nettselskapene får stadig flere henvendelser om tilknytning, og kapasiteten som etterspørres er større enn tidligere. Størrelsesordenen på de fleste søknadene er mellom 50 og 500 MW (Statnett, 2020). Ettersom nettselskapene er regulert av både leveringsplikten og tilknytningsplikten, og dermed er pålagt å svare ut og gjøre analyser for alle forespørsler, kan behandling av nettilknytningssaker fort bli en flaskehals for elektrifisering, industriutvikling og utbygging av ny produksjon. Det er derfor et behov for effektivisering av nettilknytningsprosessen i Norge.

DNV utviklet nylig, på oppdrag fra Energi Norge, et forslag til en ny bransjenorm for nettilknytning. Formålet med denne rapporten var å bidra med måter å effektivisere både arbeidsprosesser hos nettselskapene generelt, men også å få mer enhetlige prosesser på tvers av nettselskapene når det gjelder tilknytning av ny produksjon og nytt forbruk (Løken & Aarrestad, 2021). Rapporten baserer seg på innspill fra nettselskaper og nettkunder, og presenterer både hva som fungerer og utfordringer i alle deler av tilknytningsprosessen.

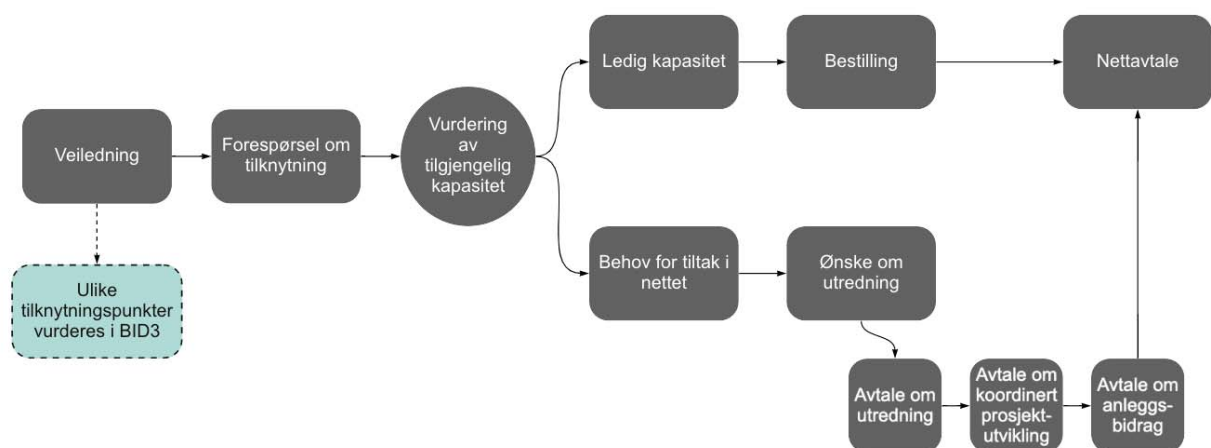
En av de gjennomgående tilbakemeldingene fra nettkundene som omtales i rapporten, er at de opplever at nettselskapene handler for sekvensielt, og at de i liten grad har oversikt over de beste tilgjengelige tilknytningspunktene før en mulig kunde tar kontakt. Kundene ønsker informasjon om hvor i nettet det er ledig kapasitet, og hvor mye kapasitet som kan tildeles i spesifikke tilknytningspunkter. Dette gjelder ifølge rapporten særlig Statnett, men også de lokale nettselskapene (Løken & Aarrestad, 2021). Tilbakemeldinger fra kundene viser også at mange nettselskaper unngår å gi uforpliktende veiledning uten at kundene forplikter seg til å bestille kapasitet, antakeligvis fordi det er for tidkrevende å utføre analyser i mange ulike tilknytningspunkter. Dette gjør det vanskelig for tilknytningskundene å drive tidligfaseundersøkelser og vurdere ulike lokasjoner for sine prosjekter. I stortingsmeldingen «Energi til arbeid» understrekes nettselskapenes rolle i å veilede nettkunder slik at tilknytningen kan skje i et godt egnet tilknytningspunkt (Meld. St. 36 (2020–2021)).

Flere andre land har kommet lenger enn oss i effektiviseringen av nettilknytningsprosessen. I Storbritannia har de for eksempel på nettsidene til National Grid, som er systemansvarlig (heretter kalt TSO), et kapasitetskart tilgjengelig for hjelpe tilknytningskunder å undersøke tilgjengelig kapasitet i transmisjonsnettet (Løken & Aarrestad, 2021). Brukeren velger type forbruk eller produksjon og installert effekt, og får opp et kart med fargekoder på tilgjengelige tilknytningspunkter og generiske kostnadsestimater for de ulike punktene.

En av konklusjonene fra Energi Norges bransjenorm for nettilknytning, er en anbefaling om å lage et felles offentlig system som viser tilgjengelig kapasitet i nettet og grove kostnadsestimater for de ulike tilknytningspunktene (Løken & Aarrestad, 2021). En regional og/eller nasjonal oversikt over hvor det er tilgjengelig kapasitet i nettet, kan brukes til å veilede nettkunder til egnede tilknytningspunkter. Et slikt verktøy kan både redusere saksbehandlingstid for nettselskapene og potensielt investeringer i nytt nett, ettersom tilknytninger som krever store oppgraderinger av nettet eller som ikke ville blitt bygget på grunn av for høye kostnader, kan unngås. Også en ekstern rapport fra Reguleringsmyndigheten for energi (RME), utført av Ernst & Young, konkluderer med en anbefaling om å lage et digitalt verktøy for tilknytninger som skal gi informasjon til slutt kunder om hvor i nettet det er ledig kapasitet (Ernst & Young, 2021).

Det finnes allerede noen initiativer og FoU-prosjekter for å utvikle verktøy som viser ledig kapasitet i nettet. Et av dem er Agder Energis prosjekt, Data – Arena, som er støttet av forskningsrådet. De holder på å utvikle et verktøy som skal gi signaler om lokalisering og kostnader i nettet i Agder (Hilde, 2020).

Denne oppgaven tar utgangspunkt i en nodal versjon av kraftmarkedsmodellen BID3, og undersøker hvordan den kan benyttes til å lokalisere egnede tilknytningspunkter i nettet. Modellen kan for eksempel brukes til å kommunisere til kunder hvor det er ledig kapasitet i nettet, og gjøre analyser av hvordan tilknytning av forbruk og produksjon påvirker nodeprisene og dermed kapasiteten. Dette kan gjøre det lettere for Statnett å gi kundene raskere tilbakemeldinger i en tidlig fase av tilknytningsprosessen om hvilke punkter som er mest aktuelle for tilknytning. Det er ikke tenkt at dette verktøyet skal erstatte de omstendelige lastflytanalysene som gjøres ved vurdering av tilgjengelig kapasitet for å sikre at tilknytningen er driftsmessig forsvarlig. Dersom verktøyet viser seg å være egnet til å vurdere kapasiteten i ulike noder, er det tenkt at det kan benyttes i veiledningsfasen, slik at det går mye raskere for nettselskapet å finne de beste egnede tilknytningspunktene og gi kundene uforpliktende veiledning om hvor de bør tilknytte sitt prosjekt. Figur 2-1 illustrerer de ulike stegene i nettilknytningsprosessen hos Statnett, og hvor i prosessen dette verktøyet kan tenkes å spille en rolle.



Figur 2-1: Nettilknytningsprosessen. Forslag til hvor verktøyet BID3 kan benyttes av nettselskapene er markert i figuren. Inspirert av (Statnett, 2018).

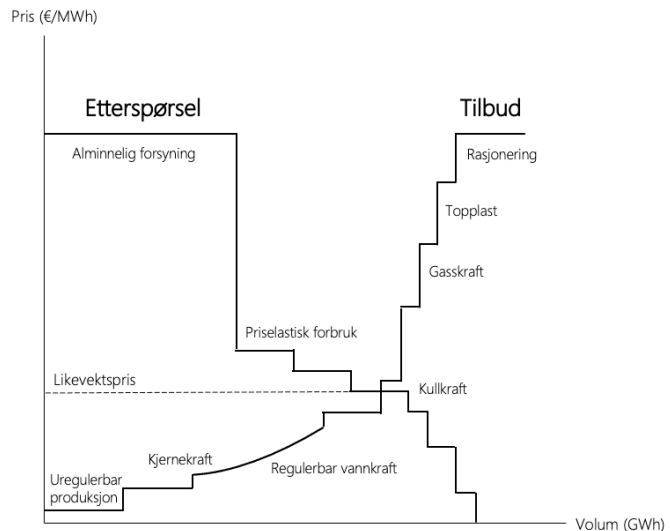
3 TEORI

3.1 Prisdannelsen i kraftmarkedet

Det overordnede målet med virkemiddelbruken i kraftsystemet er, i tråd med energilovens formålsparagraf, at produksjon, overføring, omsetning og bruk av energi skal skje på en samfunnsmessig rasjonell måte (Energiloven, 1991). Samfunnsøkonomisk effektivitet er sentralt for å sikre en samfunnsmessig rasjonell drift og langsiktig utvikling av kraftsystemet. Samfunnsøkonomisk effektivitet kjennetegnes ved at det samfunnsøkonomiske overskuddet av forbruk og produksjon av kraft er størst mulig. Dette kan under visse forutsetninger etableres gjennom et marked (THEMA, 2012). Siden Energiloven av 1990 trådte i kraft i 1991, har det norske kraftmarkedet derfor vært deregulert og liberalisert, som vil si at kraftproduksjonen og -omsetningen er konkurranseutsatt (Bye & Hope, 2007). En markedspris skal sikre likhet mellom tilbud og etterspørsel. Dette er spesielt viktig i kraftmarkedet, der kraften som produseres må brukes umiddelbart ettersom strømmen ikke kan lagres, og det alltid må være balanse mellom forbruk og produksjon.

Siden år 2000 har Norge, Sverige, Finland og Danmark vært del av den felles nordiske kraftbørsen, Nord Pool. Hver dag beregnes det en systempris for kraft i hver time det påfølgende døgnet på kraftbørsen (Nord Pool, 2020). Produsentene melder inn hvor mye de vil produsere til gitte prisnivåer. Budene skal gjenspeile verdien produsentene mener at produksjonen har, som i stor grad reflekterer produsentenes variable kostnader. Konsumentene melder inn hvor mye som forbrukes til ulike prisnivåer. I et frikonkurransemarked er den samfunnsøkonomiske effektive tilpasningen gitt der det er likhet mellom den marginale kostnaden ved å produsere en ekstra enhet kraft og den marginale betalingsvilligheten for enheten (Bye et al., 2010). Alle kraftverkene rangeres etter stigende enhetskostnader, kalt «merit order», som utgjør tilbudskurven til produsentene. Markedsprisen blir dermed gitt ved marginalkostnaden for den siste produserte enheten som dekker etterspørselen i markedet. Dette sørger for at energiresursene med lavest kostnader til enhver tid benyttes, slik at etterspørselen etter kraft dekkes på en kostnadseffektiv måte. Prisdannelsen er illustrert i Figur 3-1.

Det nordiske kraftsystemet er i stor grad et vannkraftbasert system, i tillegg til at noe av produksjonen dekkes av termiske verk basert på kull og kjernekraft, og en stadig økende andel vindkraft. Samtidig er det nordiske kraftmarkedet knyttet til det europeiske gjennom overføringskabler, som gjør at kraftprisene i Norden også påvirkes av termisk produksjon og timer med mye vindkraft i Europa. Den norske kraftprisen påvirkes av en rekke



Figur 3-1: Eksempel på prisklaring i det nordiske kraftmarkedet. Inspirert av (Bolkesjø & Rønneseth, 2018).

faktorer som fører til endringer i tilbudskurven og etterspørselskurven. Kraftbalansen er avgjørende for langsiktige prisvariasjoner, ved at overskudd av kraft trekker i retning av lavere priser. Tilgjengelighet av produksjonsanlegg vil påvirke prisene, ved at nedetid for kraftverk som følge av vedlikehold og reparasjon vil trekke prisen opp. Temperaturvariasjoner påvirker etterspørselen siden lave temperaturer øker behovet for kraft. Lave temperaturer sammenfaller også ofte med lav vannkraftproduksjon, som øker prisvirkningene ytterligere. Også variasjoner i vind og nedbør vil påvirke den uregulerbare vind- og elvekraften og føre til lavere priser.

Tilslutning til vannkraftverkene har stor betydning for den norske kraftprisen. I vannkraftverk med lagringsmulighet avgjøres vannets verdi av den alternative verdien ved å bruke vannet i dag og heller lagre det og produsere på et senere tidspunkt til en høyere pris. Vannets verdi påvirkes også av begrensningene relatert til vannkraftsystemet (Bye et al., 2010). Disse begrensningene prissettes, og skyggepriser kan beregnes for grensene. Med en begrenset mengde vann vil en vannkraftprodusent forsøke å bruke dette vannet slik at det erstatter den dyreste alternative termiske produksjonen over tid. Den alternative verdien av vannet kalles vannverdien, og brukes av produsentene når de tilpasser sin produksjon. Dette gjør at hvor stort tilslaget til kraftverkene er, påvirker vannverdien. Høyt tilslag og magasininfylling fører til lavere alternativverdi, som trekker prisene ned, og motsatt. Brenselsprisene for termiske kraftverk og CO₂-prisen i land vi handler med, er i de fleste tilfeller de viktigste driverne for kraftprisen i Norge. Årsaken til dette er at alternativverdien i vannkraftverkene avhenger av brenselsprisene, og at vannkraften har en så sentral rolle i kraftsystemet i Norden.

3.2 Flaskehalser og flaskehalshåndtering

En annen viktig faktor som påvirker kraftprisene, er begrensninger i overføringskapasitet. Produksjon og forbruk er knyttet sammen gjennom kraftnettet, som består av kraftlinjer, kabler, transformatorer og andre komponenter (Bye et al., 2010). Norge, Sverige, Finland og Øst-Danmark er del av et felles synkronområde, som vil si at landene er knyttet sammen gjennom et integrert, sentralt vekselstrømnett der frekvensen må være i balanse til enhver tid (NVE, 2022a). I et vekselstrømnett bestemmes flyten av fysiske lover, og det er ikke mulig å styre flyten i nettet. Komponentene i kraftnettet har termiske grenser som ikke kan overskrides, i tillegg til at nødvendige krav til spenning og stabilitet må være oppfylt. Hvilke av disse forholdene som blir begrensende for hvor mye som kan overføres på linjer eller snitt (flere linjer som samlet har en gitt kapasitetsgrense) avhenger av hvilke produksjonsanlegg som er innkoblet, impedansforholdene i nettet, hvilken retning flyten går og hvor mye effekt som flyter på andre forbindelser (Bye et al., 2010).

I situasjoner der det er behov i markedet for høyere overføring i nettet enn det overføringsgrensene på linjene kan tillate, oppstår det flaskehalser. Hvis overføringsbegrensninger er bindende, må billig produksjon som er lokalisert lenger unna erstattes av dyrere lokal produksjon for å redusere kraftflyten (Green, 2007). I området med import-flaskehals vil den optimale prisen på kraft øke til marginalkostnaden til det lokale, dyre kraftverket, eller til det nivået som reduserer forbruket til mengden tilgjengelig produksjon. Derfor fører flaskehalser til et samfunnsmessig tap. I det nordiske kraftmarkedet i dag håndteres langvarige flaskehalser ved inndeling av kraftmarkedet i budområder, som er vist i Figur 3-2 (NOU 2019: 16). Kraftprisen klareres basert på tilbudet og etterspørselen etter kraft innad i hvert område, og den tilgjengelige overføringskapasiteten mellom områdene. Fastsettelsen av kapasitet mellom budområdene gjøres av TSO-ene basert på forventet kapasitet gitt markedsforholdene, og inngår som handelsgrenser mellom områdene når markedet klareres (Bye et al., 2010).

Problemet med denne metoden er at markedsklarering basert på en aggregert transportkanalmodell ikke tar hensyn til de fysiske lovene som strømmen styres av. Dette gjør at produksjons- og forbruksplanen som fastsettes ved prisdannelsen kan gi løsninger som i virkeligheten ikke kan realiseres. Det kan oppstå flaskehalser innad i budområdene, som må løses av TSO-en ved å bruke mothandel og/eller spesialregulering (Statnett, 2017). Det vil si at produksjon og forbruk opp- eller nedjusteres i etterkant av markedsklareringen gjennom regulerkraftmarkedet for å sikre balanse mellom forbruk og produksjon. Dette påfører TSO-en kostnader.



Figur 3-2: Prisområder i Norden. Hentet fra (NOU 2019: 16).

3.3 Nodepriser

En annen måte å håndtere flaskehalser på, er nodeprising. Nodeprising er en metode for å bestemme markedsklarerte priser for en rekke punkter i nettet, kalt noder. Hver node representerer en fysisk lokasjon i overføringsnettet, inkludert kraftverk og laster. I økonomisk teori er nodeprising den sosialt optimale løsningen for kortsiktig, effektiv prisklarering (Green, 2007). Flere markeder i USA, deriblant PJM, New York, Texas og California, og markeder i både Latin-Amerika, New Zealand og Australia har innført nodeprising som markedsklarerende mekanisme i ulike utstrekninger (Mathiesen, 2011). I denne oppgaven vurderes det ikke hvorvidt nodeprising bør innføres i det norske systemet eller ikke, men hvordan nodeprissimuleringer av det nordiske markedet kan benyttes av Statnett til å lokalisere hvilke tilknytningspunkter som er best egnet til tilknytning. Dette kapittelet skal derfor gi innsikt i hva nodeprisene reflekterer.

Schweppe et al. (1988) var en av de første som kombinerte mikroøkonomisk teori med informasjon om kraftsystemets fysiske egenskaper og dannet grunnlaget for teorien om spotprising, også kalt nodeprising eller Locational Marginal Pricing (LMP).

Prisen i hver node reflekterer den stedsbaserte verdien av kraft, som inkluderer både kostnadene ved å produsere energien og kostnadene ved å levere den. Leveringskostnaden inkluderer tap ved overføring og kostnaden ved redusert kapasitet i nettet. Nodeprisen bestemmes ved å beregne den marginale kostnaden ved å dekke en ekstra enhet med last i hver respektiv node underlagt systembegrensningene, og klareres der tilbudet fra den marginale produksjonsenheten er lik etterspørselen i noden. Prisforskjellen mellom to noder reflekterer kostnaden ved kraftoverføring mellom de to nodene (Antonopoulos et al., 2020). Nodene vil ha ulik påvirkning på flaskehalsene i systemet, og den marginale påvirkningen fra hver node på hver flaskehals, og kostnaden forbundet med dette, reflekteres i nodeprisen. Siden prisene tar hensyn til kapasiteten i det fysiske nettet, vil for eksempel en node med lavere pris indikere at det er ledig kapasitet i noden for tilknytning av forbruk. En node med høy pris reflekterer knapphet på produksjons- og/eller overføringskapasitet.

I det følgende tas det utgangspunkt i en generell overføringsmodell presentert i Førstund (2015), for å illustrere kompleksiteten i nodeprisene og hva de reflekterer (utfyllende matematisk modell finnes i Vedlegg A). Modellen er basert på en vannkraftøkonomi, men kan enkelt generaliseres ved å tolke vannverdien som marginalkostnaden til alternative produksjonsteknologier. De optimale prisene i hver node i nettet beregnes ved å løse et velferdsmaksimeringsproblem gitt begrensninger om at produksjon må være lik forbruket pluss tapene ved overføring i hver node, og at flyten på alle linjene ikke kan overstige kapasiteten (Green, 2007). Kraftprisen klareres i modellen der vannverdien (marginalkostnaden) er lik marginal betalingsvillighet for netto kraftproduksjon, etter at tapene og kapasitetsbegrensningene er tatt hensyn til. Eventuelt vil nodeprisen reflektere systemkostnadene ved at det ikke er mer ledig kapasitet i nettet. Det antas i modellen at forbrukere og produsenter er lokalisert i ulike noder, slik at nodene kan beskrives som enten forbruks- eller produksjonsnoder (Førstund, 2015).

I forbruksnodene vil prisen konsumenten står overfor være summen av alternativkostnaden ved å øke forbruket marginalt (skyggeprisen på energibalansen), det marginale tapet som oppstår ved en marginal økning i forbruk og et uttrykk for kapasitetsbegrensningen. De sosialt optimale prisene er forskjellige i hver node fordi tap og kapasitetsbegrensninger varierer, basert på nettets topologi. Forbrukere i noder som genererer større tap og begrenser kapasiteten på marginen vil på denne måten motta insentiver til å redusere sitt forbruk.

Vannverdien i produksjonsnoden tilsvarer skyggeprisen på energibalansen minus uttrykket for systemtap og kapasitetsbegrensningen. Den tilsvarer prisen produsenten faktisk sitter igjen med når tap og kapasitetsbegrensning på linjene er tatt hensyn til i modellen. Dersom det ikke var tap i nettet, ville vannverdien tilsvart den optimale prisen i forbruksnoden. Produksjonsnoden med høyest sum av totalt tap og flaskehals på marginen vil ha den laveste vannverdien, og produksjon i disse nodene vil dermed bli billigere (Vøllestad, 2008). Hvis kapasitetsbetingelsen er bindende, kan billig produksjon måtte byttes ut med dyrere, lokal produksjon (som har høyere alternativkostnad) for å redusere kraftflyten (Vøllestad, 2008). Resultatet av å inkludere tap og flaskehalser i modelleringen er en lavere vannverdi i produksjonsnoden, og en høyere sosialt optimal pris i konsumentnoden fordi etterspørselen må reduseres til den mengden elektrisitet som faktisk er tilgjengelig (Green, 2007).

3.4 Nodepriser som investeringssignaler

Det er generelt stor enighet i litteraturen om at nodepriser gir gode investeringssignaler fordi den fullstendige marginalkostnaden ved å møte forbruket reflekteres både i tid og sted. Dette belyses her for å underbygge hypotesen om at nodeprissimuleringer er velegnet til å identifisere gode eller mindre gode tilknytningspunkter i nettet. Flere studier påpeker at nodepriser gir bedre allokeringssignaler enn de andre prismekanismene, og kan gi verdifull innsikt i analyser om lokalisering av produksjon, forbruk og overføringsinvesteringer (Leuthold et al., 2005). Dersom mengden vindkraft som mates inn på nettet for eksempel er for høy til å integreres, oppstår det lave strømpriser i den aktuelle regionen. Hvis slike situasjoner oppstår ofte, vil prisnivået falle og investeringene bli ulønnsomme (Schmidt & Zinke, 2020). Det samme gjelder etterspørselssiden og investeringer i forbrukerfleksibilitet. Regioner med lave priser er mer attraktive for energiintensiv industri, og lokasjoner med store fluktuasjoner i prisen gir insentiver til økt forbrukerfleksibilitet. Slik skaper systemer med nodeprising dynamiske insentiver for lokalisering av produksjon og forbruk (Green, 2007).

I IRENA-rapporten «Increasing Space Granularity in Electricity Markets» beskrives det også hvordan stedsbaserte priser bedre reflekterer økte forekomster av flaskehalser i nettet ved implementering av mer variable energiressurser som vindkraft, og at nodepriser kan bidra til å gi nødvendige prissignaler for å oppfordre produsenter til å investere i økt kapasitet på «riktige» lokasjoner i nettet (IRENA, 2019). I kraftmarkeder som har nodeprising som markedsklarerende mekanisme, brukes prisene som et lokaliseringssignal for nettkunder og fungerer i praksis som en guide for å planlegge investeringer (Verhaeghe et al., 2018).

I Eicke et al. (2020) gjøres en analyse av hvilke signaler som påvirker lokalisering av investering i produksjonskapasitet. Lokale markedspriser trekkes her frem som et av de beste signalene for investeringsbeslutninger fordi nodepriser reflekterer den tidsmessige variasjonen i verdiforskjellen av produksjon mellom lokasjoner. Av dette kan det trekkes ut at nodepriser gir verdifull informasjon om hvor i nettet forbruk og produksjon bør lokaliseres.

4 PROBLEMSTILLING

Hensikten med dette kapitlet er å gjøre rede for oppgavens problemstilling. Kapittel 4.1 gir en oversikt over den mest relevante litteraturen innenfor temaet nodeprising. I kapittel 4.2 defineres oppgavens problemstilling og forskningsspørsmål. Kapittel 4.3 presiserer oppgavens avgrensninger.

4.1 Tidligere studier

Siden teorien om effektive, stedsbaserte priser ble utviklet av Schweppe et al. (1988) på slutten av 80-tallet, og videreutviklet av Hogan (1992), har nodeprising blitt grundig behandlet i litteraturen. Det er stor enighet blant forskere om at nodeprising er den mest effektive metoden for å håndtere kortsiktige flaskehalser (Mathiesen, 2011). Litvinov (2009) gir en oversiktlig presentasjon av status for flaskehalshåndtering med nodepriser, inkludert problemer som markeds- og systemoperatører står overfor og retningen forskningen på feltet har tatt. En annen oversikt som tar for seg nyere utvikling innen nodeprising gis av Weibelzahl (2017). Chen et al. (2002) gir en god teknisk beskrivelse av hva nodeprisene faktisk reflekterer, ved å utvikle en metode for å dekomponere nodeprisene i ulike faktorer relatert til produksjon, flaskehalser, spenningsgrenser og andre begrensninger. På denne måten kan nodeprisene teoretisk spores til de ulike faktorene som til sammen utgjør nodeprisen, selv om vekselstrømmer generelt ikke kan identifiseres. Wang et al. (2020) adresserer at det er et behov for å avklare både det grunnleggende konseptet og den matematiske formuleringen av nodeprisene. Det gis derfor god innsikt i de vanligste formuleringene av velferdsmaksimeringsproblemet nodeprisene utledes fra. I tillegg introduseres nodepriser som ikke kun tar hensyn til prisklaringen på nodenivå, men også skiller mellom de ulike aktørene som er knyttet til hver node. Med denne metoden vil prisen også reflektere for eksempel en RES-produsents bidrag til de systemomfattende begrensningene.

Det er noen utvalgte empiriske studier som analyserer nodeprising i de europeiske kraftmarkedene. Green (2007) bruker en DC-lastflytsmodell med 13 noder for å undersøke effekten av ulike prisingsmekanismer på kraftmarkedet i England og Wales, og viser at nodeprising øker velferden med 1,3 % sammenlignet med uniform pris. Ding og Fuller (2005) presenterer en metode for å estimere fordelingen av produsent- og konsumentoverskudd ved nodeprising, soneprising og uniform pris, som illustreres på en realistisk representasjon av det italienske transmisjonsnett med 129 noder. Forfatterne understreker at det er behov for en modell som modellerer alle timer over et år, fremfor tre utvalgte timer, for å kunne konkludere om det er produsentene eller konsumentene som vinner på de ulike markedsmekanismene. Det er også flere empiriske studier som tar for seg nodeprising i det tyske kraftmarkedet, blant annet Leuthold et al. (2005), Leuthold et al. (2008), Weigt et al. (2008), Pechan (2017) og Schmidt og Zinke (2020). Alle disse studiene behandler på ulike måter hvordan nodeprising egner seg som prismekanisme fremfor uniform pris i Tyskland ved integrering av økt vindkraftkapasitet.

Også i Norden er det gjort flere empiriske studier om nodeprising. Effektiviteten av en soneprismodell sammenlignet med nodepriser er diskutert i flere artikler, blant annet i Bjørndal og Jørnsten (2001) og Bjørndal og Jørnsten (2007). Det gjennomgående resultatet er at sonepristilnærmingen er en utfordrende metode å håndtere flaskehalser på, fordi inndelingen av sonene kan ha svært store utslag på størrelsen og fordelingen av overskuddene mellom markedsaktørene og nettoperatoren. Bjørndal et al. (2014) undersøker en prismodell der deler av systemet benytter nodeprising og resten soneprising. Modellen testes på et kraftsystem med 13 noder i Norden. Forfatterne konkluderer med at deler av nettet på denne måten utnyttes bedre enn ved en full soneprismodell, men at prisene som gis av hybridssystemet i noen tilfeller kan sende misvisende økonomiske signaler (Bjørndal et al., 2014). Karhinen og Huuki (2020) presenterer en nodeprismodell med 17 noder for det finske kraftsystemet, som i dag har uniform prising, og undersøker om fremtidige endringer i kraftsystemet vil øke prisforskjellene mellom områdene. Fire dager med timesoppløsning i 2020, 2025 og 2030 representerer de ulike scenariene i analysen. Resultatene viser at det oppstår prisforskjeller, men at geografisk diversifisering av vindkraftressurser og planlagte investeringer i overføringskapasitet reduserer de regionale prisforskjellene.

En av de mest detaljerte nodeprisstudiene som er gjort for det nordiske markedet, er utført av Bjørndal et al. (2013). Her sammenlignes effektene for utfallet i day-ahead markedet ved nodeprising, forenklede og optimale sonepriser. Nettverksmodellen som benyttes har 178 noder i Norge, men en mer forenklet modellering av Sverige, Finland og Danmark. Datasettet inkluderer 38 snittbegrensninger for Norge, og analysene baseres på konstruerte budkurver for 8 utvalgte timer i 2009 og 2010. Spørsmål som hvordan produksjons- og forbruksmønstre endres under ulike prismekanismer, hvilke begrensninger som er bindende, hvordan overføringskapasitet påvirker prisene og hvor detaljert modellen burde være for å ha en effektiv markedsløsning undersøkes. Forfatterne trekker frem at for å gjøre grundigere analyser av nodeprising, må det etableres mer konsistente datasett, både med hensyn til kildene som brukes og tidsperiodene som undersøkes (ikke kun enkelttimer), slik at intertemporale hensyn som blokkbud, ramping-begrensninger og vannverdier kan vurderes (Bjørndal et al., 2013).

4.2 Definisjon av problemstilling

Nodeprising er følgelig et tema som er godt behandlet i litteraturen både i Norden og i andre deler av verden, men mange av studiene baserer seg på enkle modeller for et utvalg av enkelttimer med få noder og forenklet nettrepresentasjon. Studiene forsøker hovedsakelig å kvantifisere den samfunnsøkonomiske effekten av å implementere nodeprising sammenlignet med områdepriser eller uniforme priser. At den kortsiktige effektiviteten ved nodeprising er større sammenlignet med områdepriser er godt belyst, men med EU og Norges innføring av flytbasert markedskobling (FBMC) som markeds mekanisme de kommende årene, er innføring av nodeprising i Norden et mindre aktuelt tema (Statnett, 2021a).

Prosessen med å definere en problemstilling for denne oppgaven startet med Statnetts deltakelse i et prosjekt sammen med de andre nordiske TSO-ene, der en nodal versjon av kraftmarkedsmodellen BID3 er benyttet for å gjøre nodeprisberegninger for Norden i 2025. Nodeprisberegningene skal brukes videre som et grunnlag for å gjøre en budområdestudie som de europeiske TSO-ene er pålagt å gjøre av ACER (ACER, 2022). Denne nodeprisberegningen bygger på representative nettdata og reelle snittbegrensninger for hele Norden, stokastisk modellert usikkerhet i vannkraftproduksjonsberegningene og fundamentale budkurver. Beregningene er gjort for et helt sammenhengende år med timesoppløsning. Dette er sannsynligvis den mest detaljerte og presise nodeprismodellen som er laget for Norden. Hvilke utslag en så detaljert nodeprismodell gir, er ikke tidligere undersøkt i litteraturen.

Enkelte tidligere nodeprisstudier har belyst tilknytning av vindkraft til nettet og hvordan dette påvirker nodepriser, men få studier har sett på tilknytning av industriforbruk. Basert på behovet for å gjøre nettilknytningsprosessen mer effektiv for å håndtere det store omsøkte volumet av tilknytningssaker, og behovet for å få bedre oversikt over kapasiteten i ulike punkter, er det relevant å undersøke hvordan en detaljert nodeprismodell kan bidra til å løse disse utfordringene.

Problemstillingen er derfor:

«Hvordan kan kraftmarkedsmodellen BID3s nodale versjon brukes til å lokalisere egnede tilknytningspunkter i nettet?»

Hypotesen er at et kart over modellerte nodepriser gir et godt bilde på kapasiteten i nettet, og dermed kan brukes av nettselskaper til å kommunisere til kunder hvilke punkter som er best egnet for tilknytning av forbruk og produksjon. Dette kan bidra til å gjøre veiledningsfasen av tilknytningsprosessen mer effektiv. For å besvare hovedproblemstillingen er det valgt ut to caser, tilknytning av industriforbruk og tilknytning av vindkraft, som skal illustrere hvordan modellen kan brukes av Statnett. I de to casene besvares følgende forskningsspørsmål, for å kunne undersøke hvordan nodeprisene reflekterer kapasiteten i nettet, og slik lokalisere hvilke tilknytningspunkter som er best egnet for tilknytning av forbruk og produksjon.

- 1) Hvordan varierer prisseffekten i tilknytningsnoder ved tilknytning av industriforbruk og vindkraft i noder i ulike deler av landet?
- 2) Hvordan varierer prispåvirkningen på andre noder ved tilknytning av industriforbruk og vindkraft i noder i ulike deler av landet?
- 3) Hvordan varierer endring av samfunnsøkonomisk overskudd ved tilknytning av industriforbruk og vindkraft i noder i ulike deler av landet?

4.3 Avgrensninger

Tilknytningsprosessen er en omfattende prosess, og dette er ikke et forslag til erstatning av noen eksisterende deler av prosessen. Det presenteres derimot løsning som potensielt kan forenkle veiledningsfasen av prosessen. Det er derfor ikke behov for å sammenligne denne modellen mot modellverktøy som brukes i kapasitetsvurderingen i dag. For å unngå problemer med deling av nettdata og konfidensialitet med de andre nordiske TSO-ene, er oppgaven avgrenset til å vurdere tilknytningspunkter i Norge og samfunnsøkonomi for Norge, og ikke hele det nordiske systemet. Dette er en prisanalyse, så hvordan tilknytningen påvirker flyt i nettet og snittbegrensninger er ikke undersøkt for å begrense oppgavens omfang. Det må også presiseres at dette ikke er en prisprognose, så det legges mindre vekt på utvikling mot 2025 og analysens forutsetninger, og mer vekt på tilnærmingen til hvordan dette verktøyet kan brukes. Resultatene fra de to casene fungerer derfor som eksempler på bruk av modellen.

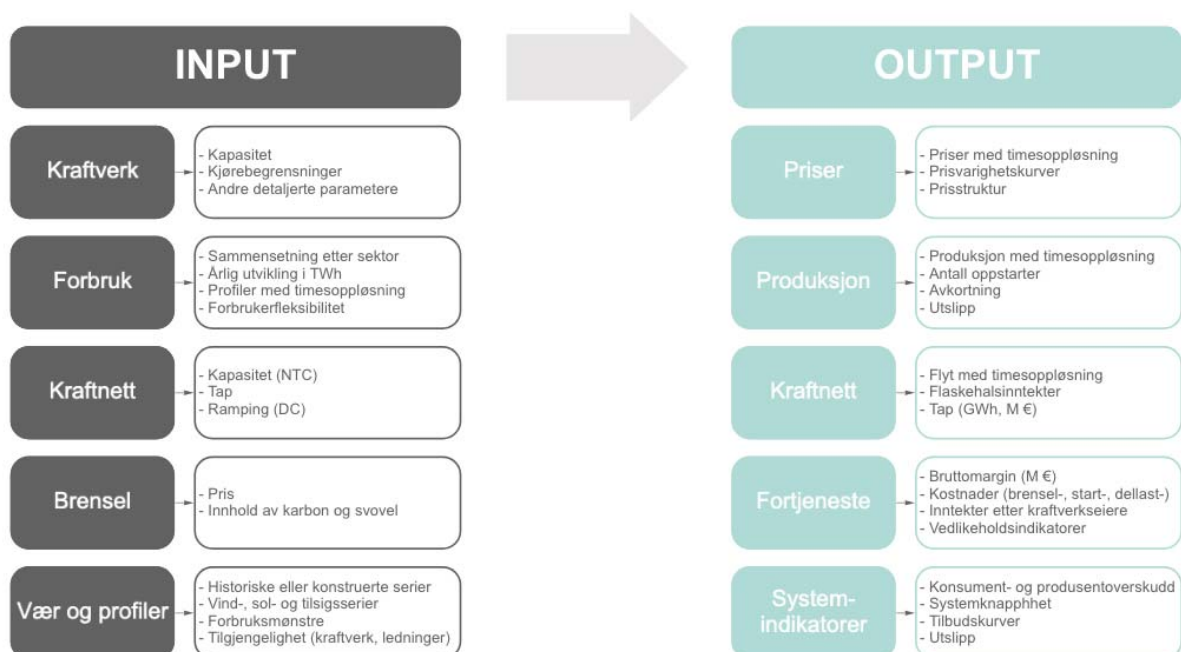
5 METODE

Hensikten med dette kapittelet er å beskrive valg av metoder som er benyttet for å besvare problemstillingen. Metoden som er valgt er kvantitativ, som vil si at den omhandler behandling av data i form av tall, og simuleringer benyttes som forskningsmetode. En simulering vil si at man lar en modell spille seg ut slik at man kan danne seg et bilde av hvor realistisk virkeligheten gjengis basert på forutsetningene man har valgt, og slik få et grunnlag for å forutsi mulige utfall av fremtidige avgjørelser (Skirbekk, 2021). En fordel med simuleringer som forskningsmetode, er at parametre som påvirker resultatene kan justeres, for å undersøke hvor sensitive resultatene er for endringer i input-dataene (Johannessen et al., 2016). I denne oppgaven utføres simuleringer med en nodal versjon av kraftmarkedsmodellen BID3 (AFRY, 2022). Datasettet representerer Norden i 2025, og er som nevnt utarbeidet av de nordiske TSO-ene. Resultatene fra denne nodeprisberegningen er utgangspunktet for basis-scenariet i oppgaven. Den nodale versjonen av modellen BID3 er fortsatt under utvikling, og dette er det største datasettet modellen er testet på. Det er derfor noen mangler ved modelleringen som har medført veldig lang regnetid, i tillegg til at det kan forekomme uventede resultater.

5.1 Beskrivelse av BID3

5.1.1 BID3

BID3 er en fundamental kraftmarkedsmodell som er utviklet av konsultentselskapet AFRY (AFRY, 2022). Modellen er et omfattende og kraftfullt simuleringsverktøy med mange funksjonaliteter, og representerer kraftmarkedet med en «bottom up»-tilnærming. Den optimaliserer kraftproduksjon, lagring og flyt på alle ledninger, med mål om å minimere kostnader og samtidig møte kraftetterspørselen og nødvendige reserver gitt relevante tekniske begrensninger. BID3 gir en detaljert modellering av termiske kraftverk, stokastisk modellering av vannkraftverk med lagringsmulighet for å inkludere effekten av usikkerhet i tilsig, forbrukerfleksibilitet og modellering basert på konsistente værdata. Produksjon for alle kraftverkene i systemet simuleres enkeltvis med timesoppløsning og det tas hensyn til drivstoff- og utslippskostnader, begrensninger i driften og andre systembegrensninger. Modellen klareres i skjæringspunktet mellom tilbuds- og etterspørselskurvene i hver time. Figur 5-1 oppsummerer de viktigste input-dataene som kan inkluderes i modelleringen og hovedresultatene modellen gir.



Figur 5-1: De viktigste input- og output-dataene i BID3. Inspirert av (AFRY, 2022).

5.1.2 Moduler i BID3

BID3 består av flere moduler som kan aktiveres i en kjøring. I dette kapittelet gis en beskrivelse av de modulene som er brukt i simuleringene i denne oppgaven: «Banding»-, «dispatch»- og vannverdimodulen. Beskrivelsene av de ulike modulene og den nodale versjonen bygger på modellens dokumentasjon (BID3 Wiki, 2022).

«Dispatch»-modulen

«Dispatch»-modulen er hovedmodulen i BID3. Modulen sørger for minimering av kostnadene ved produksjon, lagring og overføring av kraft gitt mange tekniske og økonomiske begrensninger. Kostnadene som skal minimeres inkluderer termiske kostnader (produksjonskostnader for alle individuelle kraftverk, oppstartskostnader og kostnader ved «part loading»), kostnader ved vannkraftproduksjon (vannverdi), lagring, sol-, vind- og elvekraft, bruk av overføringsnett og kostnader forbundet med å aktivere forbruksfleksibilitet. Kostnadene minimeres med hensyn til etterspørselsbegrensninger, grenser for produksjonskapasitet, energivolumbegrensninger og overføringskapasitet.

«Banding»-modulen

«Banding»-modulen er utformet for at «dispatch»-modulen skal kunne løses raskere. Kraftverk som ligner på hverandre og har samme egenskaper grupperes sammen, slik at modellen kan forholde seg til grupper i stedet for mange enkelte kraftverk. Dette har flere fordeler, blant annet at minnet som brukes blir redusert fordi det blir færre variabler totalt og det fjernes en viss grad av vilkårlighet fra resultatene.

Vannverdimodulen

Ved aktivering av vannverdimodulen i BID3 modelleres den regulerbare vannkraften ved hjelp av stokastisk dynamisk programmering. Modelleringen av vannkraft er enklere modellert enn i andre kraftmarkedsmodeller, som for eksempel Samnett som også benyttes av Statnett, men gir allikevel en relativt realistisk representasjon av et vannkraftbasert kraftsystem. For en vannkraftprodusent er det alltid usikkerhet forbundet med hvor mye vann som skal brukes til produksjon og hvor mye vann som skal lagres i magasinene til senere. Ved å løse et stokastisk optimaliseringsproblem kan man finne optimal tilpasning for vannkraftprodusentene, som er der den marginale forventede verdien av produksjon i dag er lik den marginale forventede verdien av å holde tilbake vann i dag og heller produsere i fremtiden. Det er denne forventningsverdien som kalles vannverdi.

Strategiberegningen for vannkraftprodusentene er todelt i modelleringen. Først identifiseres nøkkelparametre som brenselpriser, tid på året og fyllingsgrad for å konstruere produsentenes strategi i form av budkurver. Alternativverdien av 1 MWh lagret vann beskrives som en funksjon av fyllingsgraden i reservoaret, konkurrerende produsenters fyllingsgrad og tid på året for alle perioder i analysen. Deretter implementeres produsentenes budstrategi i «Dispatch»-modulen i hovedsimuleringen i BID3, med spesifikke antakelser om hydrologi og markedsmessige forhold. Strategiberegningen for vannkraften baserer seg på enn inndeling av Norge i tre områder: NON1 (Nord-Norge), NOM1 (Midt-Norge) og NOS0 (Sør-Norge). Nodene på Vest- og Østlandet er også inkludert i NOS0. I noen sammenhenger videre i oppgaven benyttes disse tre regionene fremfor prisområder, ettersom de eksisterende prisområdene i Norge ikke er definert i modellen.

I denne analysen er modellen kjørt med vannverdimodulen ved beregning av basis-scenariet. For å redusere kjøretiden, ettersom vannverdiberegningene er svært tidkrevende ved kjøring av den nodale versjonen av modellen, er vannverdiene fra basis-scenariet kopiert til de nye simuleringene med økt industriforbruk og vindkraftproduksjon. Det vil si at det ekstra forbruket eller produksjonen som er lagt til ikke tas hensyn til i den initiale strategiberegningen. Dette er basert på en antakelse om at tilknytningen ikke har betydelig påvirkning på vannkraftprodusentenes strategiberegning. Dette er i realiteten en forenkling, fordi økt forbruk eller produksjon forventes å ha en viss påvirkning på vannverdiene. Konsekvensene av denne forenklingen presenteres i sensitivitetsanalysen i kapittel 6.4.2 og diskuteres videre i kapittel 7.1.2.

5.1.3 Nodal versjon av BID3

BID3 er i utgangspunktet en økonomisk markedsmoell som ikke tar hensyn til nettets topologi i markedsklareringen, men bestemmer kapasiteten mellom områder i forkant av prisklareringen. Den nodale versjonen av BID3 er utviklet for å innlemme effekten av det fysiske kraftsystemet i prisklareringen på lokalt nivå. Det vil si at lastflyten inkluderes i modellen slik at ikke bare de økonomiske faktorene, men også de fysiske egenskapene ved overføringsinfrastrukturen, som kapasitet på linjer og snitt, tas hensyn til i prisdannelsen.

Den nodale modulen er bygget inn i BID3 ved hjelp av en forenklet algoritme for lastflytberegning som kalles DC Optimal Power Flow (DC OPF). En fullstendig AC flytberegning vil være mest representativ for det nordiske systemet, men på grunn av kompleksiteten ved denne typen beregning kan den intuitive forståelsen av forholdet mellom variablene ødelegges (Wangenstein, 2012). Hovedprinsippet med en DC OPF-modell er å forenkle de ikke-lineære ligningene som bestemmer lastflyten til lineære ligninger, slik at det går raskere å løse problemet. Hvis kraften som overføres fra en node til en annen dobles, vil flyten som er direkte koblet til denne transaksjonen også dobles. Ulempen med den forenklete modellen er at beregningene blir mindre presise.

Forenklingene som gjøres i DC OPF-beregninger er at linjeresistansen antas å være ubetydelig liten, og det antas lik spenning i hver node. Hvordan kraftflyten fordeles i nettet avhenger av linjereaktansen og nettets topologi. Dette estimeres gjennom «Power Transfer Distribution Factors» (PTDF). Kraftflyten i nettet er relatert til kraftbalansen i hver node via en PTDF-matrise. PTDF-matriser benyttes for å dekomponere kraftflyten mellom to noder til alle mulige linjer kraften potensielt kan flyte på mellom disse nodene, og vektorveiene kraften kan ta basert på linjereaktansene. Denne tilnærmingen gjør at problemet blir lineært. Samtidig fører metoden til en overestimering av flyten på linjer med tap, siden spenningen antas å være lik på alle linjer og resistansen ubetydelig liten. I prisklareringen i den nodale versjonen av modellen løses PTDF-begrensningene samtidig med tilbuds- og etterspørselsbegrensningene. For å inkludere effekten av tap, tilordnes tapene til den mottakende noden.

5.2 Datasett

Datasettet som er brukt i modelleringen i denne oppgaven er basert på et åpent ENTSO-E-datasett. ENTSO-E er et europeisk nettverk for TSO-er som samarbeider for å sikre og koordinere driften av Europas kraftsystem (ENTSO-E, 2022). Dette datasettet er laget i forbindelse med ENTSO-Es «Mid-term Adequacy Forecast» (MAF) i 2020, som er en pan-europeisk vurdering av kraftsystemets ressurstilrettelegghet for utvalgte år ti år frem i tid (ENTSO-E, 2020b). Inputdataene i MAF 2020 stammer fra en felles-europeisk markedsmodelleringsdatabase (Pan-European Market Modelling Database – PEMMDB) som inneholder oppdaterte produksjons- og nettdata som er samlet inn fra alle de europeiske TSO-ene (ENTSO-E, 2020a).

Databasen følger nasjonale planer og inneholder data med høy oppløsning for enkeltvis kraftverk i hele Europa, med alle nødvendige tekniske og økonomiske parametre, forventede utfasingsdatoer og anslått utvikling av kapasiteter for fornybar energi (ENTSO-E, 2020a). Datasettet skal beskrive det forventede kraftsystemet i Norden i 2025 og tar derfor utgangspunkt i «National trends 2025»-scenariet fra MAF 2020.

Forutsetningene for datasettet ble gjort i forkant av 2020. Store endringer i kraftsystemet de siste årene, blant annet kraftig økning i brensels- og CO₂-prisene, har gjort at flere av forutsetningene i datasettet er utdaterte sammenlignet med dagens nivå. Fordi den nodale versjonen av BID3 er en svært kompleks og regnetung modell, har det vært begrenset mulighet til å gjøre endringer i forutsetningene for analysen i denne oppgaven for å gi en mer riktig representasjon av kraftsystemet i 2025. Siden hovedformålet er å undersøke hvordan modellen kan brukes og hvilke resultater modellen gir, har det ikke vært et fokus i denne oppgaven å gjøre endringer på forutsetningene de nordiske TSO-ene allerede har satt. Forutsetninger, input-data og metodikk for MAF 2020 ligger åpent tilgjengelig på ENTSO-E sine nettsider (ENTSO-E, 2020c). CO₂- og brenselsprisene som er benyttet i analysen er oppsummert i Tabell 5-1.

Tabell 5-1: Forutsetninger for CO₂- og brenselspriser i analysen.

CO₂-pris	Gasspris	Kullpris
27,04	25,61	9,59
€/tonn	€/MWh	€/MWh

Med utgangspunkt i datasettet fra MAF 2020, er det gjort nasjonale justeringer av de nordiske TSO-ene. Det er lagt inn detaljert nordisk nett og reelle snittbegrensninger for alle de nordiske landene som skal tilsvare nett og begrensninger i 2025. Det underliggende nettet i modellen inkluderer overføringsnett i de nordiske landene mellom 50 og 420 kV i tillegg til overføringskabler til landene det handles kraft med. Dette utgjør omtrent 10 000 noder. For å redusere kjøretiden er modellen forenklet til kun å inkludere nodene i kraftnettet med spenningsnivå over 220 kV, som til sammen utgjør 740 noder. Nodene i Norge fordeler seg i henholdsvis Nord-Norge, Midt-Norge og Sør-Norge med 25, 19 og 182 noder.

Andre endringer av MAF-datasettet som er utført av de nordiske TSO-ene, er justeringer av vannkraftmodelleringen, forutsetninger for priselastisitet og oppdateringer av forventet forbruk og produksjonskapasitet i de nordiske landene.

Data for tilsig er oppdatert med de mest detaljerte dataene tilgjengelig fra de nordiske TSO-ene, fremfor data fra den aggregerte modelldatabasen benyttet i MAF 2020. Vassdragene er ikke modellert, men de største kraftverkene er modellert med reservoarstørrelse og tilsig som ville vært tilgjengelig fra vassdraget. Simuleringene for basis-scenariet er gjort med utgangspunkt i tre ulike værår: 1989, 1995 og 2009. Tilsiget til de nordiske vannkraftkraftverkene i disse værårene var henholdsvis 248 TWh, 235 TWh og 213 TWh. Forbruket i Norden har en stor andel kraftkrevende industri, og dette forbruket er modellert med en høy pristerskel, som varierer med type forbruk mellom 200 og 500 €/MWh. Resten av forbruket er modellert som priselastisk, men med lav priselastisitet. Forbruket er oppdatert for å reflektere forventet økning i kraftintensiv industri i de nordiske landene. I tillegg er forventet installert vindkraftkapasitet oppdatert basert på de nordiske TSO-enes nyeste anslag på kapasiteten i 2025. Forutsetningene i datasettet for årsforbruk og produksjonskapasitet i 2025 er oppsummert i Tabell 5-2.

Tabell 5-2: Modellert årsforbruk (TWh) og installert kapasitet (GW) i Norden i 2025.

	Norge	Sverige	Finland	Danmark	Totalt
Forbruk (TWh)	153	149	94	44	440
Vannkraft	34,9	15,5	2,9		53,2
Vindkraft på land	4,6	14,2	7,8	5,5	32,0
Havvind			0,04	3,3	3,4
Sol PV		2,3	0,7	5,1	8,2
Annen fornybar	0,1	4,1	2,7	0,1	7,0
Sum fornybar	39,5	36,1	14,1	14,1	103,8
Kjernekraft		4,3	2,8		7,1
Lettolje				0,8	0,8
Gass	0,3	0,4	1,6	1,8	4,1
Kull			2,0	2,5	4,5
Sum termisk	0,3	4,6	6,4	5,0	16,4
Total kapasitet (GW)	39,8	40,8	20,5	19,1	120

5.3 Metode for vurdering av egnede tilknytningspunkter med BID3

Hypotesen er at modellerte nodepriser gir et godt bilde på kapasiteten i nettet, og dermed kan brukes til å peke ut egnede og mindre egnede tilknytningspunkter i nettet. For å teste hvordan nodeprisene, og dermed begrensninger i nettet, påvirkes av tilknytning, er det valgt ut to caser: tilknytning av 2 TWh industriforbruk, som tilsvarer 228 MW, og tilknytning av et vindkraftverk på 150 MW, som tilsvarer produksjon på mellom 600 og 700 GWh avhengig av vindforholdene. Hensikten med casene er å illustrere hvordan Statnett kan bruke modellen, og å teste om førpris i noden faktisk gir et riktig bilde på kapasiteten i nodene. Man kan vurdere konsekvensene for nett og marked av en tilknytningssak på flere måter, og det er ikke selvsagt hvilken metode som er mest riktig for å vurdere tilknytningspunktene egnethet. Det må derfor defineres hva som menes med et godt egnet tilknytningspunkt.

Winsnes et al. (2018) gjør en analyse av hvor i det eksisterende transmisjonsnettet det er best å lokalisere vindkraft, basert på best mulig utnyttelse av nettet og vindforhold. Denne analysen er gjort med en områdeprismodell og fokuserer på større geografiske områder. Her benyttes simulert virkning på kraftpriser, flaskehalser og samfunnsøkonomisk nytte ved tilknytning av vindkraft i ulike områder i Norge som indikator på hvor i nettet det er plass til, og best å plassere, ny produksjon. I denne oppgaven benyttes en nodeprismodell, som gjør at prisene også vil reflektere flaskehalser og tap. I de to tilknytningsscasene i denne oppgaven vurderes derfor følgende punkter som indikatorer for å vurdere hvor egnet de ulike nodene er for tilknytning av forbruk og produksjon, i tillegg til førprisen i nodene før tilknytning:

- Simulert priseffekt i tilknytningsnoden
- Prispåvirkning på andre noder i Norge
- Endring i samfunnsøkonomisk overskudd

En samlet vurdering av disse indikatorene bør gi en god indikasjon på hvilke tilknytningspunkter som er best egnet, og hvilke som eventuelt ikke egner seg til tilknytning. Ved å analysere effektene av tilknytning i de to casene, og diskutere validiteten av resultatene og modellverktøyet, undersøkes det hvordan den nodale versjonen av BID3 kan brukes til å lokalisere egnede tilknytningspunkter i nettet.

5.3.1 Case 1: Tilknytning av industriforbruk

Det er valgt ut 20 noder som tilknytningspunkter for industriforbruk som er lokalisert i ulike deler av Norge. De valgte tilknytningspunktene er forankret i eksisterende forbruksplaner, med sikte på en god spredning av lokasjoner i hele Norge. Det er gjennomført 20 nye simuleringer med den nodale versjonen av BID3, der alt holdes likt som i basis-scenariet, med unntak av at industriforbruk er økt flatt med 2 TWh i hver av de utvalgte nodene. Energivolumet som økes i hver av nodene, er likt i hver simulering. De eksisterende forbruksplanene er hentet fra Nettutviklingsplan 2021 (Statnett, 2021c), Analyse av transportkanaler 2021 (Bøhnsdalen et al., 2021) og Elektrifiseringstiltak i Norge (Haukeli et al., 2020).

I NO4 er de mest omfattende forbruksplanene lokalisert i Finnmark og Mo i Rana. Den største forbruksutviklingen i regionen forårsakes av elektrifisering av sokkelen i områdene rundt Hammerfest. Det er også planlagt fiskeindustri og datasenter i de ytre delene av Ofoten, Harstad, Vesterålen og Lofoten. Basert på de kjente forbruksplanene i NO4 er de utvalgte tilknytningspunktene fra dette prisområdet Skillemoen, Varanger, Ofoten og Rana. I NO3 utgjør elektrifisering av Haltenbanken, og tilknytning av datasenter og oppdrettsanlegg på land, noen av de største tilknytningsplanene. De fleste planlagte tiltakene er lokalisert rundt Trondheim og langs kysten av Nordmøre og Romsdal, der det er planer om både oppdrettsanlegg på land, offshore elektrifisering, industri og etablering av datasentre. Tilknytningspunktene som er valgt ut i NO3 er derfor Hofstad, Klæbu, Nyhamna og Surna.

På Vestlandet er det forventet særlig stor forbruksvekst. Planene innebærer blant annet elektrifisering av olje- og gassnæring og ny industri utenfor Bergen, i tillegg til næringsparker langs kysten og etablering av datasentre på flere steder. Det meste av forbruksøkningen er planlagt knyttet til stasjonene Kollsnes og Lindås. Derfor er disse tilknytningspunktene, i tillegg til Lille Sotra som ligger utenfor Bergen, valgt ut fra NO5. I NO2 foreligger det også mange forbruksplaner, særlig langs kysten fra Rogaland til Vestfold og Telemark, og utenfor Haugalandet. Tilknytningssakene gjelder etablering av ny industri som datasentre, batterifabrikker og hydrogenproduksjon, i tillegg til økt forbruk hos allerede etablerte industriaktører samt elektrifisering av sokkelen. Det er konkrete planer om etablering av datasenter ved Fagraftjell og industriplaner i Ryfylke og rundt Egersund. I Agder er det også ventet stor forbruksvekst med størst aktivitet rundt stasjonene Ertsmyra, Kvinesdal, Arendal og Kristiansand. Tilknytningspunktene som er valgt ut fra NO2 er derfor Håvik, Kårstø, Fagraftjell, Ertsmyra, Kvinesdal, Arendal, Porsgrunn og Rød.

Østlandet er også en region med store forbruksplaner, deriblant datasentre, batterifabrikker og annen større industri, i tillegg til alminnelig forbruksvekst knyttet til Oslo og omegn. Hasle er valgt ut som tilknytningspunkt i NO1. Hvor i Norge de utvalgte tilknytningsnodene er lokalisert, er presentert i Figur 5-2.



Figur 5-2: Lokalisering av tilknytningspunkter for industriforbruk i Case 1.

5.3.2 Case 2: Tilknytning av vindkraft

Det andre caset er tilknytning av vindkraft. 20 noder er valgt ut på lokasjoner der det foreligger konsesjonssøknader om vindkraftutbygging eller der konsesjon har blitt tildelt utbygger, basert på vindkraftkonsesjonsdata fra NVE (NVE, 2022b). Disse er presentert i Tabell 5-3. Det er gjort 20 nye simuleringer med utgangspunkt i basis-scenariet, der det er lagt til et vindkraftverk med kapasitet på 150 MW i de utvalgte nodene. Vindkraftverkene er modellert med en vindprofil, som varierer ut ifra om kraftverket er plassert i Nord-, Midt- eller Sør-Norge. Produksjonen i kraftverkene som er lagt til i Nord-Norge, Midt-Norge og Sør-Norge er derfor henholdsvis 692 GWh, 629 GWh og 598 GWh, ettersom de er lagt inn med samme vindkraftprofil som de eksisterende kraftverkene i hver region i basis-datasettet. Energivolumet som tilknyttes i vindkraftcasen er altså betydelig mindre enn for industriforbrukscaset, så resultatene er ikke direkte sammenlignbare. Hvor i Norge tilknytningsnodene for vindkraft er lokalisert, er vist i Figur 5-3.

Tabell 5-3: Utvalgte tilknytningspunkter basert på (NVE, 2022b).

Prisområde	Tilknytningspunkt	Vindkraftverk	Status
NO1	Fåberg	Sillikampen	*
NO1	Minne	Minnesund	Konsesjon gitt, ikke bygget
NO1	Vang	Øye	*
NO2	Åna-Sira	Skorveheia	Konsesjon gitt, ikke bygget
NO2	Kvinesdal	Kvinesheia	Konsesjon gitt, ikke bygget
NO2	Feda	Havvind sørlige nordsjø II	*
NO2	Arendal	Oddeheia	Konsesjon gitt, ikke bygget
NO2	Kårstø	Offshore demo Karmøy	Konsesjon gitt, ikke bygget
NO2	Håvik	Dalbygda	Konsesjon gitt, ikke bygget
NO2	Bjerkreim	Gravdal	Under bygging
NO2	Bærheim	Sola	Under behandling
NO3	Åfjord	Valsneset	Konsesjon gitt, ikke bygget
NO3	Snilldal	Remmaffjellet	Konsesjon gitt, ikke bygget
NO3	Ørsta	Stadt havvind test	Konsesjon gitt, ikke bygget
NO3	Namsos	Innvordfjellet	Konsesjon gitt, ikke bygget
NO4	Varanger	Raggovidda	Konsesjon gitt, ikke bygget
NO4	Skillemoen	Dønnesfjord	Under bygging
NO4	Bardufoss	Andmyran	Konsesjon gitt, ikke bygget
NO4	Svartisen	Vardøya	Konsesjon gitt, ikke bygget
NO5	Lille Sotra	Algrøy	*

* Status ukjent eller stanset utbygging



Figur 5-3: Lokalisering av tilknytningspunkter for vindkraft i Case 2.

5.3.3 *Simuleringer*

Basis-scenariet er i utgangspunktet simulert for ett år (2025) med timesoppløsning og tre ulike værår (1989, 1995 og 2009) for 740 noder i Norden. For å forkorte den totale kjøretiden er hver av simuleringene som er gjort i forbindelse med forbruks- og produksjonscasene kjørt for ett år (2025) med seks timers oppløsning basert på ett værår (1989). Energitilsiget, som er tilsiget omregnet til potensialet det har til vannkraftproduksjon, utgjorde 175 TWh i det utvalgte væråret 1989, som er 26 TWh mer enn gjennomsnittet i perioden 1989-2018 (Koestler et al., 2019). Dette er det våteste av årene basis-scenariet ble simulert for. Dette året ble litt tilfeldig valgt, og det er en svakhet ved oppgaven, ettersom flaskehalsene som observeres er flere og prisforskjellene dermed større i våte år enn i tørrere år. Samtidig vil muligheten til å trekke generelle slutninger fra resultatene være noe begrenset uavhengig av valg av værår når analysen baserer seg på ett enkelt værår. Siden hensikten med casene er å illustrere hvordan Statnett kan ta BID3 i bruk for å gjøre analyser av tilknytningspunkter, og hvordan dette kan gjøre veiledningsfasen i tilknytningsprosessen mer effektiv, er allikevel formålet med casene bevart selv om resultatene og tolkningen av dem vil preges av at et våtår er valgt. I tillegg diskuteres det hvordan valg av værår påvirker resultatene i sensitivitetsanalysen og diskusjonen i kapittel 6.4.1 og 7.1.1.

Dataene oppgaven baseres på består altså av 40 scenarier, i tillegg til basis-scenariet, med ulike data for 1460 timer over året for alle 740 noder. Resultatene som kan hentes ut fra modellen er blant annet priser, produksjon, forbruk, produsentoverskudd, konsumentoverskudd, flyt på alle ledninger og skyggepriser for ledninger og snitt. Analyser av flyt og begrensede snitt ville vært en interessant analyse i seg selv, som også kunne vært nyttig i forbindelse med nettilknytning og hvor i nettet det er ledig kapasitet. For å begrense omfanget er denne oppgaven avgrenset til kun å dreie seg om priseffekter ved tilknytning av industriforbruk og vindkraftverk. Ettersom nodepriser reflekterer begrensninger i det fysiske nettet vil disse effektene også komme frem indirekte av prisanalysen.

5.4 Sensitivitetsanalyser

I en sensitivitetsanalyse undersøkes et resultat eller en konklusjon for hvor følsomt det er for endringer i ulike faktorer og forutsetninger i analysen (Stavseth, 2020). Siden modellen er svært regnetung og kjøretiden derfor er lang, har muligheten for å gjøre sensitivitetsanalyser og endringer av forutsetninger vært begrenset. Det er vektlagt å se på et bredere utvalg av lokasjoner for tilknytning av forbruk og produksjon i casene, fremfor å gjøre mange sensitivitetsanalyser. Derfor er det valgt ut to noder fra forbrukscaset og to fra vindkraftcaset, som det er gjort nye simuleringer for med endringene beskrevet under. Sensitivitetsanalysene er utført for å kunne diskutere validiteten av resultatene og i hvor stor grad resultatene er følsomme for endringer. De variablene som undersøkes i sensitivitetsanalysene er:

- Simulering med utgangspunkt i to tørrere værår (1995 og 2009)
- Simulering med ny vannverdiberegning
- Simulering med tilknytning av dobbelt så stort volum av forbruk eller produksjon

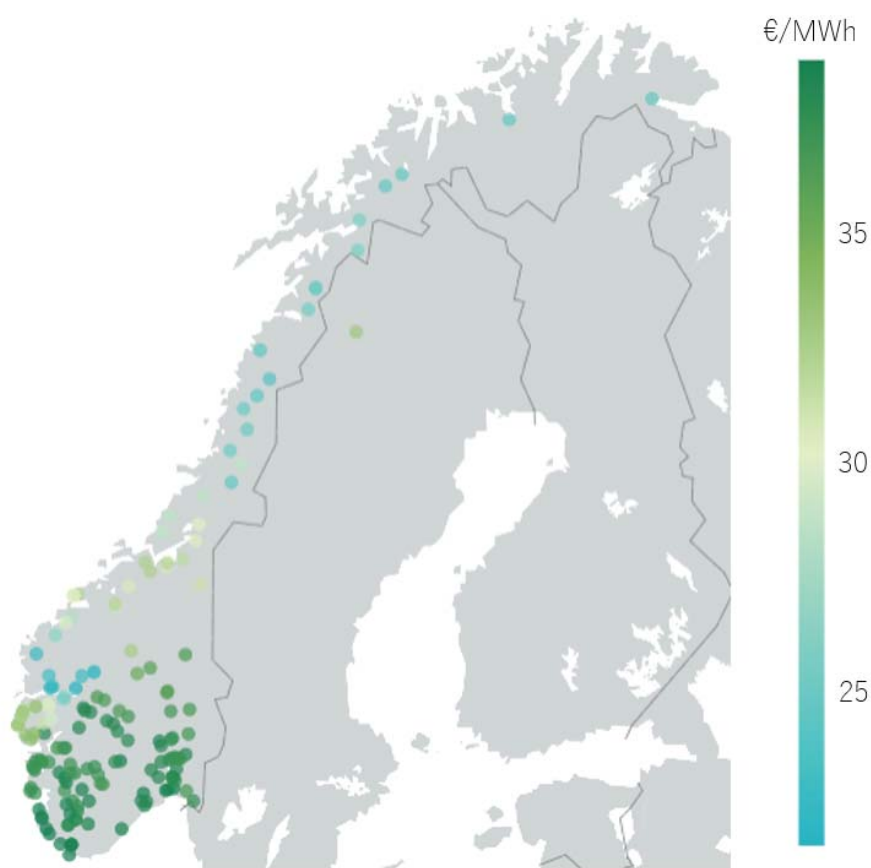
Hvordan disse endringene påvirker resultatene presenteres i kapittel 6.4 og diskuteres videre i kapittel 7.1.

6 RESULTATER

Hensikten med dette kapittelet er å presentere og diskutere resultatene fra simuleringene i BID3. Kapittel 6.1 gir en oversikt over resultatene fra basis-scenariet. I kapittel 6.2 presenteres resultatene fra Case 1: Tilknytning av industriforbruk, og i kapittel 6.3 legges resultatene fra Case 2: Tilknytning av vindkraft frem. I kapittel 6.4 presenteres resultatene fra sensitivitetsanalysene.

6.1 Resultater fra basis-scenariet

For å gi et sammenligningsgrunnlag til tolkningen av resultatene fra de to casene som presenteres i kapittel 6.2 og 6.3, tilknytning av industriforbruk og vindkraft, presenteres et oversiktsbilde av nodeprisene i basis-scenariet her.



Figur 6-1: Gjennomsnittlige modellerte nodepriser i basis-scenariet i Norge i 2025.

Figur 6-1 viser de modellerte gjennomsnittsprisene i de norske nodene for 2025. Prisforskjellene mellom noder reflekterer knappheten på lokal produksjonskapasitet eller overføringskapasitet i kraftsystemet.

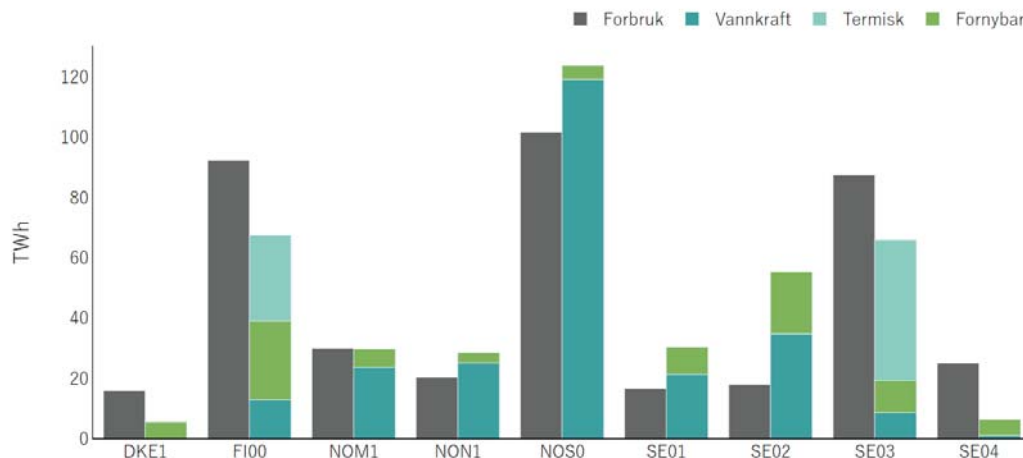
Et slikt kart over gjennomsnittlig pris i nodene før tilknytning kan brukes som et utgangspunkt for å identifisere hvilke noder som er egnet eller mindre egnet for tilknytning av forbruk og produksjon. For eksempel viser Figur 6-1 at det er stor variasjon mellom nodeprisene innad i NO5. Dersom forbrukskunder veiledes til å søke om tilknytning i et av punktene i dette området med lavest pris, og dermed ledig kapasitet for tilknytning av forbruk, kan tilknytningsprosessen trolig gå raskere. Førpris i noden alene gir ikke nødvendigvis nok informasjon om hvor egnet noden er for tilknytning. Derfor undersøkes det hvordan nodeprisene påvirkes av tilknytning av industriforbruk og vindkraft i kapittel 6.2 og 6.3.

Tabell 6-1: Gjennomsnittlig modellert pris per region i basis-scenariet.

Nord-Norge	Midt-Norge	Sør-Norge	Hele Norge
25,2	29,7	36,5	34,8
€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh

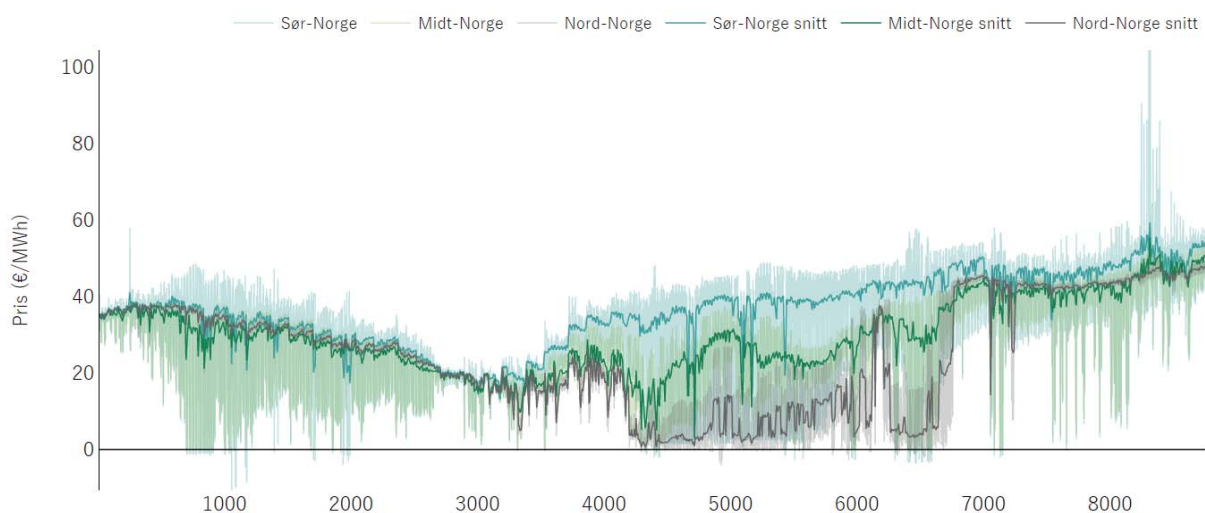
Gjennomsnittlig modellert pris for nodene i regionene i Norge oppsummeres i Tabell 6-1, som viser tydelige prisforskjeller mellom regionene. Resultatene som presenteres her er simulert med utgangspunkt i væråret 1989 som var et relativt vått år. Prisforskjellene mellom regionene kommer av flaskehalsen i både det norske og det svenske nettet. Det norske og svenske nettet er tett integrert, og mye kraft overføres fra nord til sør. De viktigste flaskehalsene som er identifisert i basis-scenariet følger i hovedsak de eksisterende budområdegrensene. I tillegg gir flaskehalsene nord-sør i Sverige prisforskjeller i det norske systemet, noe som er i tråd med dagens prissituasjon. Særlig de siste årene har prisforskjellene mellom nord og sør blitt betydelige.

Ifølge Døskeland et al. (2022) skyldes prisforskjellene mellom nord og sør i hovedsak økt kraftoverskudd nord og midt i Norge og Sverige, redusert overføringskapasitet mellom nord og sør i Sverige og mellom Norge og Sverige, og høye priser på termisk kraft og CO₂. Naturgitte forhold for vannkraft og vindkraft nord i Sverige, samt skjev fordeling av forbruket, gjør at det overføres mye kraft fra nord til sør i Sverige. I Norge er fordelingen av produksjon og forbruk mer jevn, men for å kunne utnytte vannkraften best mulig og håndtere anstrengte situasjoner når tilsiget er lavt, er det allikevel behov for utveksling både mellom regionene i Norge og med utlandet (Døskeland et al., 2022). Fordi nettet i Norge er tett integrert med det svenske nettet, har kapasiteten i det svenske nettet også stor betydning for hvor mye kraft som kan overføres nord-sør i Norge.



Figur 6-2: Modellert kraftforbruk og -produksjon fordelt på produksjonsteknologier i Norden i 2025.

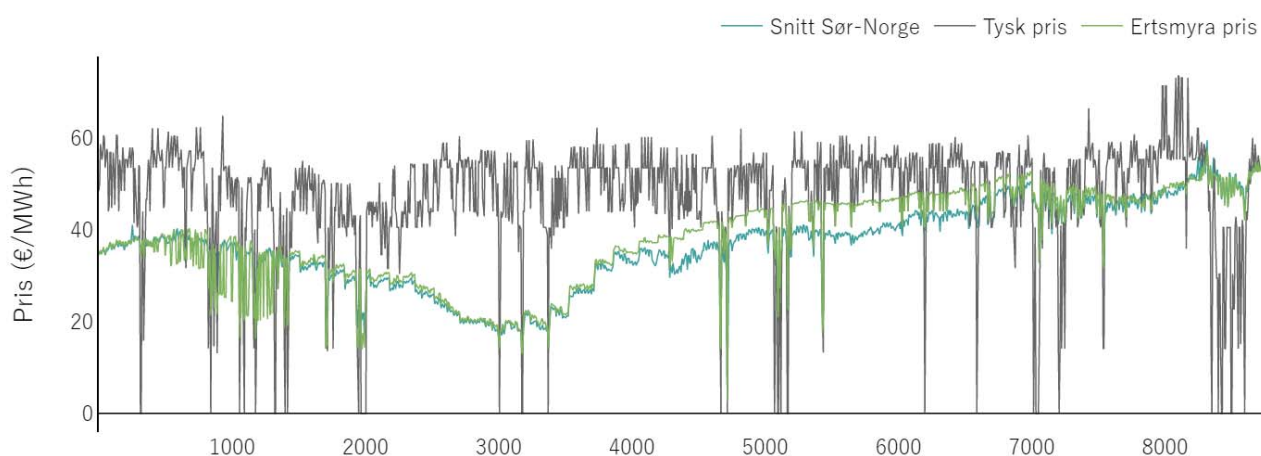
Det er et betydelig kraftoverskudd både i Nord-Norge (NON1) og i de nordligste svenske prisområdene, SE1 og SE2, i det modellerte datasettet (se Figur 6-2). Overskuddet medfører at det må være full eksport ut av området i de fleste timer for at vannkraftprodusentene ikke skal tape vann. For å oppnå dette må prisen settes tilsvarende lavt i forhold til prisen i Sør-Norge (Døskeland et al., 2022). Dette kan illustreres med et regneeksempel. I datasettet er kraftoverskuddet i nord og midt i Norge og Sverige sammenlagt 60 TWh, som tilsvarer i underkant av 7000 MW kontinuerlig eksport i et helt år. Kapasiteten ut av området er omtrent 10 000 MW. Veldig forenklet gir dette 85 % eksport og 15 % import (70 % nettoeksport), som vil si at prisen i nord må tilsvare den 15 % laveste prisen i sør. Siden resultatene er basert på et vått år, har mange av nodene nullpriser eller veldig lave priser i lange perioder hvor det ikke er tilstrekkelig overføringskapasitet ut av området. Når prisen nærmer seg overføringskapasiteten, kan prisen falle raskt.



Figur 6-3: Modellerte nodepriser over året og gjennomsnittspris i Sør-Norge, Nord-Norge og Midt-Norge.

Figur 6-3 viser alle nodepriser fordelt på regionene i Norge. Særlig i Nord-Norge, men også i Midt-Norge, er det mange noder med nullpriser eller veldig lave priser om sommeren og høsten. De lave prisene kommer av kraftoverskuddet og høy hydrologisk balanse som presser ned vannverdiene, og dermed også kraftprisene. Den høye forekomsten av nullpriser kommer antakeligvis av spill for vannkraftprodusentene, altså at fulle magasiner og veldig lav etterspørsel gjør at produsentene må la vannet renne, slik at prisen presses ned mot null. Prisnivået i Sør-Norge er generelt høyere, men også i dette området er det noen få noder med nullpriser, særlig om vinteren. Dette er noe uventet, men kommer trolig av priskobling mot kontinentet i timer med mye vind i Europa. Figuren viser også at prisforskjellene mellom regionene i Norge er klart størst om sommeren.

En annen driver for prisforskjellene som observeres i basis-scenariet, er priskobling mot kontinentet. Høyere priser i Europa, der termisk kraft i hovedsak er prissettende, bidrar til å drive prisene i Sør-Norge opp. I timer med tilgjengelig kapasitet på kablene til Europa, vil marginal produksjon i Norge erstatte kraftverket som produserer den dyreste kraften i Europa i den aktuelle timen. Når det ikke er ledig kapasitet, kan produsentene holde igjen kraft som kan erstatte europeisk produksjon i en senere time med ledig kapasitet (Døskeland et al., 2022). Derfor påvirkes den norske prisen, særlig i Sør-Norge der overføringskablene til Europa er tilknyttet, av den europeiske. I timer der det ikke er nok effekt i Sør-Norge til å dekke både forbruket i Sør-Norge og samtidig ha full eksport ut av området, vil prisen gå fra å være satt av norsk vannkraft, til å bli lik prisen i et av landene vi handler med. Figur 6-4 illustrerer hvordan prisen i Sør-Norge påvirkes av den europeiske, illustrert ved tysk pris, både i timer der vindkraft er prissettende og prisen er lav, og i timer med høy pris der termisk kraft er prissettende.



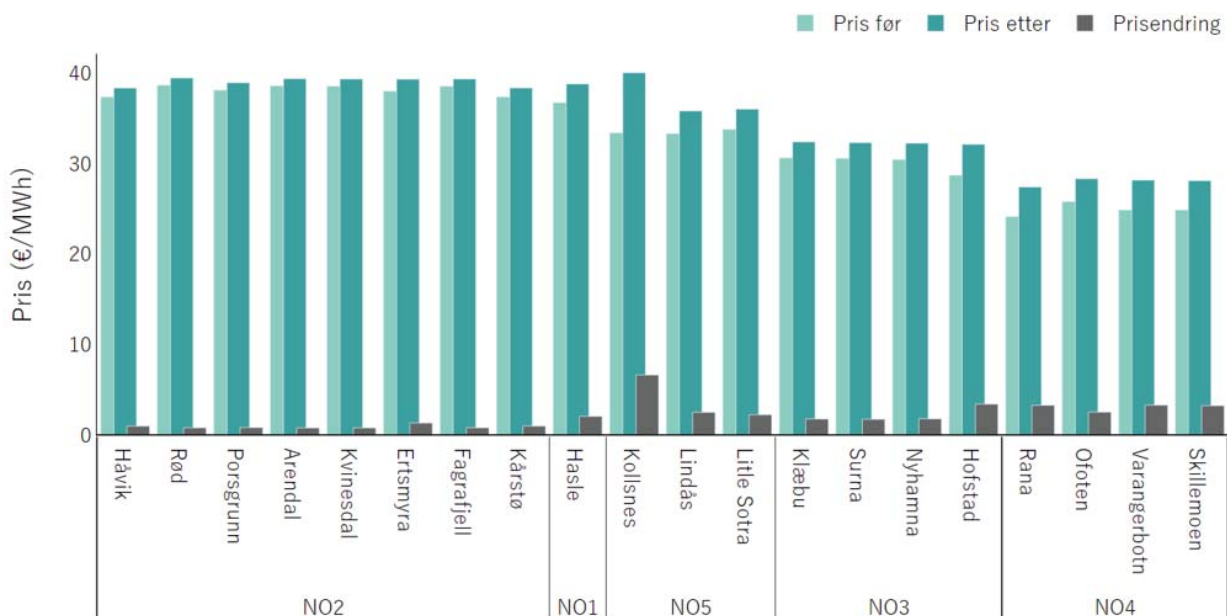
Figur 6-4: Modellert tysk pris, pris i Ertsmyra (knyttet til Tyskland - NordLink) og snittpris i Sør-Norge.

6.2 Resultater fra Case 1: Tilknytning av industriforbruk

I dette kapittelet presenteres resultatene fra Case 1: Tilknytning av industriforbruk. Dette fungerer som et eksempel på hvordan Statnett og andre nettselskaper kan bruke BID3s nodale versjon til å lokalisere egnede, og eventuelt mindre egnede, tilknytningspunkter for forbruk. I de påfølgende delkapitlene belyses forbrukssiden av de tre forskningsspørsmålene, ved å kvantifisere variasjon i priseffekt, prispåvirkning på andre noder og endring i samfunnsøkonomisk overskudd ved tilknytning i noder i ulike deler av landet.

6.2.1 Priseffekt i tilknytningsnoden

Den gjennomsnittlige prisen i noden før tilknytning gir en indikasjon på hvor forbruk bør lokaliseres. De som etablerer kraftintensiv industri ønsker en så lav som mulig kraftpris i tilknytningspunktet, og tilknytningspunktene med lavest nodepris gir et signal om hvor det er mest ledig kapasitet. Samtidig er det relevant å vurdere hvor stor prisendringen blir ved tilknytning av det nye forbruket, både for å undersøke hvor mye ledig kapasitet det er i noden og for å se hva de som etablerer ender opp med å betale for strømmen. Kapasiteten i nettet og eksisterende forbruk og produksjon i området vil påvirke hvor stor prisendring etablering av forbruket medfører. Dersom tilknytningen forårsaker en stor priseffekt, kan det hende at det er mindre ledig kapasitet i noden enn det forbruket som ble lagt til. Derfor kvantifiseres priseffekten ved etablering av forbruk, og variasjonen i priseffekt mellom områdene og innad i hvert prisområde. Forbruket i hver node er økt med 2 TWh/år med en flat forbruksprofil. Hvorvidt volumet av forbruk som tilknyttes påvirker resultatene diskuteres i kapittel 6.4.3.



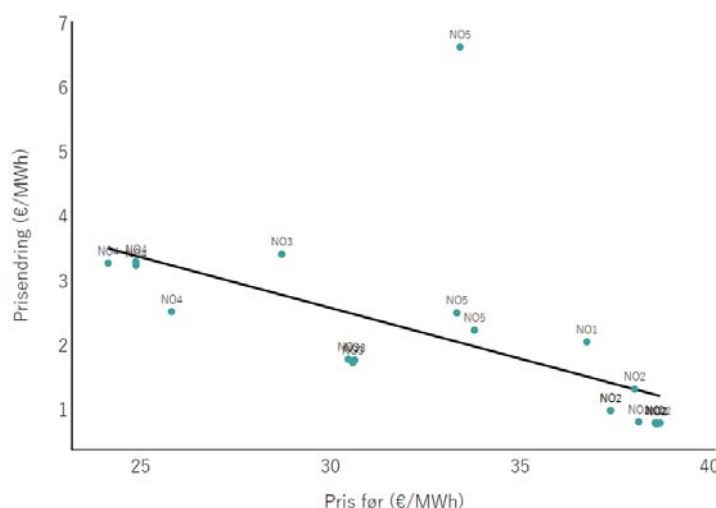
Figur 6-5: Modellert gjennomsnittlig pris i noden før og etter tilknytning, samt absolutt prisendring.

Tabell 6-2: Modellert gjennomsnittlig prosentvis prisøkning i hvert prisområde.

NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
5,6 %	2,4 %	7,3 %	12,4 %	11,3 %

Figur 6-5 viser gjennomsnittsprisen over året i den aktuelle tilknytningsnoden før og etter tilknytning, samt den absolutte prisendringen. Prisen øker i alle noder etter tilknytning av forbruk, ettersom kraftprisen stiger når etterspørselen øker uten en tilsvarende økning i tilbudet. Den gjennomsnittlige prosentvise prisøkningen er presentert i Tabell 6-2. Resultatene viser at prisseffekten varierer fra 0,7 €/MWh til 6,6 €/MWh i de ulike prisområdene. Den prosentvise gjennomsnittlige prisøkningen er størst i nodene i NO4 og nest størst i NO5, med henholdsvis 12,4 % og 11,3 %, mens tilknytning i NO2 resulterer i lavest prisseffekt, på 2,4 %. Siden resultatene tar utgangspunkt i et vårtår med høy forekomst av noder med nullpriser, skyldes de største økningene i gjennomsnittspris at noder med nullpris løftes. Det er svært lave sommer- og høstpriser i NO4 og NO5 som følge av kraftoverskudd, så ved å øke forbruket fjernes noe kjøprepress hos vannkraftprodusentene, og prisene løftes fra null og til et mer normalt nivå.

Resultatene viser en tydelig sammenheng mellom prisen i noden før tilknytning og hvor stor prisreaksjonen blir. Figur 6-6 illustrerer den negative korrelasjonen mellom prisendring og førpris i noden. Prisreaksjonen er størst i noder med lav nodepris før tilknytning. Dette viser at selv om prisene er lave i Nord-Norge nå, og dermed gir en indikasjon på at det er ledig kapasitet til tilknytning av mer forbruk, er det også her prisene er mest følsomme overfor tilknytning av forbruk og vil øke mest. Allikevel er prisen i nodene i Nord-Norge også de laveste etter tilknytning, så det er fortsatt disse nodene som skiller seg ut som best egnet for tilknytning av forbruk.

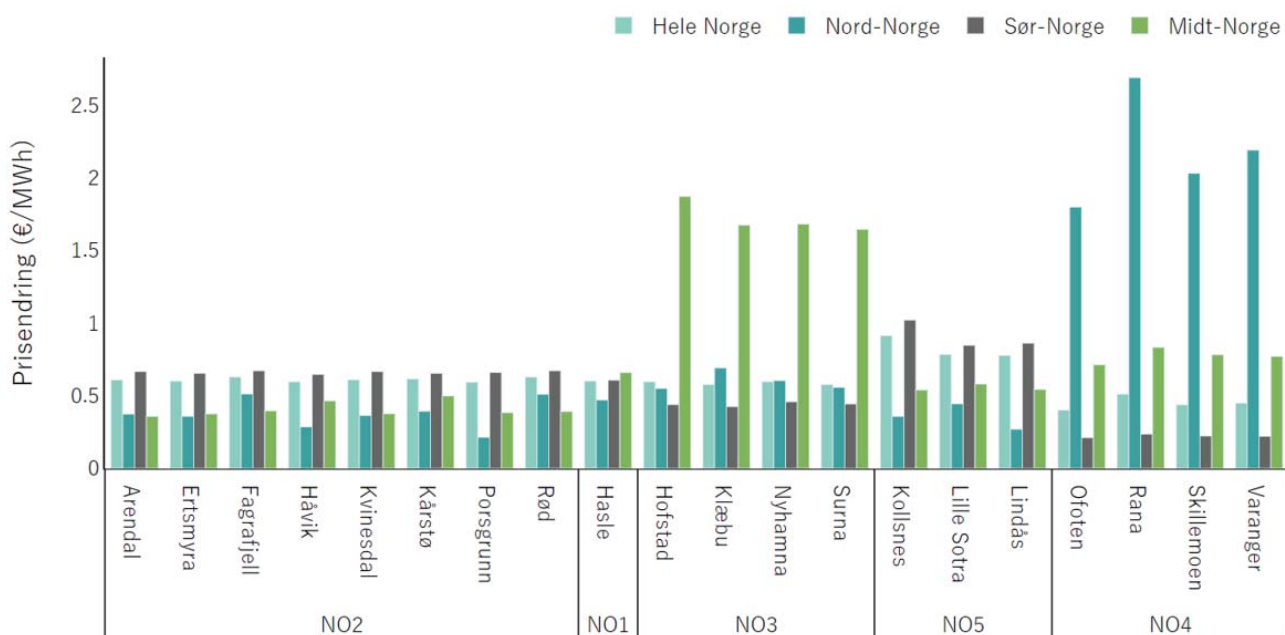


Figur 6-6: Sammenheng mellom pris i noden før tilknytning og prisendring etter tilknytning.

Variasjonen innad i prisområdene er mindre, men enkelte noder skiller seg ut. Tilknytning i noden Kollsnes, som ligger i NO5, skiller seg ut med en prisøkning som er nesten tre ganger så stor som prisøkningen i de andre nodene i NO5. Dette kommer av at det i enkelte timer blir svært høye priser (over 200 €/MWh) etter forbruksøkningen, som følge av for liten kapasitet ut fra noden til å håndtere det økte forbruket. Også noden Hofstad (NO3) skiller seg ut med en prisreaksjon som er dobbelt så stor som de andre nodene i samme prisområde. Dette skyldes at sommerprisene i Hofstad før tilknytning var lavere enn gjennomsnittet i regionen, så prisene løftes ytterligere ved tilknytning av forbruket. Ved å benytte en nodeprismodell til å vurdere virkningen av tilknytning, kan man ved å se på prisendringen identifisere slike lokale begrensninger som oppstår ved tilknytning i punkter som for eksempel ikke har nettkapasitet eller tilstrekkelig produksjon i området til å håndtere det ekstra forbruket.

6.2.2 *Prispåvirkning på andre noder i Norge*

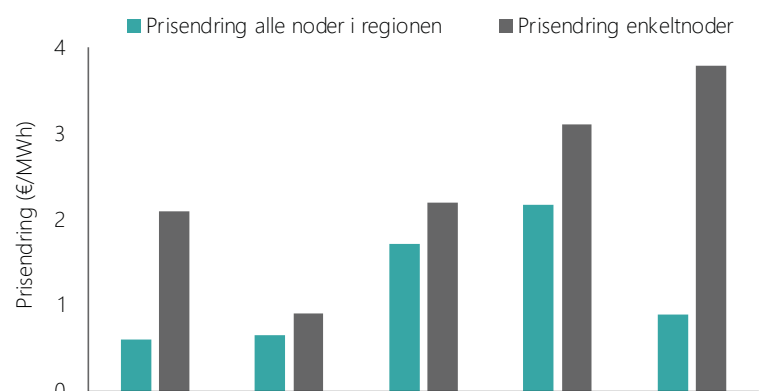
Det er også relevant å vurdere hvordan etableringen påvirker eksisterende forbruk og produksjon, ved å studere prisseffekten tilknytningen i en node påfører de andre nodene i Norge. Kraftflyten følger fysiske lover, og generelt sett vil enhver innmating eller uttak av kraft i et punkt i nettet påvirke flyten i hele nettet (Wangensteen, 2012). Hvordan en utbygging påvirker flaskehalser i transmisjonsnettet kan studeres indirekte, ved at flaskehalser medfører økte prisforskjeller mellom noder. Dersom det er stor forskjell mellom prisseffekten i noden og prisøkningen etablering i noden påfører resten av nodene i regionen, kan det være en indikasjon på flaskehalser i nettet.



Figur 6-7: Gjennomsnittlig modellert prisendring i hele Norge, Nord-Norge, Midt-Norge og Sør-Norge.

Figur 6-7 viser hvor mye etablering i de ulike tilknytningspunktene øker gjennomsnittsprisen for alle noder i Norge, og for nodene i regionene Nord-Norge, Midt-Norge og Sør-Norge (som inkluderer noder på Øst- og Vestlandet). Den gjennomsnittlige prisreaksjonen for alle noder i Norge er på 0,6 €/MWh. Gjennomsnittsprisen for alle nodene i Norge er 34,8 €/MWh, som vil si at tilknytning av flatt forbruk på 2 TWh (228 MW) generelt øker gjennomsnittsprisen i Norge med 1,72 %. Dette anses som en relativt stor prisøkning gitt forbrukets størrelse. Den store prisreaksjonen kan forklares med at det er kraftoverskudd i modellen, og den totale kraftbalansen viser at det er omtrent 30 TWh mer produksjon enn forbruk i Norge i det simulerte året 2025. Prisendringen blir større når prisene løftes fra et veldig lavt nivå, eller fra null, og opp til et mer normalt nivå, enn hvis prisen er høy i utgangpunktet. Siden det er veldig lave sommerpriser særlig i Midt-Norge og Nord-Norge, bidrar dette til den relativt store prisseffekten. Tilknytning i NO5 har størst påvirkning på gjennomsnittsprisen for alle noder i Norge, mens tilknytning i NO4 har lavest påvirkning. Nodene i NO4 og NO3 skiller seg ut, ved at disse har større påvirkning på prisene i henholdsvis Nord-Norge og Midt-Norge enn det tilknytning i NO2 for eksempel har for prisene i Sør-Norge. Dette tyder på at flaskehalser begrenser kapasiteten mellom områdene, som gjør at prisseffekten i NO4 og NO3 er mer lokal enn for eksempel tilknytning i NO2.

Figur 6-8 sammenligner den gjennomsnittlige prisvirkningen i enkeltnodene presentert i kapittel 6.2.1 og virkningen for regionene som diskutert over, for hvert prisområde. Prisseffekten er generelt større i enkeltnodene enn prisøkningen i regionene. I NO2 er forskjellen mellom prisøkningen i enkeltnodene og hele området relativt liten, og i NO3 og NO4 er forskjellen noe større. Tilknytning i NO5 ga det største utslaget på prisseffekten i enkeltnodene, med 3,8 €/MWh, men gjennomsnittsprisen for alle noder i Sør-Norge øker i snitt med kun 0,9 €/MWh ved tilknytning i NO5. Dette tyder på at de store prisøkningene som ble observert i NO5, blant annet i Kollsnes, er lokale effekter som ikke påvirker området rundt i like stor grad, på grunn av begrenset kapasitet i nettet.



Figur 6-8: Gjennomsnittlig prisendring for alle noder i regionen tilknytningen finner sted, og gjennomsnittlig prisendring i enkeltnodene.

En av fordelene med å benytte en nodeprismodell fremfor en områdeprismodell til å analysere effekten av etableringen, er at nettselskapet kan få mer detaljert informasjon om hvor stor belastning tilknytningen påfører de andre nodene i systemet. Økning i nodeprisene gjenspeiler økt knapphet på produksjons- og overføringskapasitet, og dette kan illustreres ved å se hvordan prisøkningen sprer seg til andre noder ved etablering av forbruk i en node. Figur 6-9 viser hvordan tilknytning i tre noder i forskjellige deler av Norge påvirker prisen i nodene rundt.



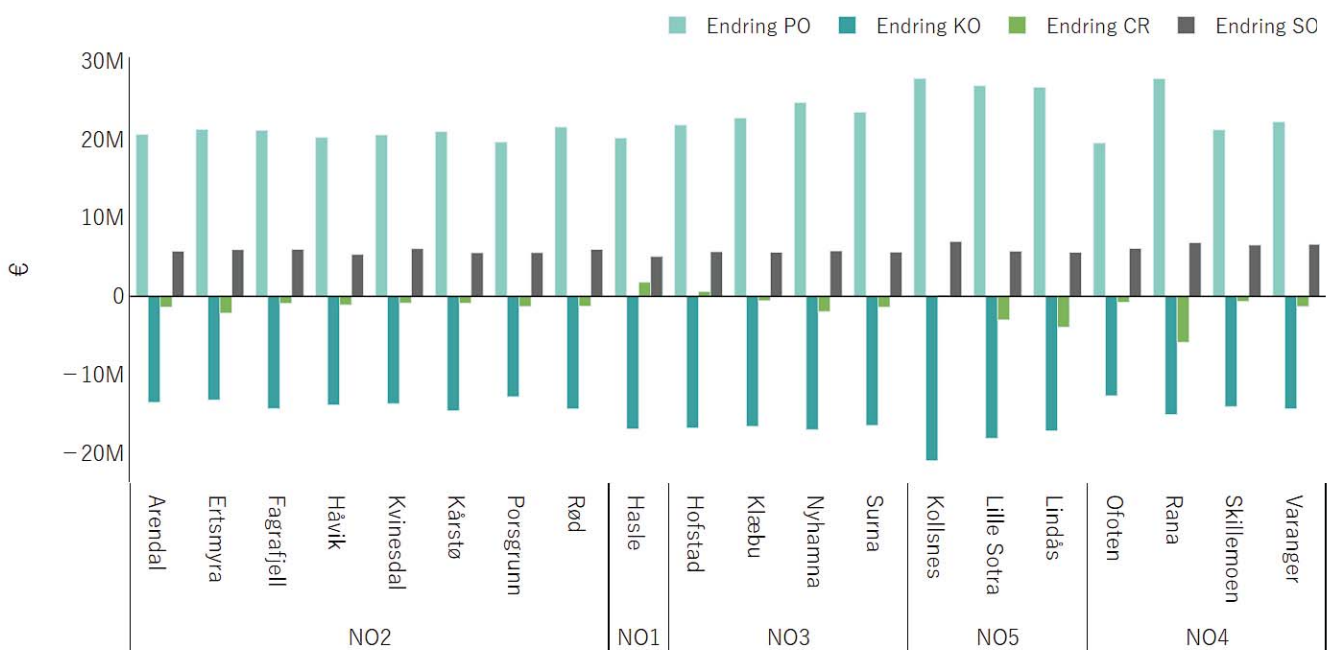
Figur 6-9: Gjennomsnittlig prisendring i alle noder i Norge ved tilknytning i de markerte nodene.

Figuren viser at det er stor variasjon mellom de ulike tilknytningspunktene i hvor stor spredning prisøkningen medfører. I alle tre scenarier fører etablering av forbruk til en marginal prisøkning i alle noder i Norge. Tilknytning i Fagraftjell (NO2) gir relativt lite utslag på prisene i de nærliggende nodene, men bidrar til en svak, jevn prisøkning som avtar gradvis nordover. Økning av forbruk i Lindås (NO5) medfører lokale, relativt store utslag på gjennomsnittsprisen. Tilknytning i Varanger (NO4) viser en mer regional effekt, der alle noder i regionen har en moderat økning som avtar noe for nodene i Midt-Norge og deretter gradvis sørover. Eksempel på tilknytning i NO1 og NO3 er ikke vist i figuren, ettersom priseffekten ved tilknytning i disse prisområdene er relativt lik effekten i henholdsvis NO2 og NO4.

6.2.3 Endring i samfunnsøkonomisk overskudd

For å vurdere hvor det ligger til rette for å etablere ny industri, analyseres også den samfunnsøkonomiske lønnsomheten som genereres ved å tilknytte forbruk i de utvalgte nodene. Dette er ikke en fullverdig samfunnsøkonomisk analyse, men modellsimuleringer i BID3 gjør det mulig å kvantifisere nyttevirkningene av tilknytning i ulike punkter som kan gi en indikasjon på hvilke punkter som er best egnet.

Den samfunnsøkonomiske nytten realiseres som endringer i konsumentoverskudd, produsentoverskudd og flaskehalsinntekter. Flaskehalsinntektene er beregnet ved å gange flyt på hver forbindelse med prisdifferansen mellom nodene. Flaskehalsinntektene på utenlandsforbindelsene deles på to mellom Norge og landet det handles med. Deler av nyttevirkningene ved tilknytning av forbruk eller produksjon kan også tilfalle andre land enn Norge. Dette gjelder i særlig grad Sverige, ettersom kraftsystemene er tett integrert og prissmitten mellom områdene er relativt stor. Simuleringer gjort av Statnett i rapporten «Økt vindkraftproduksjon og virkninger i transmisjonsnettet» viser at det er sjeldent at andelen av nytten som tilfaller Norge ved investeringer i produksjon i Norge faller under 90 % (Winsnes et al., 2018). Derfor er det i denne oppgaven bare tatt hensyn til nyttevirkningene som oppstår for Norge, både når det gjelder etablering av forbruk og produksjon. Ved etablering av nytt industriforbruk øker kraftprisen som vil si at kraftprodusentene får økte inntekter, og forbrukerne må betale mer for strømmen. Ved å legge til 2 TWh forbruk vil konsumentoverskuddet øke, men ettersom konsumentoverskuddet er en teoretisk størrelse som ikke har noen praktisk betydning i seg selv, er det ikke relevant å inkludere økningen i konsumentoverskudd som skyldes selve forbruksendringen. Denne effekten er derfor ekskludert fra beregningen av konsumentoverskuddet. Endringen i konsumentoverskudd som er inkludert i analysen er den som forårsakes av prisforskjellene forbruksøkningen skaper.



Figur 6-10: Endring i samfunnsøkonomisk overskudd (SO) for hele Norge ved tilknytning i noden, fordelt på endring i konsument- og produsentoverskudd (KO og PO) og flaskehalsinntekter (CR = Congestion rent).

Fordelingen mellom produsentoverskudd, konsumentoverskudd og flaskehalsinntekter, samt den totale velferdsendringen, er presentert i Figur 6-10. Resultatene viser at etablering av industriforbruk på 2 TWh medfører en betydelig økning i samfunnsøkonomisk overskudd i alle scenarier. Endringen i samfunnsøkonomisk overskudd varierer mellom 5 og 7 millioner euro, og gjennomsnittlig endring for de utvalgte nodene for hvert prisområde er presentert i Tabell 6-3.

Tabell 6-3: Gjennomsnittlig endring i samfunnsøkonomisk overskudd per prisområde.

NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
5,08	5,78	5,68	6,53	6,12
M €	M €	M €	M €	M €

Resultatene viser at etablering av industri i nodene i NO4 gir størst nytteøkning. Etablering i NO1 medfører lavest endring i det samfunnsøkonomiske overskuddet. Fordelingen mellom endringer i konsument- og produsentoverskudd og flaskehalsinntekter henger tett sammen med prisvirkninger lokalt i noden forbruket tilknyttes, og prisendringene etableringen bidrar til i områdene rundt. Konsumentoverskuddet reduseres når kraftprisen øker, og produsentene får bedre betalt for kraften de selger som øker produsentoverskuddet. Kraftoverskuddet reduseres når nytt forbruk etableres uten at produksjonen økes. Flaskehalsinntektene blir da mindre, både fordi det eksporteres mindre kraft ut av landet, men også fordi prisforskjellene mellom regionene reduseres. Flaskehalsene dempes spesielt i nord, der det er høy forekomst av nullpriser før tilknytning av forbruk. Fordi det er et kraftoverskudd, og verdien av den kraften øker ved forbruksøkning, forbedres handelen med utlandet. Volumet som eksporteres blir mindre, men økte kraftpriser gjør at man får mer betalt for kraften som selges, slik at verdien av norsk kraft øker. Den betydelige økningen i samfunnsøkonomisk overskudd kan også komme av at det er noe spill som minker, ettersom en del av nodene med nullpriser om sommeren og høsten løftes til et høyere prisnivå. Når vannkraftprodusentene får bedre betalt for vannet, øker også produsentoverskuddet.

6.2.4 Egnede tilknytningspunkter for industrietablering

Samlet sett viser simuleringene at nodene i Nord-Norge fremstår som de best egnede tilknytningspunktene for industriforbruk. Nodene i NO4, i tillegg til enkelte noder lokalisert over Bergensområdet, har lavest priser i Norge før tilknytning. Det indikerer at det er disse nodene som har mest tilgjengelig kapasitet, samt lavest kostnad for utbyggerne, og dermed er best egnet for tilknytning av forbruk. Selv om nodene i NO4 er mest følsomme for forbruksøkninger, og får størst prisreaksjon, er det fortsatt disse nodene som har lavest pris etter tilknytning av de nodene som er analysert. Tilknytning til nodene i NO4 har minst påvirkning på gjennomsnittsprisen for alle noder i Norge, men størst påvirkning på nodene i regionen, som tyder på begrenset kapasitet ut av området. Tilknytning av forbruk i NO4 øker prisene regionalt, som reduserer prisforskjellene nord-sør i Norge. I tillegg medfører etablering i nodene i NO4 størst økning i samfunnsøkonomisk overskudd. Totalt sett gir dette en god indikasjon på at nodene i NO4 er best egnet for tilknytning av forbruk. Det er også identifisert noder som ikke er egnet for tilknytning av forbruk, Kollsnes (NO5) og Hofstad (NO3), på grunn av manglende kapasitet i nettet.

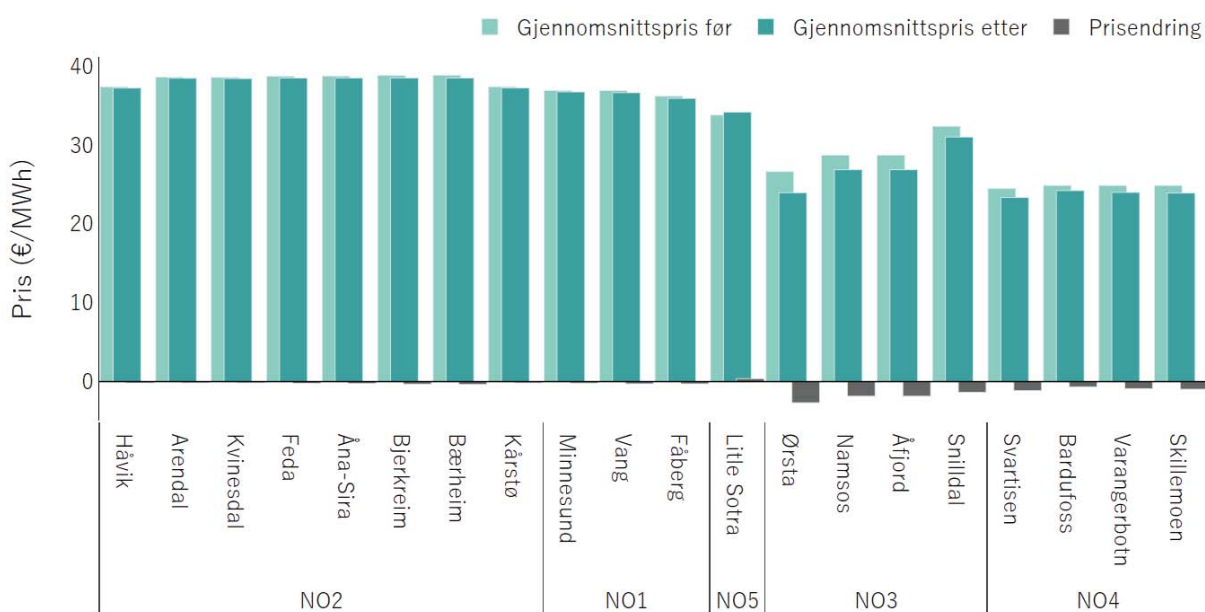
6.3 Resultater fra Case 2: Tilknytning av vindkraft

I dette kapitlet presenteres resultatene fra Case 2: Tilknytning av vindkraft. Dette fungerer som et eksempel på hvordan Statnett kan bruke BID3s nodale versjon til å lokalisere egnede tilknytningspunkter for vindkraft. I de påfølgende delkapitlene belyses produksjonssiden av de tre forskningsspørsmålene, ved å kvantifisere variasjon i priseffekt, prispåvirkning på andre noder og endring i samfunnsøkonomisk overskudd ved tilknytning i noder i ulike deler av landet.

6.3.1 Preiseffekt i tilknytningsnoden

En vindkraftprodusent vil ønske å få høyest mulig pris for kraften de selger, så nodene med høy pris er mest ettertraktet for tilknytning. Prisene fra basis-scenariet indikerer at det er nodene i NO2 som har høyest pris og dermed størst verdi av ny lokal kraftproduksjon. Ved økt produksjon vil prisen reduseres uten en tilsvarende økning i etterspørsel, så hvor stor priseffekt etableringen medfører er med på å avgjøre hvor egnet nodene er for tilknytning av vindkraft. Derfor kvantifiseres priseffekten ved etablering av vindkraft i ulike noder. Siden vindkraft er uregulerbar og ikke kan produsere når det ikke blåser, oppnår ikke vindkraftprodusenter gjennomsnittsprisen i markedet på grunn av det som kalles kannibaliseringseffekten. Når store mengder vindkraft produserer samtidig uten tilsvarende høy etterspørsel etter kraften, vil kraftprisen synke og den gjennomsnittlige oppnådde kraftprisen vil reduseres (Prol et al., 2019).

Det må presiseres at kraftprisene i denne analysen ikke er produksjonsveide. Prisene produsentene oppnår vil være noe lavere enn de som presenteres i analysen siden vindkraftproduksjonen er uregulerbar. Ettersom vindkraftprodusentene i Norge oppnår en relativt høy produksjonsveid pris siden det blåser klart mest om vinteren når prisene er høyest (Winsnes et al., 2018), er ikke produksjonsveide priser beregnet. Vindkraftverket som legges til har en kapasitet på 150 MW. Hvordan volumet som tilknyttes påvirker resultatene, presenteres i kapittel 6.4.3. Figur 6-11 viser gjennomsnittsprisen i tilknytningsnoder før og etter etablering vindkraftverket, samt den absolutte prisendringen.



Figur 6-11: Modellert gjennomsnittlig pris i noder før og etter tilknytning, samt absolutt prisendring.

Når kraftproduksjonen øker uten at forbruket øker tilsvarende, reduseres kraftprisen. Dette er tilfelle i alle noder med unntak av Lille Sotra (NO5). I denne noder observeres det en marginal økning i gjennomsnittsprisen, som vanskelig kan forklares og derfor ses bort i fra i denne analysen. Resultatene viser at prisreduksjonen varierer mellom 0,15 €/MWh og 2,7 €/MWh. Den gjennomsnittlige prosentvise prisendringen for hvert prisområde er presentert i Tabell 6-4.

Tabell 6-4: Modellert gjennomsnittlig prosentvis prisendring i hvert prisområde.

NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
- 0,7 %	- 0,6 %	- 6,8 %	- 3,7 %	1,1 %

Prisreaksjonen er klart størst i NO3, men er også stor i NO4. De store prisendringene i NO3 og NO4 er et eksempel på kannibaliseringseffekten, ettersom vindkraften som knyttes til nodene økes i de samme timene det er vind fra før. Det gjør at tilbudskurven forskyver seg, og da er det avgjørende hvilken teknologi som var prissettende og som skyves ut for hvor stor priseffekten blir. Av varighetskurven for

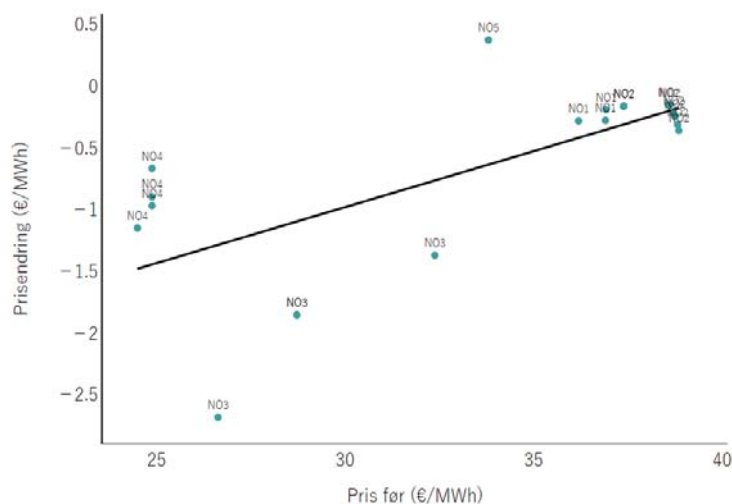


Figur 6-12: Varighetskurver for pris i Varanger (NO4) og Ørsta (NO3) før og etter tilknytning av ny vindkraft.

Ørsta (NO3) i Figur 6-12, fremkommer det at priseffekten i NO3 er størst i timene med lavest pris, altså de timene med mye vind fra før. At priseffekten er større i NO3 enn i NO4 er noe uventet, og avviker blant annet fra resultatene i (Winsnes et al., 2018). Varighetskurven for Varanger (NO4) viser årsaken til dette. I NO4 er det begrenset hvor stor prisreaksjonen kan bli, ettersom flere av nodene har nullpriser i mer enn 10 % av året allerede, slik at den ekstra vindkraften ikke kan senke prisen ytterligere i disse timene.

I NO2 er prisreaksjonen veldig lav. Dette tyder på at kannibaliseringseffekten er mindre når et anlegg tilknyttes i et område som ligger nærmere kontinentet og har større volumer med produksjon fra før, enn et tilsvarende anlegg som tilknyttes et område lenger unna kontinentet og med mindre eksisterende produksjon. Et interessant resultat å hente ut fra dette er at det er mindre risikofyllt for utbyggere å investere i vindkraft i Sør-Norge, ettersom prisene er høyere i utgangspunktet, og priseffekten ved å etablere kraft i nodene er lavere. Det er også generelt liten variasjon mellom de ulike tilknytningsnodene i sør, som gir et mer robust resultat. I Statnetts analyse av hvordan vindkraft påvirker transmisjonsnettet, støttes denne konklusjonen (Winsnes et al., 2018). Det fremheves at investeringsrisikoen for vindkraftprodusenter er lavest i sør fordi det skal store mengder ny vindkraft til for å senke kraftprisene i Sør-Norge betydelig. I tillegg vil vindkraftproduksjon i Nord-Norge i større grad konkurrere med vindkraft nord i Sverige (Winsnes et al., 2018).

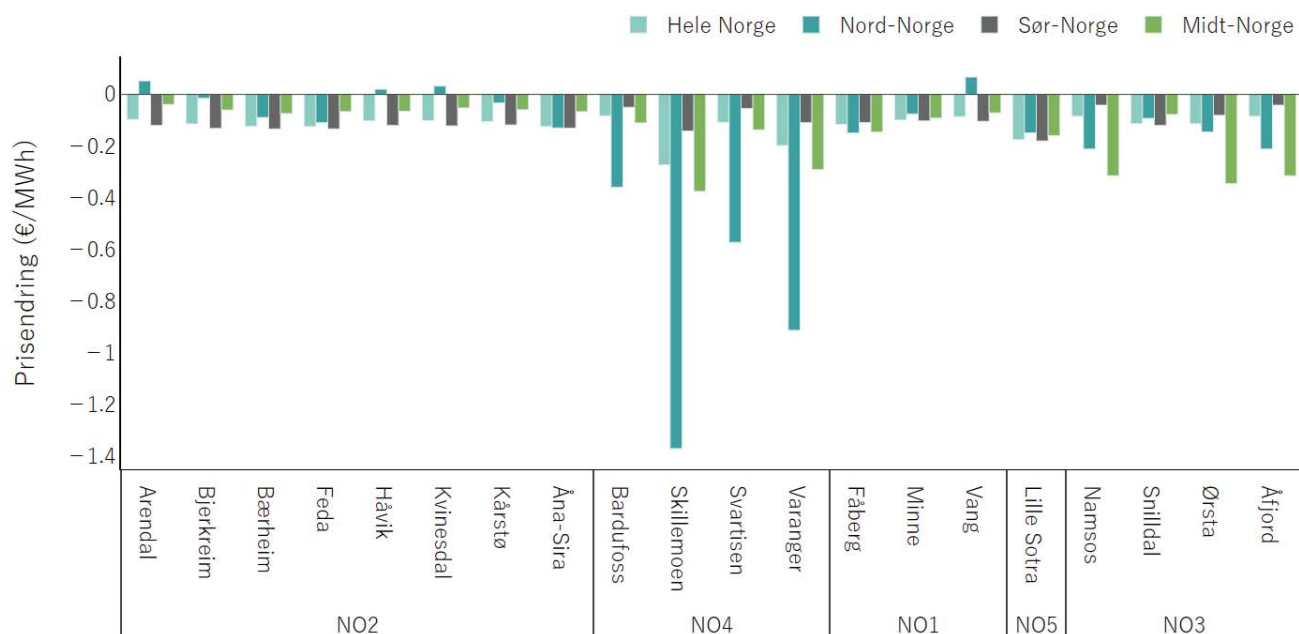
I likhet med resultatene for etablering av forbruk, fremkommer det en tydelig sammenheng mellom prisen i noden før tilknytning av vindkraft og størrelsen på prisendringen. Figur 6-13 viser en positiv korrelasjon mellom førpris i noden og prisendring. Prisreduksjonen er større i noder med lav pris i utgangspunktet enn i noder med høy pris. Allikevel er ikke nodene med lavest førpris de som har størst prisreaksjon. Nodene i NO4, som har lavest pris i utgangspunktet, har så lav pris på grunn av det store kraftoverskuddet i Nord-Norge, og mange timer med nullpris, som gjør at prisene ikke kan senkes ytterligere.



Figur 6-13: Sammenheng mellom pris i noden før tilknytning og prisendring etter tilknytning.

6.3.2 Prispåvirkning på andre noder i Norge

I dette avsnittet belyses det hvordan tilknytning av vindkraft påvirker eksisterende forbruk og produksjon, ved å vurdere priseffekten for resten av nodene i Norge.

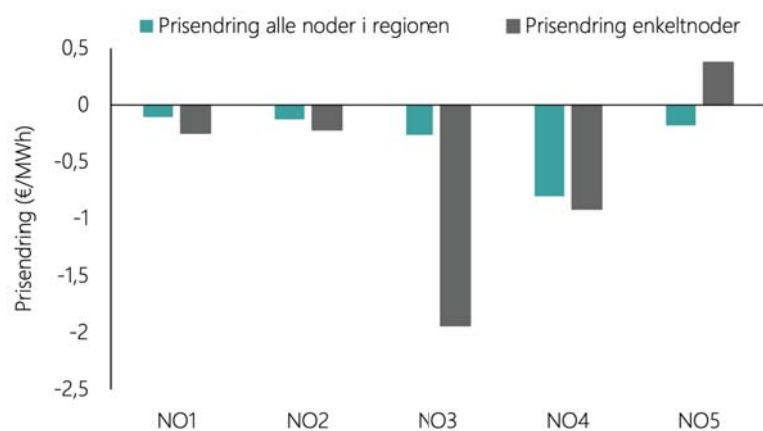


Figur 6-14: Gjennomsnittlig modellert prisendring i hele Norge, Nord-Norge, Midt-Norge og Sør-Norge.

Flaskehalser gjør at det oppstår prisforskjeller mellom noder og områder, som i praksis vil si at kraften har ulik verdi på samme tidspunkt avhengig av hvor i nettet den lokaliseres. Ettersom nodeprisene reflekterer begrensninger i nettet, vil det være relevant å undersøke hvordan tilknytning påvirker nærliggende noder som en del av vurderingen av hvilke noder som egner seg for tilknytning og ikke.

Figur 6-14 viser hvor mye etablering av et vindkraftverk med installert kapasitet på 150 MW påvirker gjennomsnittsprisen for alle nodene i Norge, og for nodene i regionene Nord-Norge, Sør-Norge og Midt-Norge. Resultatene viser at etablering av et vindkraftverk på denne størrelsen senker generelt gjennomsnittsprisen i Norge med 0,12 €/MWh. Dette er en relativt liten prisreduksjon, men gitt størrelsen til vindkraftverket er det ikke uventet. Tilknytning av vindkraft i nodene Skillemoen og Varanger, begge lokalisert i NO4, medfører størst prisreduksjon for nodene i hele Norge. Resten av søylene i Figur 6-14 viser hvor stor påvirkning tilknytning i en node innenfor et prisområde har på hele regionen prisområdet ligger i og på de andre regionene. Nodene i NO4 skiller seg mest fra de andre, ved at etablering av vindkraft her senker prisene i nord i større grad enn det etablering i noder i andre prisområder gjør for regionen de er plassert i. Det samme gjelder nodene i NO3, men i mindre grad. At prisreaksjonen ved etablering i NO4 og NO3 er størst i de respektive regionene ble også observert ved tilknytning av forbruk, og tyder på begrenset kapasitet ut av områdene.

Figur 6-15 viser gjennomsnittlig prisendring i enkeltnodene i hvert prisområde sammenlignet med prisendringen som ble påført alle nodene i regionen. Som i caset med tilknytning av forbruk, er prisendringene generelt større i enkeltnodene enn i regionene. Ser man bort i fra NO5, er det stort sett samme endring i enkeltnodene som i regionene i NO1, NO2 og NO4, selv om effekten er noe svakere for hele området enn i enkeltnoden. Tilknytning i NO3 skiller seg derimot kraftig ut.



Figur 6-15: Gjennomsnittlig prisendring for alle noder i regionen tilknytningen finner sted, og gjennomsnittlig prisendring i enkeltnodene.

Tilknytning i dette prisområdet ga det største utslaget på prisendringen i enkeltnodene, $-1,93$ €/MWh, men priseffekten for hele Midt-Norge ved tilknytning i NO3 er betydelig mindre og utgjør bare $-0,26$ €/MWh. Dette tyder på at det er innestengt kraft i nodene i Midt-Norge, altså at noen av ledningene ut fra nodene ikke tåler den ekstra produksjonen.

Hvordan tilknytning av vindkraft i en node kan påvirke prisen i nærliggende noder, illustreres i Figur 6-16, der gjennomsnittlig prisendring for alle noder i Norge ved tilknytning i tre ulike deler av landet er presentert. I likhet med etablering av industriforbruk, er det stor forskjell mellom hvor stor prisspredningen blir i de ulike punktene. Tilknytning i Kvinesdal (NO2) gir marginalt utslag på nodene i regionen. Dette stemmer med konklusjonene i (Winsnes et al., 2018), der det vises at det kan tilknyttes store mengder vindkraft i Sør-Norge uten at prisene endres i særlig grad, og at det oppstår få flaskehalsar internt i regionen. Hvordan størrelsen på volumet som tilknyttes påvirker resultatene, diskuteres videre i kapittel 7.2. Tilknytning i Skillemoen (NO4) medfører størst prisøkning i sørlige del av NO4, og prisene nord i regionen løftes moderat. Her kommer flaskehalsen mellom Nord-Norge og Midt-Norge tydelig frem, ettersom prisspredningen avtar akkurat på grensen mellom NO3 og NO4. Tilknytning i Ørsta (NO3) gir stort utslag på prisen i tilknytningsnoden, men spredningen til nodene rundt er liten. Dette illustrerer igjen begrensninger i nettet rundt noden, og at ledningene ut fra noden ikke tåler den ekstra produksjonen. Dette er et eksempel på hvordan BID3 kan være et godt verktøy for å vurdere tilknytning i ulike punkter, og får frem begrensninger innad i prisområdene som ikke ville kommet frem med en områdeprismodell.



Figur 6-16: Gjennomsnittlig prisendring i alle noder i Norge ved tilknytning av vindkraft i nodene som er markert i figuren.

6.3.3 Endring i samfunnsøkonomisk overskudd

For å vurdere hvor det ligger til rette for å tilknytte ny produksjon, analyseres også den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved tilknytning i de ulike nodene. Ved verdsetting av ny produksjon tas det utgangspunkt i nytten den nye kraften genererer i kraftmarkedet, som vil være nært knyttet til kraftprisen. Den samfunnsøkonomiske nytten realiseres som endringer i konsumentoverskudd, produsentoverskudd og flaskehalsinntekter. Fordelingen av endringer i disse størrelsene ved tilknytning av vindkraft i de utvalgte nodene er presentert i Figur 6-17. En forutsetning for samfunnsøkonomiberegningene er at lønnsomheten vurderes uten å ta hensyn til nytten ved at nettinvesteringer kan bli mer lønnsomme som følge av økt produksjon. Som for forbruk vurderes nyttevirkningene av den nye produksjonen kun for Norge i denne analysen. Hvor mye som produseres per MW vil være viktig for nytteberegningen. Ettersom vindforholdene og brukstidene på de ulike lokasjonene varierer, produserer kraftverkene som er tilknyttet noder i Nord-Norge, Midt-Norge og Sør-Norge henholdsvis 692 GWh, 629 GWh og 598 GWh.



Figur 6-17: Endring i samfunnsøkonomisk overskudd (SO) for hele Norge ved tilknytning i nodene, fordelt på endring i konsument- og produsentoverskudd (KO og PO) og flaskehalsinntekter (CR = Congestion rent).

Økt produksjon i nodene fører, som vist i de foregående avsnittene, til prisreduksjon både i noden og i nodene i områdene rundt. Å øke kraftproduksjonen når det allerede er et kraftoverskudd, svekker konkurransen og senker prisene, som gjør at produsentene må selge kraft til lavere pris. Størrelsen på prisreduksjonen og hvordan den spres til andre noder har konsekvenser for det samfunnsøkonomiske overskuddet.

Ettersom nytten av den nye kraften blir lavere enn den opprinnelige kraftprisen skulle tilsi. Hvor raskt prisene synker er dermed avgjørende for samfunnsøkonomien, og prisene faller raskere hvis vindkraftverket som etableres er stort sammenlignet med størrelsen på markedet der det bygges ut og det er begrenset overføringskapasitet ut av området (Winsnes et al., 2018).

Hvis vindkraften bygges ut i et område som allerede har lave priser på grunn av flaskehalser, vil salgsværdien av kraften øke jo høyere prisen er i områdene rundt (Winsnes et al., 2018). Når prisen etter tilknytning senkes ytterligere, vil flaskehalsinntektene øke. Allikevel er det primært kraftprisene i området som avgjør nytteendringen ny kraftproduksjon medfører. Gjennomsnittlig endring i samfunnsøkonomisk overskudd per prisområde ved etablering av vindkraft i nodene er vist i Tabell 6-5.

Tabell 6-5: Gjennomsnittlig endring i samfunnsøkonomisk overskudd per prisområde.

NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
1,17	1,14	0,88	1,26	0,45
M €	M €	M €	M €	M €

Det fremkommer at gjennomsnittlig nytteøkning i hvert prisområde er størst i NO4, og deretter NO1 og NO2. Den gjennomsnittlige økningen i nytte er vesentlig lavere i NO3 og NO5. Samtidig er det viktig å påpeke at det er store variasjoner innad i prisområdene, særlig i NO4. Her skiller Skillemoen og Varanger seg ut som tilknytningspunktene som genererer høyest økning i nytte. Svartisen og Bardufoss, som er lokalisert i samme prisområde, er nodene der velferden øker minst ved tilknytning.

Figur 6-17 viser hvordan endringen i samfunnsøkonomisk nytte fordeler seg på de ulike komponentene. Fordelingen mellom endringer i konsument- og produsentoverskudd og flaskehalsinntekter henger sammen med prisvirkninger lokalt i noden produksjonen tilknyttes og i områdene rundt. Flaskehalser fører til at prisene lokalt vil synke mer, mens prisene utenfor påvirkes i mindre grad, noe som øker flaskehalsinntektene. Dette er tilfelle i nodene Varanger og Skillemoen i NO4 der nytteøkningen er størst. På grunn av flaskehalser reduseres kraftprisene i Nord-Norge betydelig, som vist i kapittel 6.3.2, som fører til dårligere inntjening for produsentene og dermed redusert produsentoverskudd. Tilsvarende gir prisreduksjonen stor økning i lokalt konsumentoverskudd. Økte prisforskjeller til nodene i de nærliggende områdene, både i Midt-Norge og i Sverige, gir den store økningen i flaskehalsinntekter.

I NO1, NO2 og NO3 kommer det meste av nyttevirkningen av økt konsumentoverskudd ettersom kraftprisen i områdene reduseres noe. Produsentoverskuddet går litt ned, som vil si at inntektene til produksjonen som er lagt til ikke oppveier hele tapet de eksisterende produsentene får som følge av prisnedgangen. Flaskehalsinntektene endres marginalt i NO1 og NO2, men øker litt i NO3. Dette følger av at prisvirkningen ved tilknytning til nodene i NO3 påvirket de andre nodene i regionen i større grad enn tilknytning i NO1 og NO2 medførte, jamfør diskusjonen i kapittel 6.3.2. Samlet sett er det nodene i NO1 og NO2 som bidrar til høyest velferdsøkning, med unntak av to av nodene i NO4 som bidrar til stor økning i flaskehalsinntekter. Konklusjonen om at Sør-Norge egner seg best for utbygging av vindkraft fra et samfunnsøkonomisk perspektiv deles også i (Winsnes et al., 2018).

6.3.4 Egnede tilknytningspunkter for etablering av vindkraft

Simuleringene viser at nodene i NO2 og NO1 fremstår samlet sett som de mest egnede tilknytningspunktene for tilknytning av vindkraft. Noder i NO2 og NO1 er områdene med høyest priser før tilknytning, og indikerer derfor at det er her verdien av lokal kraftproduksjon er høyest, og at inntjeningen til vindkraftprodusentene vil være størst. Beregningene har også vist at kannibaliseringseffekten er minst i nodene i NO2, som gjør at investeringsrisikoen fremstår som lavere i Sør-Norge. Analysen av hvordan tilknytning i nodene i NO2 og NO1 påvirker nærliggende noder, viste at det ikke er nevneverdige interne flaskehalser i området, og at prispåvirkningen generelt var lav. Til slutt viste de samfunnsøkonomiske beregningene at tilknytning i NO2 og NO1 bidrar til størst velferdsøkning, med unntak av enkelte noder i NO4 som skilte seg ut på grunn av høye flaskehalsinntekter. Samlet sett gir beregningene en god indikasjon på at noder i NO2 og NO1 er best egnet for tilknytning av vindkraft. Analysen viste også at enkelte noder ikke er egnet for tilknytning av vindkraft. Begrenset kapasitet ut av noden Ørsta i NO3 førte til innestengt kraft og stor prisnedgang.

6.4 Resultater fra sensitivitetsanalyser

For å verifisere resultatene best mulig, skulle helst alle utvalgte noder blitt inkludert i sensitivitetsanalysen og flere variabler blitt undersøkt. På grunn av modellens lange kjøretid har dette ikke vært mulig. I stedet er sensitivitetsanalysene utført for to noder som er lokalisert i Sør-Norge og to i Nord-Norge, ettersom det er disse områdene som skiller seg ut som best egnet for tilknytning i henholdsvis produksjons- og forbrukscasen.

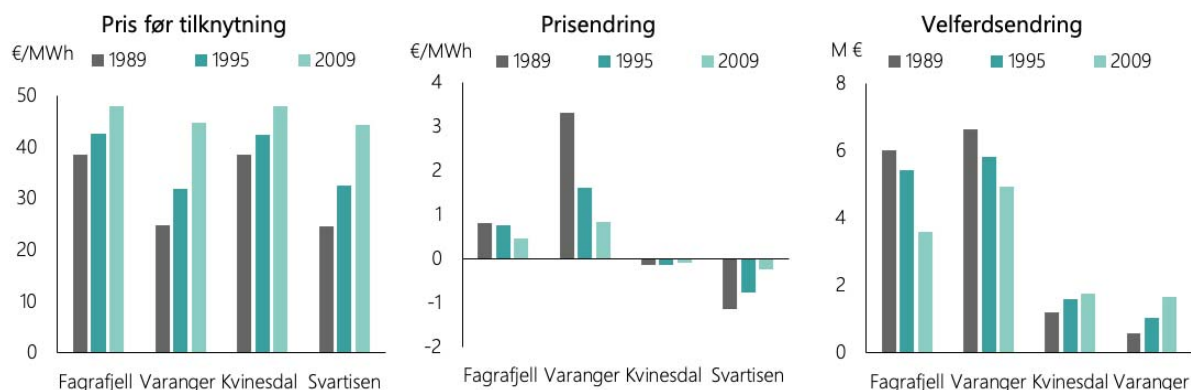
De utvalgte nodene med forbruksøkning er Fagrafjell (NO2) og Varanger (NO4). Kvinesdal (NO2) og Svartisen (NO4) er nodene som er valgt ut for tilknytning av produksjon. Endringene som er gjort i simuleringene for de fire scenariene er:

- Simulering med utgangspunkt i to tørrere værår (1995 og 2009)
- Simulering med ny vannverdiberegning
- Simulering med tilknytning av dobbelt så stort volum av forbruk eller produksjon

Resultatene fra sensitivitetsanalysene presenteres i dette kapittelet, og påvirkningen på resultatene diskuteres videre i kapittel 7.1.

6.4.1 Valg av værår

På grunn av at modellen er svært regnetung og hver simulering derfor er tidkrevende, er analysen forenklet til en ettårsanalyse, som vil si at simuleringene kun tar utgangspunkt i ett værår. Valget av værår til basis-scenariet er gjort av de nordiske TSO-ene etter føringer fra ACER. For å kunne gjenbruke vannverdiene fra basis-scenariet, var det ikke mulig å simulere med andre værår enn de som allerede var valgt ut. De tilgjengelige værårene var 1989, 1995 og 2009. Totalt modellert vanntilsig til det nordiske systemet for de respektive årene var 248 TWh, 235 TWh og 213 TWh. De utvalgte årene er det femte, åttende og nittende våteste året i perioden 1989 til 2016. I hovedanalysen er 1989 væråret som er benyttet. Nodepris før tilknytning, prisendring og endring av samfunnsøkonomisk nytte etter tilknytning er beregnet for de tre værårene. I Fagrafjell og Varanger er det tilknyttet forbruk, og i Kvinesdal og Svartisen er det tilknyttet vindkraft.



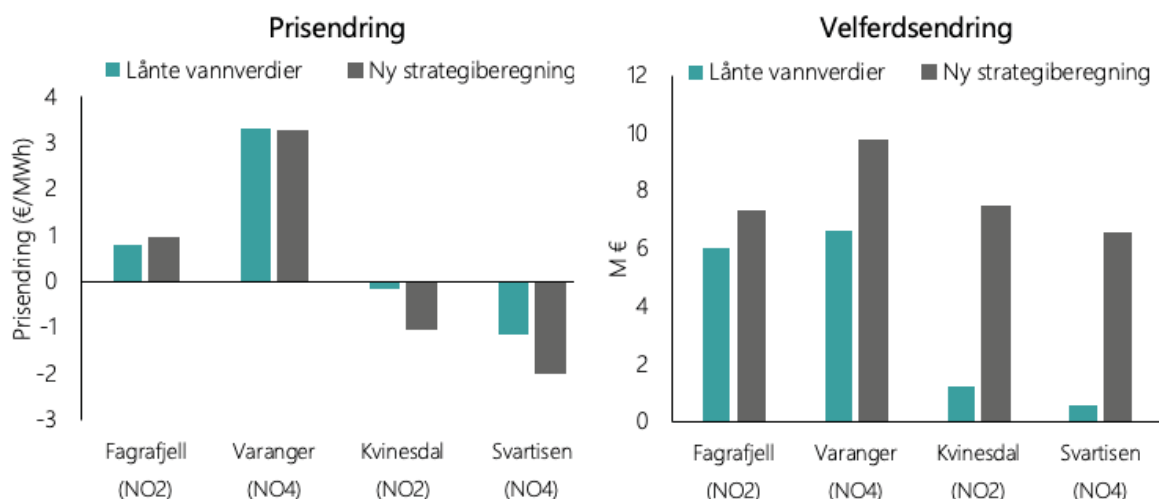
Figur 6-18: Endring i gjennomsnittspris i nodene før tilknytning og prisendring og velferdsendring etter tilknytning med værårerne 1989, 1995 og 2009.

Figur 6-18 viser at gjennomsnittsprisen i nodene før tilknytning er lavest i det våteste året, og øker jo tørrere år som er benyttet. Prisforskjellene mellom tilknytning i nord og sør reduseres ved simulering med tørrere år. Preiseffekten forårsaket av tilknytning i nodene reduseres også med tørrere værår. Dette gjelder særlig for nodene i Nord-Norge, der det i det våteste året er høy forekomst av nullpriser. I simuleringene med det tørreste året ligger prisen på et generelt høyere nivå hele året, og det er omtrent ingen forekomst av nullpriser i nord. Ettersom prisene løftes fra et høyere nivå ved tilknytning av forbruk, dempes priseffekten i tørrere værår.

Ved tilknytning av forbruk er det størst økning i samfunnsøkonomisk overskudd i noden i Nord-Norge i alle vær-scenarier. I simuleringene med tørrere år dempes nytteøkningen. Forskjellene mellom nytteøkning ved etablering i nord og sør øker i tørrere år. Det blir altså enda større velferdseffekt ved å plassere forbruket i nord fremfor i sør i det tørreste året, selv om den totale nytten er høyest i det våteste året. Ved tilknytning av vindkraft er velferdsendringen større desto tørrere året er, noe som er naturlig ettersom verdien av kraften øker når det er større knapphet. Å plassere vindkraft i noden i Sør-Norge gir størst velferdsøkning i alle værår-scenariene, selv om forskjellen reduseres i tørrere år.

6.4.2 Simulering med kopierte vannverdier

I BID3 bygger vannkraftprodusentenes strategi på optimalisering under stokastisk dynamisk programmering som tar hensyn til usikkerhet i fremtidig tilsig. Denne typen stokastisk simulering for 740 noder over et helt år er en svært regnetung og tidkrevende prosess. Derfor ble det valgt å kopiere vannverdier fra basis-scenariet og bruke disse i simuleringene med produksjons- og forbruksøkninger i de ulike nodene. Dette gjør at den ekstra produksjonen eller forbruket som er lagt til i scenariet ikke reflekteres i vannverdiene i simuleringene fra basis-scenariet. For å undersøke hvor stor påvirkning denne forenklingen har på resultatene, er det gjort nye simuleringer med tilknytning av forbruk i Fagrafjell (NO2) og Varanger (NO4), og tilknytning av vindkraft i Kvinesdal (NO2) og Svartisen (NO4) der BID3 er kjørt med vannverdimodulen. Da tas tilknytningen også hensyn til av vannkraftprodusentene når de husholderer vannet i magasinene. For å undersøke om simuleringer med ny strategiberegning endrer konklusjonen om hvilke noder som egner seg for tilknytning av industriforbruk og vindkraft, er både prisendring og velferdsendring undersøkt.



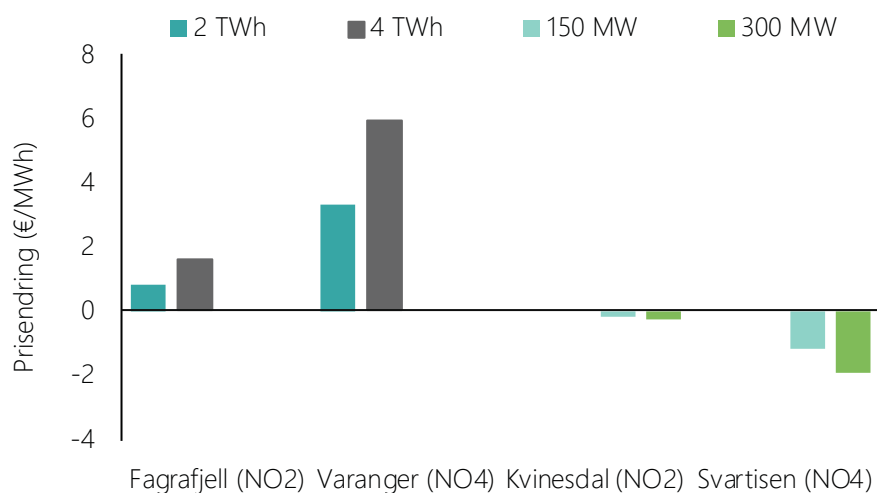
Figur 6-19: Påvirkning av ny vannverdiberegning på prisendring i noden og velferdsendring etter tilknytning.

Figur 6-19 viser at gjennomsnittlig prisendring ved tilknytning av forbruk i Sør-Norge er litt større, og for noden i Nord-Norge er prisendringen noe lavere med ny strategiberegning. I nodene der det er lagt til vindkraft er utslagene for gjennomsnittlig prisendring med ny strategiberegning vesentlig større. For noden i Sør-Norge, som i utgangspunktet hadde en veldig liten prisreduksjon etter tilknytning, reduseres gjennomsnittsprisen med nesten 1 €/MWh. Det samme gjelder tilknytning av vindkraft i NO4, der gjennomsnittsprisen synker med ytterligere 1 €/MWh. Simulering med nye vannverdiberegninger påvirker også resultatene for endringer i samfunnsøkonomisk overskudd.

Figur 6-19 viser at nytteendringen ny vindkraftproduksjon genererer i realiteten er betydelig større enn det resultatene med «lånte» vannverdier fra basis-scenariet indikerte. Også forbruksøkning gir et større overskudd når det tas hensyn til forbruksendringen i produsentenes strategiberegning.

6.4.3 Dobling av tilknyttet energivolum

I alle scenarier er det tilknyttet samme mengde forbruk, 228 MW som utgjør 2 TWh, og vindkraftverk med installert kapasitet på 150 MW, som utgjør mellom 600 og 700 GWh. Dette er gjort for at scenariene skal være sammenlignbare. Volumet som tilknyttes vil kunne påvirke priseffekten. Det er derfor utført en sensitivitetsanalyse der mengden forbruk som tilknyttes i nodene Fagrafjell (NO2) og Varanger (NO4) er doblet til 4 TWh, og kapasiteten til vindkraftverket som tilknyttes Kvinesdal (NO2) og Svartisen (NO4) er doblet til 300 MW. Produksjonsprofilene er de samme. Hvordan dobling av tilknyttet volum påvirker prisreaksjonen i noden er presentert i Figur 6-20. Ved tilknytning i nodene i NO2, både forbruk og produksjon, er prisendringen tilnærmet lineær. Ved tilknytning i nodene i NO4, derimot, øker prisen mindre enn volumøkningen, med henholdsvis 80 % i Varanger og – 69 % i Svartisen, ved dobling av det tilknyttede volumet.



Figur 6-20: Endring i gjennomsnittspris i noden ved dobling av tilknyttet energivolum.

7 DISKUSJON

Det er lett å trekke forhastede konklusjoner når man gjør simuleringer med en kraftmarkedsmodell som tilsynelatende gir konkrete resultater. Det er derfor viktig å være kritisk til resultatene og hva de faktisk innebærer. Alle økonomiske modeller gjengir et forenklet bilde av et samspill mellom mange variabler, og følgelig er resultatenes validitet avhengig av kvaliteten på forutsetningene som er benyttet. Derfor diskuteres noen av de viktigste forutsetningene for analysen her. Målet med denne oppgaven har vært å undersøke hvordan BID3 kan brukes til å lokalisere egnede tilknytningspunkter for forbruk og produksjon, og på denne måten bidra til å effektivisere nettilknytningsprosessen. Dermed diskuteres også modellens kvalitet og implikasjonene resultatene fra casene gir med tanke på videre bruk av BID3 i forbindelse med nettilknytningsprosessen.

7.1 Forutsetningenes kvalitet

7.1.1 Valg av værår

En av hovedutfordringene med å benytte en så kompleks kraftmarkedsmodell som den nodale versjonen av BID3, er at datamengdene er store og regnetiden til modellen derfor blir lang. Dette har resultert i at det både er nødvendig å forenkle selve modelleringen, og hvilke simuleringer som er gjort, for å få til en akseptabel regnetid. En av forenklingene var å basere analysen på kun ett værår. Alle variabler som påvirkes av været, som solinnstråling, vind, temperatur og hydrologi, er knyttet til dette væråret. Året som velges har dermed stor betydning for resultatene, og det valgte væråret, 1989, er det våteste av årene basis-scenariet ble simulert for. At et så vått år ble valgt, er en potensiell svakhet ved resultatene fra analysen.

Sensitivitetsanalysen i kapittel 6.4.1 viste at det er en betydelig forskjell mellom de simulerte værårene både på pris i noden før tilknytning, prisendring etter tilknytning og endring i samfunnsøkonomisk overskudd. Dette understreker at valg av værår kan påvirke hvilke noder som er best egnet for tilknytning av forbruk og produksjon, og bør derfor tas hensyn til ved videre bruk av modellen. Selv om valg av værår påvirker prisenivået, viser sensitivitetsanalysene at hovedtrendene fra analysen, når det gjelder prisforskjeller mellom nord og sør, fortsatt gjelder i alle scenarier. Konklusjonen om at nodene i Nord-Norge egner seg bedre enn nodene i Sør-Norge for etablering av forbruk, og at noder i Sør-Norge egner seg bedre enn nodene i Nord-Norge for tilknytning av produksjon, kan trekkes basert på simuleringer med alle de tre værårene som er undersøkt.

Allikevel reduseres prisforskjellene med tørrere år, så dersom et enda tørrere år ble valgt, er det ikke sikkert konklusjonen holder. Det må påpekes at sensitivitetsanalysene kun er gjort for fire utvalgte noder, så hvorvidt denne slutningen kan trekkes generelt for alle nodene er usikkert, ettersom resultatene fra casene viste at enkelte noder skilte seg veldig ut fra andre noder i samme prisområde. I tillegg har årene som er undersøkt en viss skjevhet mot våtere år, så effekten av en situasjon med underskudd på kraftbalansen i Norden er ikke undersøkt. Ideelt sett burde simuleringene gjøres med utgangspunkt i mange flere værår, for å ta høyde for varierende forhold og bedre sannsynlighetsfordeling av tørre og våte år. I andre Statnett-analyser med markedsmodellen Samnett, benyttes for eksempel 29 værscenarier for perioden 1988-2016 der snittet gir en normalsituasjon (Statnett, 2021b).

7.1.2 Simulering med kopierte vannverdier

En annen forenkling var å gjøre simuleringene med økt forbruk og produksjon med identiske vannverdier som basis-scenariet. Altså endrer ikke vannkraften strategi på grunn av det økte forbruket eller produksjonen som er lagt til. Sensitivitetsanalysen i kapittel 6.4.2 viste at særlig nodene der produksjonen ble økt, ga mye større prisreduksjon og økning i samfunnsøkonomisk nytte når den ekstra produksjonen ble tatt hensyn til i strategiberegningen. Dette resultatet kan indikere at økt vindkraft påvirker vannverdiene mer enn forbruk. Dette er et noe uventet resultat, ettersom et vannkraftverk som produserer i timer med høy pris kan antas å være relativt upåvirket av at det kommer inn ny vindkraftproduksjon, fordi de har mulighet til å flytte produksjonen til timer med høy pris for å holde prisen oppe. Forbruket, derimot, er flatt i alle timer og burde dermed hatt en jevnere prisøkning når det tas hensyn til i vannverdiberegningene.

En mulighet er at årsaken til den store prisendringen heller er knyttet til valget av noder, fremfor om det er tilknyttet forbruk eller produksjon i noden. Uavhengig av årsaken viser resultatene fra sensitivitetsanalysen at det er en risiko forbundet med å ikke ta hensyn til produksjons- eller forbruksøkningen i vannverdiberegningene. En kan forvente at dette vil påvirke resultatene, og at det antakeligvis er noen noder som er mer sensitive for å ikke oppdatere vannverdiberegningen enn andre. Samtidig viser resultatene fra alle scenariene med kopierte vannverdier endring i riktig retning. Konklusjonen om at nodene i Sør-Norge egner seg best for tilknytning av vindkraft og nodene i Nord-Norge for tilknytning av forbruk, kan også trekkes ut av resultatene med oppdaterte vannverdiberegninger. Allikevel anbefales det å gjøre oppdaterte vannverdiberegninger ved fremtidige bruk av BID3 for å fjerne risikoen forbundet med å ikke ta hensyn til tilknytningen i strategiberegningen.

7.1.3 Nivå på termiske priser

En annen viktig forutsetning for analysen, er nivået på termiske priser. Som tidligere nevnt ble forutsetningene satt i forkant av 2020, så det termiske prisnivået er derfor lavt sammenlignet med dagens prisnivå. På grunn av utvekslingskapasitet til landene Norge handler med, påvirker prisnivået på termisk kraft de norske kraftprisene. Dette er drøftet i kapittel 6.1, og Figur 6-4 sammenligner nivået på tyske og sørnorske priser. Selv om nivået på kraftprisen har lite direkte påvirkning på kraftflyten og antall timer med flaskehals, er det allikevel viktig. Prisnivået påvirker verdien av produksjon og forbruk, i tillegg til at prisnivået har direkte påvirkning på prisforskjellene som oppstår som følge av flaskehalser, og dermed den økonomiske kostnaden knyttet til disse (Winsnes et al., 2018). Størrelsen på prisforskjellene påvirkes av det termiske prisnivået, ettersom det er enkelte regioner med høy forekomst av nullpriser i simuleringene, og prisforskjellen til naboregionene øker dersom det generelle prisnivået i analysen øker.

Det ville derfor vært interessant å se hvordan høyere termiske priser påvirker priseffektene som følger av forbruks- og produksjonsendringer i nodene. Hvor stor priseffekten blir avhenger i stor grad av hvor ofte prisen går fra termisk nivå til null, som igjen avhenger av hvilket nivå de termiske prisene er satt på. Dette vil antakeligvis endres med et høyere forutsatt termisk prisnivå, som kan gi store utslag på den gjennomsnittlige priseffekten. I Winsnes et al. (2018) gjøres det en sensitivitetsanalyse av hvordan kraftprisinivået i Nord-Europa påvirker effektene ved tilknytning av ny produksjon i ulike deler av Norge. De viser at en gitt mengde vind reduserer prisene mer i et scenario med høyere priser. Det er også relativt sett mer gunstig med ny produksjon i sør i scenarier med høyere prisnivå, fordi økte kraftpriser i Europa øker prisforskjellene som oppstår av en gitt flaskehals. Det trekkes også frem at selv om kraftprisene i Nord-Norge øker ved økte europeiske priser, fører flaskehalsene ut av området til at potensialet for lønnsom utbygging av vindkraft er begrenset (Winsnes et al., 2018). Disse betraktningene underbygger resultatet fra casene om at noder i sør er best egnet for vindkraft og nodene i nord for forbruk.

7.1.4 Tilknyttet energivolum

Hvordan resultatene påvirkes av volumet som tilknyttes i nodene, er også belyst i sensitivitetsanalysen. Figur 6-20 i kapittel 6.4.3 viser hvordan den gjennomsnittlige prisen i nodene endres ved tilknytning av dobbelt så stort volum. Det fremkommer at prisreaksjonen er tilnærmet lineær ved tilknytning av både forbruk og produksjon i nodene i NO2. Ved tilknytning i NO4 er den prosentvise prisendringen mindre enn den prosentvise volumendringen. Dette kan enten komme av at prisendringene i nodene i NO4 absolutt sett er større i utgangspunktet, eller av spesifikke egenskaper med nodene. Ettersom få noder er undersøkt, er dette vanskelig å vurdere. Størrelsen på tilknytningssakene som vurderes i denne analysen er relativt små, men en videre drøfting av hvordan større volumer påvirker pris, flyt og flaskehalser i transmisjonsnettet finnes i (Winsnes et al., 2018).

7.2 Modellens kvalitet

Resultatenes validitet følger ikke bare av hvor gode forutsetningene er, men også av modellverktøyets kvalitet og egnethet for å undersøke det aktuelle formålet. Styrkene ved denne modellen er at det antakelig er den mest detaljerte nodeprismodellen for Norden som er laget. Særlig detaljeringsgraden i nettmodelleringen gjør modellen interessant, ettersom nodeprisene vil reflektere begrensningene på både linjer og snitt i det norske nettet på en realistisk måte. En annen styrke ved modellen er at et helt sammenhengende år er modellert, og at det tas hensyn til intertemporære restriksjoner som start- og stoppkostander og vannhusholdning. Det er flere tidligere studier, blant annet Ding og Fuller (2005) og Bjørndal et al. (2014), som har trukket frem behovet for modeller som har et lenger tidsperspektiv og tar hensyn til slike intertemporære restriksjoner for å gjøre grundigere analyser av effektene ved nodeprising.

Samtidig er den største utfordringen med bruk av BID3 å balansere detaljeringsgrad i modelleringen med aggregering, for å oppnå en akseptabel regnetid. I arbeidet med utformingen av datasettet og utvikling av modellen er det derfor gjort flere forenklinger for å forsøke å opprettholde denne balansen. En av forenklingene har vært å slå sammen noder på lavere spenningsnivåer, slik at nettet er aggregert til noder på 300 og 420 kV spenningsnivå. Selv om denne forenklingen er gjort, er fortsatt nett på lavere spenningsnivåer tatt hensyn til i større grad enn i en områdeprismodell.

Vannkraftmodelleringen er detaljert, men er også forenklet for å redusere kompleksiteten. For vannkraftverk som ligger i samme vassdrag, vil det være en hydrologisk avhengighet ettersom tapping av vann øverst i vassdraget vil påvirke tilsiget nedstrøms (Førsund et al., 2005). Vassdragene er ikke modellert slik at dette tas hensyn til i fordelingen av tilsig. Tilsiget til reservoarene i vassdraget gjøres om til energimengder og tildeles hvert anlegg basert på plasseringen. Produksjonsstrategiberegningen til vannkraftprodusentene er også basert på forenklinger, ettersom vannverdiene bestemmes med en aggregert vannkraftmodul per område (Sør-Norge, Midt-Norge og Nord-Norge) og forenklet overføringskapasitet mellom disse områdene. Det er utviklet en modul i BID3 som modellerer vannkraften mer detaljert med hensyn til kraftverkernes hydrologiske avhengighet i vassdragene som ikke er benyttet i denne oppgaven. Det hadde vært interessant å se hvordan en mer detaljert vannkraftmodellering hadde påvirket resultatene fra nodeprisberegningene. Selv om vannkraftmodelleringen kunne vært enda bedre, er den allikevel bedre enn i mange sammenlignbare modeller ettersom både usikkerhet i tilsig og tidsvariasjoner fanges opp. Vannkraftmodelleringen antas dermed å være tilstrekkelig til å fange opp de viktigste karakteristikkene i det nordiske systemet.

Den nodale versjonen av BID3 er fortsatt under utvikling, og dette datasettet er det største modellen er testet på. Det har forekommet noen uventede resultater, som at forekomsten av nullpriser er høyere enn forventet selv om et våår er benyttet, og at det er flere noder i Sør-Norge med nullpriser om vinteren. I tillegg førte tilknytning av vindkraft i NO5 til prisøkning i mange timer, noe som også var et uventet resultat. Dette tyder på at det er behov for videre testing av modellen og validering av resultatene, før modellen kan tas i bruk i praksis.

7.3 Bruk av BID3 i tilknytningsprosessen

Problemstillingen var å undersøke hvordan kraftmarkedsmodellen BID3s nodale versjon kan brukes til å lokalisere egnede tilknytningspunkter i nettet, for å bidra til å effektivisere tilknytningsprosessen. Veiledningsfasen er den delen av tilknytningsprosessen der BID3 har størst potensiale for å bidra til mer effektive løsninger. I veiledningsfasen skal Statnett besvare spørsmål fra kunden om det ser ut til å være kapasitet til etableringen i eksisterende eller planlagt nett, eller om det kreves nettoppgraderinger. Som regel er det opp til kunden å velge tilknytningspunkt før de henvender seg til nettselskapet, og det kommer også frem at kunder ofte opplever at nettselskaper unngår å gi uforpliktende veiledning før de bestiller kapasitet i et gitt punkt (Løken & Aarrestad, 2021). Det er en krevende oppgave å vurdere hvor mye produksjon og forbruk det er plass til i det eksisterende transmisjonsnettet, og detaljerte analyser på lokalt nivå er ofte tid- og ressurskrevende (Winsnes et al., 2018). Et modellverktøy som peker ut hvilke punkter i nettet som er godt og mindre godt egnet til tilknytning av forbruk eller produksjon på lokalt nivå, vil gjøre det enklere for Statnett å gi kundene uforpliktende veiledning om hvor det er ledig kapasitet i nettet. Dette kan også potensielt bidra til at unødvendige nettoppgraderinger unngås, ved at kundene veiledes til tilknytningspunkter der investeringer ikke er nødvendige.

I Figur 6-1 i kapittel 6.1 ble det presentert et kart over gjennomsnittlige nodepriser i alle noder i Norge. Hovedhypotesen var at modellerte nodepriser gir et godt bilde på kapasiteten i nettet, og at et slikt kart dermed kan brukes av Statnett til å kommunisere til kunder hvilke punkter som er best egnet for tilknytning, ettersom prisforskjellene mellom noder reflekterer knapphet på lokal produksjonskapasitet eller overføringskapasitet i systemet. En node med lavere pris innenfor et område er for eksempel bedre egnet for tilknytning av forbruk enn en node med høy pris. Dersom dette kartet alene hadde gitt nok informasjon om kapasiteten i nettet, kunne det videreutvikles til et brukervennlig verktøy, der brukeren kan fylle inn installert kapasitet og type forbruk eller produksjon, og få opp de punktene der det er ledig kapasitet, som dermed er best egnet for tilknytning. Deretter kunne nettselskapet videreformidlet hvilke punkter som er best egnet til kundene. Løsninger som dette finnes på nettsidene til flere TSO-er, blant annet den tyske TSO-en, Tennet (Tennet, 2022), og den britiske, National Grid (National Grid, 2022), der kundene selv kan fylle inn type forbruk eller produksjon og installert kapasitet og få opp hvor i nettet det er ledig kapasitet.

For å teste hovedhypotesen om hvorvidt et slikt kart kan fungere som en kapasitetsoversikt og for å teste hvordan modellverktøyet kan brukes av nettselskapene, ble det introdusert to caser. Det ble undersøkt hvordan prisene, og dermed også kapasiteten, ble påvirket av tilknytning av industriforbruk og vindkraft. I tillegg ble det valgt ut tre indikatorer, i tillegg til førprisen i noden, for å kunne avgjøre hva som regnes som et godt egnet tilknytningspunkt for forbruk og for produksjon. De tre indikatorene som ble undersøkt, var simulert priseffekt, prispåvirkning på andre noder i Norge og endring i samfunnsøkonomisk overskudd. Resultatene fra casene viste at nodene i Nord-Norge fremstår som de best egnede tilknytningspunktene for industriforbruk, og at nodene i NO2 og NO1 fremstår som de beste for tilknytning av vindkraft. Selv om hovedbildet viser at gjennomsnittlig førpris i noden gir et godt bilde på kapasiteten i nettet, viser også resultatene fra casene at dette ikke gir nok informasjon om kapasiteten i punktene alene. Det viste seg at enkelte noder skiller seg ut fra andre noder med tilsvarende førpris. For eksempel ble priseffekten i Kollsnes ved tilknytning av forbruk tre ganger så høy som noder med tilsvarende førpris, noe som tydet på at det var for liten kapasitet ut av noden til å håndtere det økte forbruket. Det samme gjaldt Ørsta ved tilknytning av vindkraft, der kraften ble sperret inne på grunn av manglende kapasitet på linjene ut fra noden. Dette er kanskje det viktigste resultatet, siden det viser at nodeprismodellen fanger opp informasjon om lokale nettbegrensninger som ikke kan analyseres med en områdeprismodell. Nettbegrensninger lokalt og regionalt vil trolig bli enda viktigere fremover, siden det omsøkte volumet av tilknytningssaker allerede er svært høyt og forventes å øke fremover, og det tar tid å bygge nytt nett.

Implikasjonene dette gir for videre bruk av modellen for Statnett, er at et kart over gjennomsnittlige nodepriser simulert med BID3 kan gi en indikasjon på hvilke punkter som er best egnet for tilknytning. Statnett kan slik lokalisere tilknytningspunktene som fremstår som best egnet, og deretter utføre noe grundigere analyser av utvalgte punkter på samme måte som det er utført i de to casene som er presentert i denne oppgaven. Den lange tiden det tar å simulere et datasett, gjør at dette per nå er mer egnet som et verktøy for å søke etter noder som virker mer eller mindre gunstige for tilknytning. Ved å bruke indikatorene som er benyttet i denne analysen, kan Statnett samlet sett få god nok informasjon til å sammenligne ulike punkter, og slik lokalisere de best egnede tilknytningspunktene. Dette kan gi verdifull informasjon om lokale nettbegrensninger en områdeprismodell ikke kan fange opp, og bidra til å gjøre veiledningsfasen av nettilknytningsprosessen mer effektiv.

8 KONKLUSJON OG VIDERE ARBEID

BID3 er et modellverktøy som kan være nyttig for Statnett og andre nettselskaper med tanke på å finne egnede tilknytningspunkter for forbruk og produksjon. Modellerte nodepriser alene gir ikke en god nok indikasjon på kapasiteten i de ulike punktene, men modellverktøyet kan brukes til å gjøre analyser av utvalgte punkter. De to presenterte casene viser hvordan verktøyet kan brukes til å sammenligne tilknytning i ulike noder. Basert på nodepris før tilknytning, prisseffekt i noden, prispåvirkning på andre noder i Norge og endring i samfunnsøkonomisk overskudd, kan Statnett få en indikasjon på hvor det er ledig kapasitet i nettet, og hvilke punkter som er best egnet for tilknytning. Analysen fra de presenterte casene viser at nodene i Nord-Norge samlet sett fremstår som de best egnede tilknytningspunktene for industriforbruk, og at nodene i NO2 og NO1 er best egnet for tilknytning av vindkraft. Analysen identifiserte også noen noder som ikke var egnet for økt forbruk og produksjon på grunn av lokale nettbegrensninger. Dette viser at en nodeprismodell kan fange opp lokale begrensninger som ikke kan identifiseres med en områdeprismodell.

På grunn av begrensede muligheter for å endre på forutsetninger i analysen og teste variablene for endringer, skal man være forsiktig med å trekke endelige konklusjoner. For at modellverktøyet skal kunne brukes av Statnett i forbindelse med tilknytningsprosessen, kreves det videre utvikling av verktøyet, både med tanke på testing av resultatene modellen gir og utvikling av funksjoner som reduserer kjøretiden slik at modellen kan være i praktisk bruk for de som jobber med tilknytningssaker. Ved videre utvikling av modellverktøyet, kan modellen bidra til å fylle et behov for å gjøre tilknytningsprosessen mer effektiv og bedre veilede kunder til punkter med ledig kapasitet, der behovet for nettoppgraderinger er mindre. Dette kan være et steg på veien til å utvikle et offentlig digitalt verktøy som fungerer som en oversikt over tilgjengelig kapasitet i nettet, som er etterlyst av flere aktører i bransjen. Dette verktøyet kan bidra til at behandling av nettilknytningssaker ikke blir en flaskehals for elektrifisering, industrietablering og utbygging av ny produksjon.

Omfanget av denne oppgaven har vært begrenset, og det er flere momenter det kan være interessant å undersøke videre. For det første hadde det vært interessant å se resultatene av analysen med oppdaterte forutsetninger, og større mulighet til å gjøre endringer i variablene for å teste validiteten av resultatene ytterligere.

For å redusere omfanget, ble det fokusert på priseffekter i oppgaven. Å gjøre en mer detaljert analyse av flyt på ledninger og snitt, analysere hvor det oppstår flaskehalser og hvordan dette reflekteres i nodeprisene i større detalj, hadde gitt enda større innsikt i hvor godt nodepriser reflekterer den faktiske kapasiteten i nettet. En annen problemstilling som kan undersøkes videre, er om snittene og andre begrensninger som er definert er dekkende for situasjoner med økt forbruk og produksjon.

REFERANSER

- ACER. (2022). *Bidding Zone Review*. Tilgjengelig fra: <https://acer.europa.eu/electricity/market-rules/capacity-allocation-and-congestion-management/implementation/bidding-zone-review> (lest 20.04.2022).
- AFRY. (2022). *BID3: AFRY's Power Market Modelling Suite*. Tilgjengelig fra: <https://afry.com/en/service/bid3-power-market-modelling> (lest 26.05.2022).
- Antonopoulos, G., Vitiello, S., Fulli, G. & Masera, M. (2020). *Nodal pricing in the European Internal Electricity Market*. Tilgjengelig fra: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC119977> (lest 02.05.2022).
- BID3 Wiki. (2022). *BID3 Manual - Technical guide*. Upublisert manuskript.
- Bjørndal, E., Bjørndal, M. & Gribkovskaia, V. (2013). *Congestion Management in the Nordic Power Market - Nodal Pricing versus Zonal Pricing*. Tilgjengelig fra: <https://core.ac.uk/download/pdf/30792337.pdf> (lest 10.04.2022).
- Bjørndal, E., Bjørndal, M. & Cai, H. (2014). *Nodal Pricing in a Coupled Electricity Market*. Tilgjengelig fra: <https://openaccess.nhh.no/nhh-xmlui/bitstream/handle/11250/217640/DiscussionPaper.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (lest 20.04.2022).
- Bjørndal, M. & Jørnsten, K. (2001). *Zonal Pricing in a Deregulated Electricity Market*. Tilgjengelig fra: <https://www.jstor.org/stable/41322907?seq=22> (lest 10.05.2022).
- Bjørndal, M. & Jørnsten, K. (2007). *Benefits from coordinating congestion management—The Nordic power market*. Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421506002710> (lest 14.05.2022).
- Bolkesjø, J. R. & Rønneseth, M. E. (2018). *Flytbasert markedskobling i Norden*. Tilgjengelig fra: https://nmbu.brage.unit.no/nmbu-xmlui/bitstream/handle/11250/2567451/Flytbasert%20markedskobling%20i%20Norden_Bolkesj%20R%20nneseth_2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y (lest 15.05.2022).
- Bye, T. & Hope, E. (2007). *Deregulering av elektrisitetmarkedet: norske erfaringer*. Tilgjengelig fra: <https://ssb.brage.unit.no/ssb-xmlui/handle/11250/177898> (lest 14.04.2022).
- Bye, T., Bjørndal, M., Doorman, G., Kjølle, G. & Christian, R. (2010). *Flere og riktigere priser - Et mer effektivt kraftsystem*. Tilgjengelig fra: https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/rapporter/2010_1130_flere_og_riktigere_priser_et_mer_effektivt_kraftsystem.pdf?id=2200911 (lest 14.04.22).
- Bøhnsdalen, E. T., Gunnerød, J. L., Døskeland, I. H., Gimmestad, I. & Kringstad, A. (2021). *Analyse av transportkanaler – Norge 2021-2040*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-2021/analyse-av-transportkanaler-2021-2040.pdf> (lest 15.03.2022).
- Chen, L., Suzuki, H., Wachi, T. & Shimura, Y. (2002). *Components of Nodal Prices for Electric Power Systems*. Tilgjengelig fra: <https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.458.8122&rep=rep1&type=pdf> (lest 19.05.2022).
- Ding, F. & Fuller, D. (2005). *Nodal, Uniform, or Zonal Pricing: Distribution of Economic Surplus*. Tilgjengelig fra: <https://www.studocu.com/row/document/university-of-engineering-and-technology-peshawar/electronic-devices-and-circuits/01425584/8962284> (lest 04.06.2022).

- Døskeland, I. H., Nybø, A., Kringstad, A., Gustafsson, M. & Winsnes, M. M. (2022). *Prisforskjeller og kapasitet nord-sør*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/contentassets/1d183d99f1d943e1bc67c5ef98887052/presentation-webinar-prisforskjeller-og-kapasitet-nord-sor.pdf> (lest 22.05.2022).
- Eicke, A., Khanna, T. & Hirth, L. (2020). *Locational Investment Signals: How to Steer the Siting of New Generation Capacity in Power Systems?* Tilgjengelig fra: <https://www.iaee.org/en/publications/init2.aspx?id=0> (lest 20.05.2022).
- Energiloven. (1991). *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.* Tilgjengelig fra: https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50#KAPITTEL_3 (lest 13.05.2022).
- ENTSO-E. (2020a). *Mid-term Adequacy Forecast Appendix 2 Methodology 2020 Edition* Tilgjengelig fra: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Appendix_2_Methodology.pdf (lest 19.05.2022).
- ENTSO-E. (2020b). *Mid-term Adequacy Forecast Executive Summary 2020 Edition* Tilgjengelig fra: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Executive_Summary.pdf (lest 08.05.2022).
- ENTSO-E. (2020c). *Mid-Term Adequacy Forecast 2020 Executive Summary*. Tilgjengelig fra: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/> (lest 08.05.2022).
- ENTSO-E. (2022). *ENTSO-E Mission Statement*. Tilgjengelig fra: <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/> (lest 25.05.2022).
- Ernst & Young. (2021). *Kartlegging og anbefalt regulering av nettselskapenes tidsbruk ved tilknytning av nye kunder*. Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/rme_eksternrapport/2021/rme_eksternrapport2021_04.pdf (lest 13.05.2022).
- Førsund, F. R., Mo, B., Singh, B. & Wolfgang, O. (2005). *Samkjøringsmodellen: en oversikt med vekt på økonomisk tolkning*. Tilgjengelig fra: <https://openaccess.nhh.no/nhh-xmlui/handle/11250/164989> (lest 25.05.2022).
- Førsund, F. R. (2015). *Hydropower Economics*. 2. utg. New York: Springer.
- Green, R. (2007). *Nodal pricing of electricity: how much does it cost to get it wrong?* Tilgjengelig fra: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11149-006-9019-3> (lest 10.04.2022).
- Hanssen, M. (2022). *Strømnettutvalget*. Tilgjengelig fra: <https://stromnettutvalget.no/> (lest 31.03.2022).
- Haukeli, I. E., Stavseng, A., Spilde, D., Hole, J., Skaansar, E., Skotland, C. H., Holm, I., Heien, M. H., Verlo, K. R. & Røv, V. (2020). *Elektrifiseringstiltak i Norge - Hva er konsekvensene for kraftsystemet?* Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_36.pdf (lest 08.03.2022).
- Hilde, A. M. (2020). *Nettkapasitet, leveringssikkerhet og bærekraft - Agder Energi Nett AS*. Tilgjengelig fra: <https://www.ostreagder.no/wp-content/uploads/2020/11/AEN-mote-Ostre-Agder-regionrad-201120.pdf> (lest 13.05.2022).
- Hogan, W. W. (1992). *Contract Networks for Electric Power Transmission* Tilgjengelig fra: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/BF00133621.pdf> (lest 15.04.2022).
- IRENA. (2019). *Increasing Space Granularity in Electricity Markets*. Tilgjengelig fra: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Increasing_space_granularity_2019.pdf?la=en&hash=AFFB9C326FDEE85C43B1B6E66F6554F4AF77E23F (lest 27.05.2022).
- Johannessen, A., Christoffersen, L. & Tufte, P. A. (2016). *Introduksjon til samfunnsvitenskapelig metode*. 4. utg.: Abstrakt.

- Karhinen, S. & Huuki, H. (2020). *How are the long distances between renewable energy sources and load centres reflected in locational marginal prices?* Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544220316546?via%3Dihub#bib60> (lest 17.05.2022).
- Koestler, V., Østenby, A., Birkeland, C., Arnesen, F. & Haddeland, I. (2019). *Vannkraftverkene i Norge får mer tilsig.* Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_50.pdf (lest 04.05.2022).
- Leuthold, F., Rumiantseva, I., Weigt, H., Jeske, T. & Hirschhausen, C. (2005). *Nodal Pricing in the German Electricity Sector - A Welfare Economics Analysis, with Particular Reference to Implementing Offshore Wind Capacities.* Tilgjengelig fra: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1137382 (lest 25.04.2022).
- Leuthold, F., Weigt, H. & Hirschhausen, C. (2008). *Efficient pricing for European electricity networks – The theory of nodal pricing applied to feeding-in wind in Germany.* Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095717870800009X> (lest 14.04.2022).
- Litvinov, E. (2009). *Design and operation of the locational marginal prices-based electricity markets.* Tilgjengelig fra: http://blogs.ulg.ac.be/damien-ernst/wp-content/uploads/sites/9/2018/04/LMPs_class.pdf (lest 20.05.2022).
- Løken, I. B. & Aarrestad, K. (2021). *Bransjenorm for nettilknytning.* Tilgjengelig fra: <https://www.energinorge.no/contentassets/1ef5761077ac4501b149160896f8f558/bransjenorm-for-nettilknytning.pdf> (lest 15.04.22).
- Mathiesen, V. (2011). *Mapping of selected markets with Nodal pricing or similar systems Australia, New Zealand and North American power markets.* Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/report/2011/report2011_02.pdf (lest 15.04.2022).
- Meld. St. 36 (2020–2021). *Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser.* Olje- og energidepartementet.
- National Grid. (2022). *ConnectNow.* Tilgjengelig fra: <https://www.nationalgrid.com/electricity-transmission/get-connected/connectnow> (lest 05.06.2022).
- Nord Pool. (2020). *Day-ahead market.* Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/Day-ahead-market/> (lest 14.04.2022).
- NOU 2019: 16. *Skattlegging av vannkraftverk.* Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2019-16/id2670343/?ch=4> (lest 20.05.2022).
- NVE. (2021). *Slik vil NVE prioritere konsesjonssøknader for nettanlegg.* Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-konsesjon/slik-vil-nve-prioritere-konsesjonssoknader-for-nettanlegg/> (lest 31.03.2022).
- NVE. (2022a). *Fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft (System Operation Guidelines (SOG)).* Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/internasjonalt-arbeid/europeisk-regelverksutvikling/europeiske-nettkoder-og-retningslinjer/fastsettelse-av-retningslinjer-for-drift-av-transmisjonsnett-for-elektrisk-kraft-system-operation-guidelines-sogl/> (lest 17.04.2022).
- NVE. (2022b). *Konsesjonssaker.* Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/> (lest 15.03.2022).

- Pechan, A. (2017). *Where do all the windmills go? Influence of the institutional setting on the spatial distribution of renewable energy installation*. Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988317301457> (lest 17.04.2022).
- Prol, J. L., Steininger, K. W. & Zilberman, D. (2019). *The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market*. Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988319303470> (lest 21.05.2022).
- Schmidt, L. & Zinke, J. (2020). *One price fits all? Wind power expansion under uniform and nodal pricing in Germany*. Tilgjengelig fra: <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/227510/1/ewi-wp-20-06.pdf> (lest 15.05.2022).
- Schweppe, F. C., Caramanis, M. C., Tabors, R. D. & Bohn, R. E. (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Tilgjengelig fra: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-1-4613-1683-1> (lest 19.04.2022).
- Skirbekk, S. (2021). *Simulering (samfunnsvitenskap)*. Tilgjengelig fra: https://snl.no/simulering_-_samfunnsvitenskap (lest 20.05.2022).
- Statnett. (2017). *Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2017-2021*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/utvikling-av-kraftsystemet/smup/systemdrifts-ogmarkedsutviklingsplan2017-2021-statnett.pdf> (lest 15.04.2022).
- Statnett. (2018). *Hvordan få nettilknytning?* Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nettkapasitet-til-produksjon-og-forbruk/dette-er-tilknytningsprosessen/> (lest 13.05.2022).
- Statnett. (2020). *Det grønne skiftet er i gang: etterspørsel og planlagte tiltak*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nettkapasitet-til-produksjon-og-forbruk/det-gronne-skiftet-er-i-gang/> (lest 13.05.2022).
- Statnett. (2021a). *Flytbasert markedskobling*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/utvikling-av-kraftsystemet/prosjekter-og-tiltak/flytbasert-markedskobling/> (lest 20.05.2022).
- Statnett. (2021b). *Kortsiktig Markedsanalyse 2021-26*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/contentassets/0c94b075b98d45a89d2d0960f4328c55/kortsiktig-markedsanalyse-2021-2026.pdf> (lest 05.06.2022).
- Statnett. (2021c). *Nettutviklingsplan 2021*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-2021/nettutviklingsplan-2021.pdf> (lest 02.05.2022).
- Stavseth, M. R. (2020). *Sensitivitetsanalyser – hvor robust er resultatet?* Tilgjengelig fra: <https://tidsskriftet.no/2020/04/medisin-og-tall/sensitivitetsanalyser-hvor-robust-er-resultatet> (lest 11.05.2022).
- Tennet. (2022). *Grid capacity map*. Tilgjengelig fra: <https://www.tennet.eu/electricity-market/connecting-to-the-dutch-high-voltage-grid/grid-capacity-map/> (lest 05.06.2022).
- THEMA. (2012). *Kraftpriser, forsyningssikkerhet og kostnader*. Tilgjengelig fra: https://www.regjeringen.no/contentassets/eb90bf50e63b4df7ae472b75a1d4a71c/no/sv-ed/thema-rapport_2011-19_kraftpriser_forsyningssikkerhet_og_kostnader.pdf (lest 10.05.2022).
- Verhaeghe, C., Perekhodtsev, D., Gérard, A. & Roques, F. (2018). *Nodal pricing systems: the US experience and outlook for Europe*. Tilgjengelig fra: <https://www.cre.fr/content/download/20915/267740> (lest 20.05.2022).

- Vøllestad, K. (2008). *Fordelingen av tariffinntekter mellom produsent og forbruker i elektrisitetsnettet*. Tilgjengelig fra: <https://www.duo.uio.no/bitstream/handle/10852/17502/1/MASTERxKjerstixVxllestad.pdf> (lest 15.05.2022).
- Wang, Y., Yang, Z., Yu, J. & Fang, X. (2020). *Revisit the electricity price formulation: A formal definition, proofs, and examples*. Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544220306496> (lest 02.06.2022).
- Wangensteen, I. (2012). *Power System Economics - the Nordic Electricity Market*. 2. utg. Bergen: Fagbokforlaget.
- Weibelzahl, M. (2017). *Nodal, zonal, or uniform electricity pricing: how to deal with network congestion*. Tilgjengelig fra: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/s11708-017-0460-z.pdf> (lest 11.05.2022).
- Weigt, H., Freund, K. & Jeske, T. (2008). *Nodal Pricing of the European Electricity Grid - A Welfare Economic Analysis for Feeding-In Offshore Wind Electricity*. Tilgjengelig fra: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1137383 (lest 15.04.2022).
- Winsnes, M. M., Västermark, K. L., Bøhnsdalen, E. T. & Kringstad, A. (2018). *Økt vindkraftproduksjon og virkninger i transmisjonsnettet - Forskjeller i flyt, flaskehalser og nettap ved ulik geografisk plassering*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/Media/7357/statnetts-delrapport-til-nasjonal-ramme-for-vindkraft.pdf> (lest 20.05.2022).

VEDLEGG

Vedlegg A: En generell nodeprismodell for et vannkraftsystem

Nodeprismodellen i dette vedlegget er basert på (Førsund, 2015, s. 253 – 260) og fremstillingen er inspirert av (Vøllestad, 2008). Denne modellen er en generell overføringsmodell som tar utgangspunkt i at produksjonsteknologien er vannkraft. Modellen er overførbar til andre teknologier hvis vannverdien tolkes som marginalkostnaden til alternativ produksjonsteknologi. Modellen antar N produksjonsnoder, M forbruksnoder og S nettverksforbindelser. Det kan være både forbruk og produksjon knyttet til samme node, men for å forenkle skilles det mellom produksjons- og forbruksnoder. Produksjonen i node n uttrykkes som e_{nt}^H og forbruket som x_{mt} . Netto flyt på en linje defineres som b_{st} .

Det antas videre at produksjon og forbruk i hver node vil påvirke flyten på linjene:

$$b_{st} = b_{st}(x_{1t}, \dots, x_{Mt}, e_{1t}^H, \dots, e_{Nt}^H), \text{ der } t=1, \dots, T \text{ og } s=1, \dots, S.$$

Tapene som oppstår i hver linje, kan skrives som en funksjon av netto flyt:

$$e_{st}^L = e_{st}^L(b_{st}), \frac{\partial e_{st}^L(b_{st})}{\partial b_{st}} > 0, \frac{\partial^2 e_{st}^L(b_{st})}{\partial b_{st}^2} > 0.$$

Tapet øker med flyten. Kapasiteten på linjene er gitt ved: $b_{st} < \bar{b}_s$. Det antas at kraftproduksjonen ikke har noen andre kostnader enn nettapene, slik at totalt samfunnsøkonomisk overskudd tilsvarer konsumentoverskuddet. Det generelle maksimeringsproblemet kan dermed formuleres slik:

$$\text{maksimer } \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^M \int_{z=0}^{x_{it}} p_{it}(z) dz$$

Med hensyn på:

$$R_{jt} \leq R_{j,t-1} + w_{jt} - e_{jt}^H \text{ (Magasinbetingelsen)}$$

$$R_{jt} \leq \bar{R}_j$$

$$\sum_{i=1}^M x_{it} + \sum_{s=1}^S e_{st}^L = \sum_{j=1}^N e_{jt}^H \text{ (Energibalansen)}$$

$$e_{st}^L = e_{st}^L(b_{st}(x_{1t}, \dots, x_{Mt}, e_{1t}^H, \dots, e_{Nt}^H))$$

$$b_{st} < \bar{b}_s \text{ (Kapasitetsbetingelsen)}$$

$$R_{jt}, x_{it}, e_{jt}^H, e_{st}^L, b_{st} \geq 0$$

$$T, w_{jt}, R_{j0}, \bar{R}_j, \bar{b}_s \text{ gitt}$$

$$t = 1, \dots, T, j = 1, \dots, N, i = 1, \dots, M, s = 1, \dots, S$$

Der R_{jt} er mengden vann i magasinet i produksjonsnode j på slutten av perioden t og w_{jt} er tilsiget til kraftverket i periode t .

Ved å inkludere tap blir Lagrangelikningen:

$$\begin{aligned} L = & \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^M \int_{z=0}^{x_{it}} p_{it}(z) dz \\ & - \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^M \lambda_{jt} (R_{jt} - R_{j,t-1} - w_{jt} + e_{jt}^H) \\ & - \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^M \gamma_{jt} (R_{jt} - \bar{R}_j) \\ & - \sum_{t=1}^T \tau_t \left(\sum_{i=1}^M x_{it} + \sum_{s=1}^S e_{st}^L (b_{st}(x_{1t}, \dots, x_{Mt}, e_{1t}^H, \dots, e_{Nt}^H)) - \sum_{j=1}^N e_{jt}^H \right) \\ & - \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S \mu_{st} (b_{st}(x_{1t}, \dots, x_{Mt}, e_{1t}^H, \dots, e_{Nt}^H) - \bar{b}_s) \end{aligned}$$

De nødvendige førsteordensbetingelsene er som følger:

$$\frac{\partial L}{\partial x_{it}} = p_{it}(x_{it}) - \tau_t \left(1 + \sum_{s=1}^S \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} \right) - \sum_{s=1}^S \mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} \leq 0 \quad (=0 \text{ for } x_{it} > 0)$$

$$\frac{\partial L}{\partial e_{jt}^H} = -\lambda_{jt} - \tau_t \left(1 + \sum_{s=1}^S \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{jt}^H} \right) - \sum_{s=1}^S \mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{jt}^H} \leq 0 \quad (=0 \text{ for } \partial e_{jt}^H > 0)$$

$$\frac{\partial L}{\partial R_{jt}} = -\lambda_{jt} + \lambda_{j,t+1} - \gamma_{jt} \leq 0 \quad (=0 \text{ for } R_{jt} > 0)$$

$$\lambda_{jt} \geq 0 \quad (=0 \text{ for } R_{jt} < R_{j,t-1} + w_{jt} - e_{jt}^H)$$

$$\gamma_{jt} \geq 0 \quad (=0 \text{ for } R_{jt} < \bar{R}_j)$$

$$\mu_{st} \geq 0 \quad (=0 \text{ for } b_{st} < \bar{b}_s)$$

$$t = 1, \dots, T, j = 1, \dots, N, i = 1, \dots, M, s = 1, \dots, S$$

τ_t har fritt fortegn.

Hvis en antar positivt forbruk i hver forbruksnode, vil den første betingelsen holde som en likhet. Da kan den sosialt optimale prisen i forbruksnode i uttrykkes ved denne likningen:

$$p_{it}(x_{it}) = \tau_t + \tau_t \sum_{s=1}^S \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} + \sum_{s=1}^S \mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}}, i = 1, \dots, M, t = 1, \dots, T$$

Det første uttrykket på høyresiden er skyggeprisen for energibalansen, som er alternativkostnaden ved å øke forbruk i node i med én enhet. Det andre uttrykket på høyresiden uttrykker marginaltapet på alle de S linjene som oppstår på grunn av en marginal økning av konsum i node i som evalueres av skyggeprisen for energibalansen. Siden flyt på linjene både kan gå opp og ned, kan det totale uttrykket for tap både være positivt og negativt. Det samme gjelder uttrykket som viser til kapasiteten, men dersom en av betingelsene er bindende kan ikke uttrykket være negativt for alle forbruksnodene. Skyggeprisen for energibalansen har fritt fortegn fordi energibalansen er en likhetsskranke. Måten dette problemet er satt opp på, gjør at skyggeprisen burde bli positiv. Hvis tapet reduseres mer enn økningen i forbruk ved node i , kan den optimale prisen bli negativ dersom tapet overgår summen av skyggeprisen på energibalansen og flaskehalsuttrykket. Da vil produsentene få betalt for å øke bruken av kraft.

Antar man positiv produksjon i node j , kan vannverdien/marginalkostnaden uttrykkes slik:

$$\lambda_{jt} = \tau_t - \tau_t \sum_{s=1}^S \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{jt}^H} - \mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{jt}^H}, j = 1, \dots, N, t = 1, \dots, T$$

Vannverdiene er lik skyggeprisen på energibalansen minus systemtapene som oppstår på marginen ved økning av produksjonen uttrykt ved skyggeprisen på energibalansen og skyggeverdien av flaskehalskostnadene. Hvis både taps- og kapasitetsuttrykket er positive, blir vannverdien mindre enn skyggeprisen på energibalansen. Vannverdien må være ikke-negativ, ellers settes produksjonen til null.

Resultatet av å modellere sosialt optimale priser som inkluderer både tap og flaskehalser kan studeres ved å se på differansen mellom prisene i to forbruksnoder, to produksjonsnoder og forskjellen mellom en produksjons- og forbruksnode.

Forskjellen mellom priser i to forbruksnoder i og u kan uttrykkes ved dette uttrykket:

$$p_{it}(x_{it}) - p_{ut}(x_{ut}) = \tau_t \left(\sum_{s=1}^S \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} - \sum_{s=1}^S \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{ut}} \right) +$$

$$\sum_{s=1}^S \mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} - \sum_{s=1}^S \mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{ut}} = \sum_{s=1}^S (\tau_t \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} + \mu_{st}) \left(\frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} - \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{ut}} \right)$$

$$i, u = 1, \dots, M, t = 1, \dots, T$$

Høyere tap og kapasitet i en node sammenlignet med en annen node fører til at den første noden får høyest optimal nodepris. Forbrukere lokalisert i en node som genererer høyere tap og flaskehalser på marginen burde få insentiver til å redusere forbruket, altså høyere pris. I det generelle tilfellet er alle nodepriser ulike, og to forbruksnoder vil kun få lik pris dersom effekten av tap og flaskehals på marginen er like.

Forskjellen mellom vannverdier/marginalkostnader i to produksjonsnoder j og v kan uttrykkes slik:

$$\lambda_{jt} - \lambda_{vt} = \tau_t \left(\sum_{s=1}^S \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{vt}^H} - \sum_{s=1}^S \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{jt}^H} \right) +$$

$$\sum_{s=1}^S \mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{vt}^H} - \sum_{s=1}^S \mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{jt}^H} = \sum_{s=1}^S (\tau_t \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} + \mu_{st}) \left(\frac{\partial b_{st}}{\partial e_{vt}^H} - \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{jt}^H} \right)$$

$$j, v = 1, \dots, N, t = 1, \dots, T$$

Produksjonsnoden med høyest sum av totalt tap og flaskehalser på marginen vil ha den laveste vannverdien, og produksjon i disse nodene vil derfor være billigere.

Differansen mellom optimale nodepriser i forbruksnode i og vannverdien i produksjonsnode j uttrykkes ved å kombinere de to forrige likningene:

$$\begin{aligned}
 p_{it}(x_{it}) - \lambda_{jt} &= \tau_t \left(\sum_{s=1}^S \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} - \sum_{s=1}^S \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{jt}^H} \right) + \\
 \sum_{s=1}^S \mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} + \sum_{s=1}^S \mu_{st} \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{jt}^H} &= \sum_{s=1}^S (\tau_t \frac{\partial e_{st}^L}{\partial b_{st}} + \mu_{st}) \left(\frac{\partial b_{st}}{\partial x_{it}} + \frac{\partial b_{st}}{\partial e_{jt}^H} \right) \\
 i &= 1, \dots, M, j = 1, \dots, N, t = 1, \dots, T
 \end{aligned}$$

Forskjellen er summen av de to tapsuttrykkene evaluert ved skyggeprisen for energibalansen og de to flaskehalsuttrykkene evaluert ved skyggeprisene på begrensningen på linjekapasiteten. Når taps- og flaskehalsuttrykkene er positive vil den sosialt optimale prisen være større enn vannverdien for alle relevante par av forbruks- og produksjonsnoder.



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway