



NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME



EKSTERN RAPPORT NR. 3 / 2025

RME

Studie av samfunnsøkonomiske kostnader av at kunder ikke får tilknytning til strømnettet ved behov

SKREVET AV Menon Economics

RME Ekstern rapport nr. 3/2025

Studie av samfunnsøkonomiske kostnader av at kunder ikke får tilknytning til strømnettet ved behov

Utgitt av: Reguleringsmyndigheten for energi
Forfatter: Menon Economics
Omslagsbilde: Lemon_tm/iStockphoto

ISBN: 978-82-410-2449-8
ISSN: 2535-8243
Saksnummer: 202407051

Sammendrag: Dette er en rapport skrevet av Menon Economics der de utarbeider en metode for å finne de samfunnsøkonomiske kostnadene av at kunder ikke får tilknytning til strømnettet ved behov. Arbeidet er initiert av RME med mål om at den økonomiske reguleringen skal utvikles slik at nettselskapene i større grad enn tidligere må ta hensyn til disse virkningene i deres beslutninger for drift, utvikling og utnyttelse av strømnettet. I arbeidet har det vært prioritert å etablere en metode som kan operasjonaliseres raskt.

Emneord: Tilknytning, strømnett, samfunnsøkonomisk kostnad, ledetid, ventetid, nettilgang, verdsetting, nettselskap

Reguleringsmyndigheten for energi
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
E-post: rme@nve.no
Internett: www.reguleringsmyndigheten.no

Februar 2025

Forord

De siste årene har nettselskapene opplevd en betydelig vekst i antall aktører som ber om tilknytning til strømnettet. Samtidig har også mange eksisterende kunder bedt om økt kapasitet. Økningen har skjedd raskt og mange kunder venter derfor på tilknytning til nettet. Nettselskapene har plikt til å tilknytte kunder uten ugrunnet opphold. Det er krevende for RME å føre tilsyn som sikrer at denne plikten overholdes for alle tilknytninger. Derfor er det et mål for RME å tilpasse den økonomiske reguleringen av nettselskapene slik at de også får økonomiske insentiv til at nettkundene ikke må vente unødvendig lenge.

En viktig del av dette arbeidet er å forstå hvilken kostnad det har for samfunnet at nettkundene venter lenger enn nødvendig. Vi tror denne kostnaden kan inkluderes i beregningen av tillatt inntekt og de sammenlignende analysene som ligger til grunn for å fastsette inntektsrammene for nettselskapene. RME har derfor engasjert Menon Economics for å utforske hvordan denne kostnaden kan beregnes.

Menon Economics har laget en metode for å beregne den samfunnsøkonomiske kostnaden av at nettkundene venter på tilknytning. I arbeidet har konsulentene hatt sterkt fokus på at metoden skal kunne implementeres raskt, og at rapporteringsbyrden på nettselskap og kunder ikke må bli urimelig. Metoden kan også videreutvikles av RME ved bruk av mer presise data på ventetider og betalingsvillighet for tilknytning.

Prosjekter som aldri realiseres, kan ikke observeres i et datagrunnlag, og heller ikke om et prosjekt står i kø flere steder. Metoden Menon Economics anbefaler, fokuserer derfor på kundene som venter for lenge, og kun på modne kunder. De anbefaler å definere unødvendig venting som all tid utover normal ventetid, men har lagt til grunn ventetid utover kundens ønskede tilknytningstid basert på et datagrunnlag fra Statnett i deres beregning av samfunnsøkonomisk kostnad. Konsulentene anbefaler å benytte en kostnad på 2,4 millioner kroner per MW for prosjektene som står i kø, men som må diskonteres til en årlig verdi. Når det benyttes på Statnett sin oversikt over modne prosjekter i kø pr juni 2024, utgjør dette en årlig samfunnsøkonomisk kostnad på 326 millioner kroner.

Alle vurderingene og konklusjonene i rapporten er konsulentenes egne.

Vi inviterer alle til å komme med innspill til arbeidet. Tilbakemeldinger merkes med referansenummer 202407051 og sendes til rme@nve.no innen 1. mai 2025. Vi vil ta med oss denne rapporten og mottatte innspillene i det videre arbeidet med utviklingen av den økonomiske reguleringen for at nettkundene skal få tilknytning raskere.

Oslo, februar 2025

Tore Langset
direktør
Reguleringsmyndigheten for energi

Roar Amundsveen
seksjonssjef
Seksjon for økonomisk regulering

Dokumentet sendes uten underskrift. Det er godkjent i henhold til interne rutiner.



RAPPORT

Studie av samfunnsøkonomiske kostnader av at kunder ikke får tilknytning til strømmettet ved behov



Foto: iStock/olaser

Av Frida Aulie, Inger Nielsen Hole, Ingvild Sundal Smelvær, Piotr Śpiewanowski, Vegard Willumsen, Even Winje og Kristoffer Middtømme

Forord

På vegne av RME har Menon og Multiconsult vurdert samfunnsøkonomiske kostnader av at kunder ikke får nettilknytning ved behov. Vi har også vurdert ulike mekanismer som kan brukes for å insentivere nettselskaper til å effektivisere dagens tilknytningsprosesser.

Even Winje fra Menon har vært ansvarlig partner. Piotr Śpiewanowski (Menon) har vært prosjektleder, mens Frida Aulie (Menon), Inger Nielsen Hole (Menon), Vegard Willumsen (Multiconsult) og Ingvild Sundal Smelvær (Multiconsult) har vært prosjektmedarbeidere. Kristoffer Midttømme (Menon) har vært kvalitetssikrer.

Menon Economics er et forskningsbasert analyse- og rådgivningsselskap i skjæringspunktet mellom foretaksøkonomi, samfunnsøkonomi og næringspolitikk. Vi tilbyr analyse- og rådgivningstjenester til bedrifter, organisasjoner, kommuner, fylker og departementer. Vårt hovedfokus ligger på empiriske analyser av økonomisk politikk, og våre medarbeidere har økonomisk kompetanse på et høyt vitenskapelig nivå.

Vi takker RME for et spennende oppdrag. Vi takker også alle intervjuobjekter for gode innspill underveis i prosessen. Forfatterne står ansvarlig for alt innhold i rapporten.

Januar 2025

Even Winje

Prosjektansvarlig

Menon Economics

Piotr Śpiewanowski

Prosjektleder

Menon Economics

Innhold

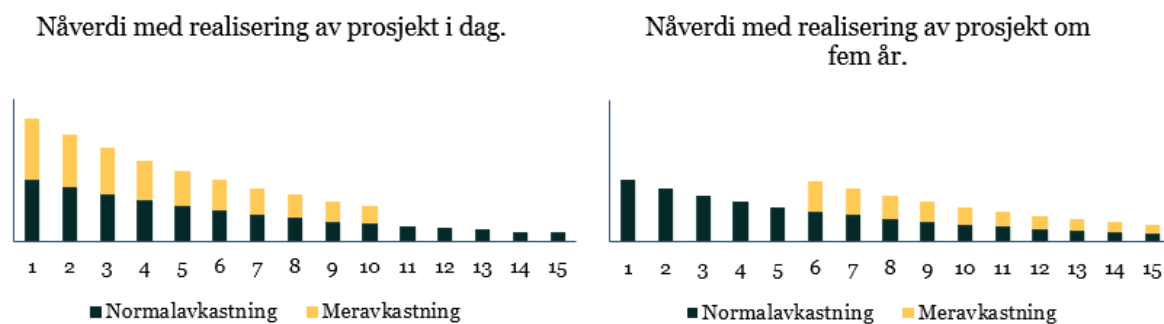
Sammendrag	3
Summary	7
1. Innledning og bakgrunn	11
1.1 Formål og mandat med prosjektet	11
1.2 Dagens situasjon for prosjekter i kø for tilknytning	11
2. Teoretisk rammeverk, begrensninger i datatilgang og definisjon av ventetid	16
2.1 Generelt om samfunnsøkonomiske kostnader	16
2.2 Samfunnsøkonomiske kostnader ved utsatt oppstart av prosjekt	18
2.3 Samfunnsøkonomiske kostnader ved endret prosjektspesifikasjon	19
2.4 Samfunnsøkonomiske kostnader ved at kunden ikke søker tilknytning eller trekker søknaden	20
2.5 Hvilke samfunnsøkonomiske kostnader kan vi observere?	20
2.6 Definisjon av ventetid og implikasjoner for et regulatorisk rammeverk	21
3. Modeller for å beregne samfunnskostnaden av ventetid på tilknytning	24
3.1 Rammeverk for vurdering av modeller	25
3.2 Modellfamilie 1: Prosjektbasert benchmarkingmodell	27
3.3 Modellfamilie 2: Næringsdatabaserte modeller	28
3.4 Modellfamilie 3: Nettutviklingsbaserte modeller	33
3.5 Oppsummering	38
3.6 Alternativer til modellfamiliene	39
4. Innretning og konsekvenser av nettutviklingsbaserte modeller	40
4.1 Kostnad knyttet til manglende nettilgang	40
4.2 Kostnad fordelt på nettselskaper	43
5. Referanseliste	44
Vedlegg A: Tabell over kostnad fordelt på nettselskaper	46
Vedlegg B: Kostnad fordelt på nettselskaper ved vekting av prosjekter etter bestemte faktorer	47
Høyere verdsetting av ressursrentenæringer	47
Høyere verdsetting av små prosjekter	48

Sammendrag

Manglende tilgang til strømnettet medfører samfunnsøkonomiske kostnader.

I dag er det et økende antall kunder som venter på tilknytning til strømnettet. Klimaomstilling, elektrifisering og etablering av ny kraftkrevende industri har de siste årene ført til kraftig økning i etterspørselen etter nettkapasitet. I mange områder er det nå kø av forespørsler om kapasitet, og det tar lengre tid å knytte kunder til strømnettet enn tidligere. Prosjekter kan bli utsatt, flyttet eller avlyst. Videre kan prosjektspesifikasjonen endres. Sistnevnte omfatter eksempelvis prosjekter som tar i bruk fleksibilitetsløsninger, reduserer effektuttak eller velger å tilknytte seg «på vilkår» for å sikre nettilgang. Når prosjektstart blir utsatt oppstår det samfunnsøkonomiske kostnader i form av redusert nåverdi av meravkastningen, da kontantstrømmene skyves frem i tid som vist i Figur 1. Endringer i innretning og/eller lokasjon påvirker ikke nødvendigvis tidshorisonten, men reduserer den årlige verdiskapingen.

Figur 1: Illustrasjon av nåverdi av samfunnskostnad i et tilfelle hvor prosjektet må utsettes. Blå farge viser normalavkastning, oransje viser meravkastning. Kilde: Menon



Datagrunnlag begrenser hvilke virkninger man kan modellere

Menons mandat har vært å utvikle modeller som kan måle samfunnsøkonomiske kostnader knyttet til manglende nettkapasitet. Prosjekter som avvikes, relokiseres eller endrer innretning er det imidlertid ikke mulig å observere i statistikkgrunnlaget fordi de per definisjon ikke lenger står i kø, noe som gjør at de faller ut av datagrunnlaget. Hvorvidt de som står i kø egentlig ønsket en annen lokasjon kan heller ikke observeres. I vårt arbeid har vi derfor utelukkende fokusert på kostnadene knyttet til at man må utsette prosjektoppstart som følge av manglende nettilgang, altså kostnadene ved ventetid. Vi anbefaler å definere «ventetid» som all uønsket tidsbruk *utover normal ledetid*. Videre mener vi det er mest hensiktsmessig å basere det regulatoriske rammeverket på en årlig «ventetidskostnad» for prosjekter som faller innenfor denne definisjonen, altså en form for kontantstrømskostnad. En slik tilnærming sikrer at nettselskapene over tid vil stå overfor den totale kostnaden ved manglende nettilgang. En bakoverskuende måling vil i teorien kunne gi samme «sum» som en årlig avregning, men kan gi utfordringer ved at nettselskapene kan utsette eller forsøker å unngå tilknytning for å redusere en økonomisk straff. En framoverskuende modell vurderes som svært kompleks grunnet usikkerhet knyttet til samlet tidsforløp for de respektive tilknytningene. En årlig avregning gjør det også lettere å eventuelt justere metode for beregning av samfunnsøkonomisk kostnad fordi man unngår å korrigere for eventuelle skjevheter i det eksisterende beregningsgrunnlaget.

En systematisk analyse av tre modellfamilier basert på regulators egne kriterier

I denne rapporten har vi utviklet tre distinkte modellfamilier, med formål å identifisere den mest egnede metoden for å inkludere ventetidskostnad i den norske nettreguleringen, oppsummert i tabellen under. Modellene vurderes etter *treffsikkerhet* og *egnethet*. Treffsikkerhet reflekterer modellens evne

til presist å gjenspeile reelle samfunnsøkonomiske kostnader, mens egnethet måler hvor godt modellen egner seg i et regulatorisk rammeverk, basert på NVEs egne kriterier for nye variabler i nettreguleringen som spesifisert i tidligere konkurransegrunnlag. Ettersom RMEs implementeringsmetodikk ikke er avgjort per i dag, vurderes modellene både med hensyn til å etablere et nytt kostnadselement, slik man eksempelvis har gjort for KILE-ordningen for ikke levert energi, samt implementering via DEA-rammeverket. Vi vurderer ikke hvilken metodikk som er mest hensiktsmessig. Vi vil imidlertid påpeke at en utvidelse av DEA-modellen vil være mye mer kompleks enn å innføre et nytt kostnadselement, og det kan i større grad påvirke den øvrige funksjonaliteten i reguleringen. Dette gjelder for øvrig alle modellene vi her har analysert.

Tabell 1: Oppsummering av modellfamiliens treffsikkerhet og egnethet

	1: Prosjekt-basert	2: Nærings-basert	3: Nettutvikling	
			Minimum betalingsvillighet	Omsøkt effekt (kun DEA-rammeverk)
Treffsikkerhet	Høy	Medium	Lav/Medium	Ingen
Egnethet	Lav	Medium	Høy	Høy
<i>Gjennomførbarhet</i>	<i>Lav</i>	<i>Medium</i>	<i>Høy</i>	<i>Høy</i>
<i>Eksogenitet</i>	<i>Lav</i>	<i>Medium</i>	<i>Høy</i>	<i>Høy</i>
<i>Relevans</i>	<i>Medium</i>	<i>Medium</i>	<i>Høy</i>	<i>Høy</i>
<i>Rimelighet</i>	<i>Lav/medium</i>	<i>Lav/medium</i>	<i>Høy</i>	<i>Høy</i>
<i>Forståelighet</i>	<i>Medium</i>	<i>Lav/medium</i>	<i>Høy</i>	<i>Høy</i>

Til reguleringsformål anbefaler vi å bruke nettutviklingsbaserte modeller

Etter å ha evaluert styrkene og svakhetene ved de presenterte modellene, finner vi at nettutviklingsbaserte modeller er best egnet for reguleringsformål. Som tabellen viser er det kun den prosjektbaserte benchmarkmodellen som oppnår høyest skår når det gjelder treffsikkerhet i vårt rammeverk. Utfordringen for denne modellen ligger i at gjennomføringsgraden er svært lav, ettersom datagrunnlaget som trengs for å gjennomføre kvalitetssikrede prosjektbaserte analyser ikke er mulig å innhente. For de næringsøkonomiske modellene ligger utfordringen i at en stor andel av tilknytningsforespørlene kommer fra nye næringer, der det mangler pålitelige nærings- og prosjektspesifikke data. Videre påpeker vi at de næringsøkonomiske modellene systematisk vil overestimere den samfunnsøkonomiske kostnaden grunnet skjevhet i historiske data samt modelltekniske svakheter. Minimum betalingsvillighets-modellen oppnår heller ingen toppskår på treffsikkerhet. I sin reneste form vil den ikke reflektere relative forskjeller i samfunnsøkonomisk ventetidskostnad. En skaleringsfaktor kan bidra til å redusere denne svakheten, men uten at gapet til de øvrige lukkes helt. Modellen utmerker seg imidlertid, sammen med modellen basert på omsøkt effekt, ved at den er enkel å implementere og at den skårer høyt i alle underkategorier innenfor egnethet.

Hvilken av de to nettutviklingsbaserte modellene som bør brukes, avhenger av hvordan modellen skal brukes i reguleringen.

Om regulator ønsker å benytte en *kostnadsvariabel* anbefaler vi en modell basert på et minimums-estimatet for betalingsvilligheten for å knytte seg til nettet. Bakgrunnen for at vi anbefaler denne modellen er at den gir mindre skjevheter enn de næringsøkonomiske alternativene, samt høyere relevans og rimelighet. Videre vurderer vi at betalingsvillighetsmodellen gir lavest *sannsynlighet* for overestimering av de reelle samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til ventetid. En konservativ tilnærming vil gjøre det mulig å høste erfaringer knyttet til funksjonalitet, og samtidig begrense den regulatoriske risikoen. Betalingsvilligheten kan enten reflekteres via summen av alle prosjektspesifikke anleggsbidrag samt fastleddet i nettleien. Alternativt kan ta utgangspunkt i en sjablongmessig kostnad per MW omsøkt effekt. Gitt at geografiske forhold vil gir kostnadsforskjeller mellom nettselskaper,

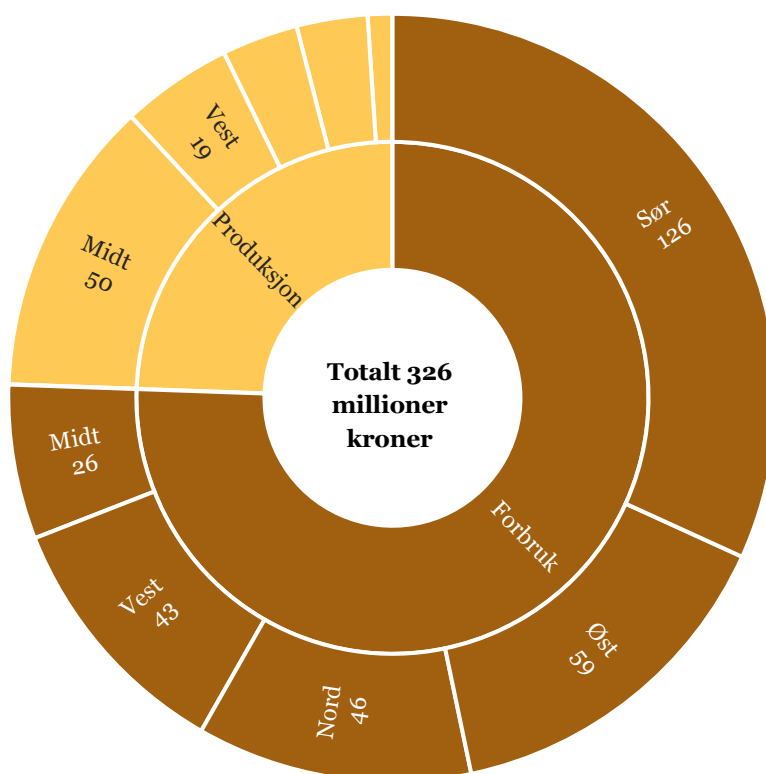
anbefaler vi en sjablongmessig tilnærming. En slik tilnærming er også enklere å implementere ved en årlig avregning av ventetidskostnad. For å minimere risikoen for overestimering anbefaler vi en konservativ tilnærming knyttet til diskonteringsrente (4 %). Videre anbefaler vi å se vekk fra fastleddet i nettariffen. Vi vurderer at de administrative kostnadene overstiger verdien av å inkludere fastleddet. Dette skyldes at fastleddet har veldig begrenset påvirkning på den samlede kostnaden for ventetid. Fastleddet varierer også på tvers av nettselskap, noe som gjør det mulig for nettselskapene å påvirke avregningen. For å holde modellrammeverket så enkelt som mulig, anbefaler vi derfor å kun basere modellen på utbyggingskostnad. Hvorvidt man bør benytte en skaleringsfaktor for utvalgte næringer, avhenger av hvordan regulator verdsetter treffsikkerhet kontra rimelighet, ettersom nettselskap med flere «høyverdige» tilknytninger da vil straffes hardere.

Modellen basert på (sum) omsøkt effekt er best egnet om man ønsker å benytte DEA-rammeverket. En slik løsning vil innebære at nettselskap benchmarkes basert på hvor mye kapasitet som står i kø, relativt til selskapets størrelse. Modellen er tydelig koblet opp mot nettselskapets oppgave slik den er definert i dag. Videre vil den gi sterke insentiver til å effektivisere og optimalisere alle relevante prosesser for tilknytning. Dette er den modellen som skårer høyest på gjennomførbarhet, gitt at man ønsker å benytte seg av DEA-rammeverket.

En modell basert på minimum betalingsvillighet gir en årlig samfunnskostnad på i underkant av 330 millioner kroner for ventetid på nettilknytning

For å synliggjøre hvordan vår anbefalte modell vil slå ut, har vi gjennomført en forenklet analyse basert på tilknytningsforespørsler hos Statnett. Statnetts database er per i dag det eneste datagrunnlaget som gir innsikt i hvor mye (ny) effekt som etterspørres i det norske kraftsystemet men den inkluderer ikke prosjekter under 5MW omsøkt effekt. Oversikten viser at modne prosjekter med total forespurt kapasitet på rundt 3400 MW har passert sine ønskede tilknytningsdatoer. Betalingsvilligheten er basert på en sjablongmessig kostnad utledet fra NVEs kostnadsoversikt over tiltak i strømmettet (2018) tilsvarende 2,4 millioner per MW i 2024-kroner. Videre har vi lagt til grunn en diskonteringsfaktor på 4 prosent, som gir en annualisert verdi på 96 000 NOK/MW. Vi har ikke hatt mulighet til å ta hensyn til «normal» ledetid slik vi anbefaler over. Med utgangspunkt i disse forutsetningene viser våre analyser at den totale kostnaden knyttet til ventetid vil ligge i overkant av 330 millioner kroner per år. Dette er illustrert i Figur 2. Til sammenligning var KILE-kostnadene i 2022 på 869 millioner kroner (NVE, 2023).

Figur 2: Estimert årlig samfunnsøkonomisk kostnad knyttet til prosjekter i ventetid for tilknytning.
Kilde: Statnett og Menon



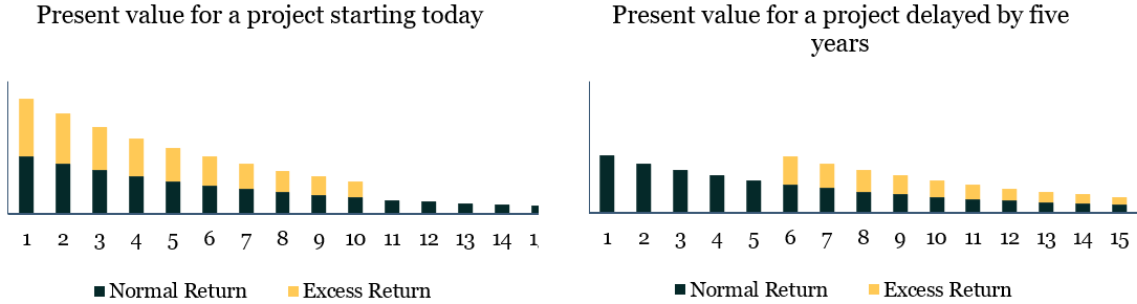
Det er viktig å merke seg at analysen kun er basert på data fra Statnett og derfor ikke inkluderer prosjekter med forespurt kapasitet på under 5 MW. Videre har vi ikke kunne kvalitetssikre at alle prosjekter fortsatt er aktive og ønsker tilknytning. Vi mangler også informasjon om hvilket nettnivå begrensningene ligger på. Selv om våre analyser viser at noen nettselskaper er kjennetegnet av spesielt høy etterspørsel etter nettkapasitet og står for et betydelig antall prosjekter med ventetid, er det altså fortsatt stor usikkerhet knyttet til i hvilken grad en eventuell regulering vil påvirke disse selskapene på individnivå.

Summary

The lack of access to the electricity grid results in socio economic costs.

Currently, an increasing number of customers are waiting to be connected to the grid. The green transition, leading to electrification, along with the establishment of new power-intensive industries, has significantly increased the demand for grid capacity in recent years. In many areas, there is now a queue for grid capacity, and connecting customers to the grid takes longer than before. As a result, projects may be postponed, relocated, or cancelled. Additionally, the project specifications might change in response to grid access shortages. This includes, for example, projects that employ costly flexibility solutions, scale down/reduce demand, or opt to connect ‘with terms’ to secure grid access. When a project is delayed, socio economic costs arise in the form of reduced present value of the excess return, as cash flows are deferred, as illustrated in Figure 1. Changes in facility design and/or location do not necessarily affect the timeline but do reduce the annual value creation.’

Figure 1: Present value of a project in a scenario where the project must be postponed. The black colour represents the normal return, while the yellow colour indicates the excess return. Source: Menon



Data limitations constrain the scope of the effects that can be modelled

Menon's mandate has been to develop models that can quantify the socio-economic costs associated with insufficient grid capacity. However, projects that are discontinued, relocated, or reorganized are inherently absent from the statistics, as they are no longer in the queue and thus excluded from the available data set. Additionally, it is impossible to determine if the entities in the queue preferred a different location. Consequently, our work has focused exclusively on the costs arising from postponing project start-ups due to a lack of grid access—namely, the costs of waiting time. We recommend defining "waiting time" as any delays relative to the customer's preference, beyond a normalised lead time. Moreover, we advocate for a regulatory framework based on an annual "waiting time cost" for projects that fit this definition—a type of cash flow cost. This approach ensures that grid companies, over time, will incur the total cost associated with lack of grid access. Alternatives are a retrospective or prospective models. Although a retrospective measurement theoretically will yield the same “sum” as an annual settlement, it could lead to challenges where grid companies might delay or avoid connections to mitigate financial penalties. A prospective model is deemed highly complex due to uncertainties regarding the overall timeline of the respective connections.

A systematic analysis of three model families based on the regulator's criteria

In this report, we have developed three distinct model families aimed at identifying the most suitable method for incorporating costs of waiting time for grid connection into Norwegian network regulation. The models are evaluated based on accuracy and suitability. Accuracy measures the model's capacity to accurately reflect actual socio-economic costs, while suitability gauges how well the model aligns with a regulatory framework, according to regulator's criteria for new variables in grid regulation. As RME's implementation methodology has not been decided yet, the models are assessed both for establishing a new cost element, similar to the KILE scheme for undelivered energy, and for implementation through the DEA framework. We do not evaluate which methodology is most appropriate. However, we note that expanding the DEA model would be considerably more complex than introducing a new cost element and could significantly affect the overall functionality of the regulation. This applies to all the models we have analysed here.

Table 1: Summary of the model families' accuracy and suitability

	1: Project-based	2: Industry-based	3: Grid-development	
			Minimum willingness to pay	Requested capacity (only DEA-framework)
Accuracy	High	Medium	Low/Medium	None
Suitability	Low	Medium	High	High
<i>Feasibility</i>	<i>Low</i>	<i>Medium</i>	<i>High</i>	<i>High</i>
<i>Exogeneity</i>	<i>Low</i>	<i>Medium</i>	<i>High</i>	<i>High</i>
<i>Relevance</i>	<i>Medium</i>	<i>Medium</i>	<i>High</i>	<i>High</i>
<i>Reasonableness</i>	<i>Low/medium</i>	<i>Low/medium</i>	<i>High</i>	<i>High</i>
<i>Understandability</i>	<i>Medium</i>	<i>Low/medium</i>	<i>High</i>	<i>High</i>

For regulatory purposes, we recommend utilising grid development-based models

After evaluating the strengths and weaknesses of the models presented, we find that grid development-based models are the most suitable for regulatory purposes. As the table indicates, only the project-based benchmark model achieves the highest score in terms of accuracy within our framework. The challenge with this model is its low implementation feasibility, as it is not possible to obtain the data needed to conduct quality-assured project-based analyses. For the industry-based models, the difficulty stems from the fact that a significant proportion of the grid access requests originate from new industries, where there is a lack of reliable industry- and project-specific data. Furthermore, we note that these models will systematically overestimate the socio-economic cost due to biases due reliance on historical data. The minimum willingness-to-pay model does not achieve a top score for accuracy. In its pure form, it does not reflect relative differences in socio-economic waiting time costs. Introduction of a scaling factor may help reduce this weakness, though it does not fully close the gap with other models. Nevertheless, the model is characterised, alongside the model based on requested capacity, by its ease of implementation and its high scores in all subcategories of suitability.

The choice between the two grid development-based models depends on how the model is intended to be utilised in the regulation.

If the regulator wishes to employ a *cost variable*, we recommend a model based on an estimate of minimum willingness to pay for grid connection. We recommend this model as it is less biased than the model based on industry-level data and is more relevant and reasonable. Additionally, we assess that the willingness-to-pay model offers the lowest likelihood of overestimating the actual socio-economic costs associated with waiting for grid connection. A conservative approach will enable the gathering of insights related to functionality, while simultaneously limiting regulatory risk. The willingness to pay can either be reflected through the sum of all the grid user's share of grid extension

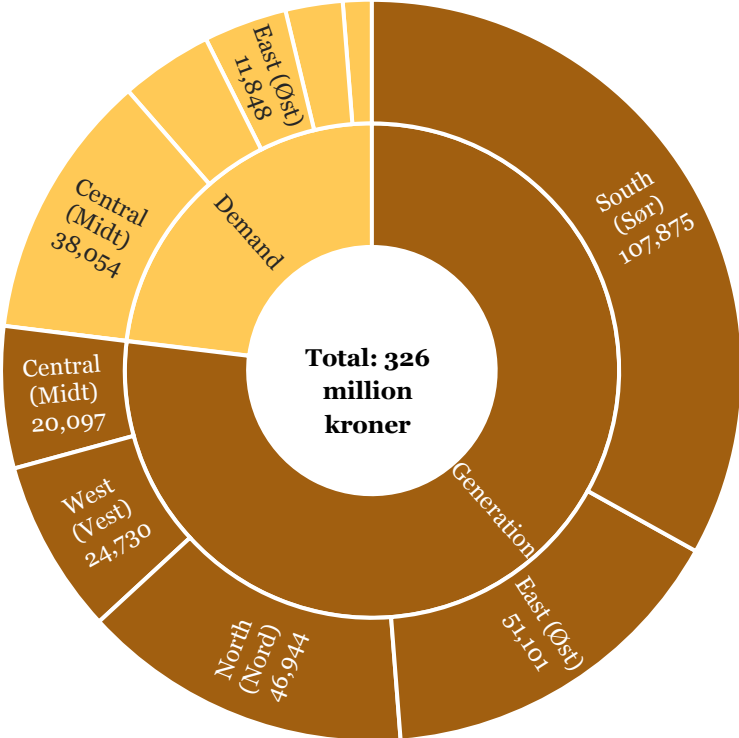
costs (anleggsbidrag) and the fixed component of the grid tariff, or alternatively, through a standardized cost per megawatt (MW) of requested capacity. Given that geographical conditions will lead to cost variations between grid companies, we recommend a standardised approach. This approach is also easier to implement with an annual settlement of waiting time costs. To minimise the risk of overestimation, we suggest a conservative approach with respect to the discount rate (4%). Additionally, we recommend excluding the fixed part of the grid tariff, as we believe the administrative costs exceed the benefits of its inclusion, especially since the fixed element has minimal impact on the overall cost of waiting time. The fixed fee also varies across grid companies. Furthermore, since it is determined by the grid companies, it allows for influencing the estimated value of willingness to pay. To maintain simplicity in the modelling framework, we therefore recommend basing the model solely on grid extension costs. The decision to apply a scaling factor for selected industries should depend on how the regulator prioritises accuracy versus reasonableness, as distribution system operators (DSOs) with more 'high-value' connections would face stiffer penalties.

The model based on the total requested capacity is best suited for regulatory use *should* the DEA framework be selected. This approach would involve benchmarking grid companies on the basis of how much capacity is queued relative to the company's size. The model is distinctly aligned with the grid operator's responsibilities as they are currently defined. Moreover, it will offer strong incentives to streamline and optimise all relevant connection processes. This model achieves the highest feasibility score, assuming the DEA framework is adopted.

A model based on minimum willingness to pay results in an annual socio-economic cost of nearly NOK 330 million for waiting time for grid connection

To illustrate the impact of our recommended model, we have conducted a simplified analysis based on Statnett's grid connection request database. The database which currently serves as the sole data source providing insights into the amount of (new) capacity requested within the Norwegian grid, although it excludes projects with a requested capacity below 5 MW. The overview indicates that mature projects with a total requested capacity of approximately 3,400 MW have surpassed their desired connection dates. The willingness to pay is derived from a standardised cost based on NVE's cost overview of grid measures (2018), amounting to NOK 2.4 million per MW in 2024 Norwegian krone. A discount factor of 4 per cent has also been applied, resulting in an annualised value of NOK 96,000 per MW. We have not been able to adjust for 'normal' grid development times as previously recommended. Under these assumptions, our analyses suggest that the total cost associated with waiting time will exceed NOK 330 million annually. This is illustrated in Figure 2. By comparison, the KILE costs in 2022 amounted to NOK 869 million (NVE, 2023).

Figure 2: Estimated annual socio-economic cost associated with projects awaiting connection. Source: Statnett and Menon Economics.



It is important to note that the analysis is solely based on data from Statnett and therefore excludes projects with requested capacities of less than 5 MW. Additionally, we have not been able to ensure the quality of data regarding whether all projects remain active and wish to be connected. We also lack information about the specific grid levels where the limitations occur. While our analyses show that some grid companies have a high demand for capacity and many projects with delays, there is still considerable uncertainty about how regulations might affect each company individually.

1. Innledning og bakgrunn

1.1 Formål og mandat med prosjektet

I dag er det et økende antall kunder som venter på tilknytning til strømmettet. Klimaomstilling, elektrifisering og etablering av ny kraftkrevende industri har de siste årene ført til kraftig økning i etterspørselen etter nettkapasitet. I mange områder er det nå kø av forespørsler om kapasitet, og det tar lengre tid å knytte kunder til strømmettet enn tidligere. Lange ledetider gir samfunnsøkonomiske kostnader ved at samfunnet ikke får realisert forbruk og produksjon.

Problemstillingene rundt ventetid og nettkapasitet har blitt grundig behandlet i flere rapporter, inkludert Strømnettutvalgets 2022-rapport «Nett i tide – om utvikling av strømmettet». Rapporten satte søkelys på tiltak for å redusere tiden det tar å utvikle nye nettanlegg, med fokus på saksbehandling, nettplanlegging og hvordan nettselskapene tilpasser seg forbruksutviklingen. Strømnettutvalget pekte også på at ledetid påvirkes ikke bare av den fysiske utbyggingen, men også av disse organisatoriske og planleggingsmessige faktorene.

Reguleringsmyndigheten for energi (NVE-RME) har ansvaret for reguleringen av norske strømmettselskaper, inkludert både økonomisk regulering og ulike direktereguleringer med hovedmål å fremme et samfunnsøkonomisk effektivt kraftmarked og et velfungerende kraftsystem. Som en del av dette arbeidet har NVE-RME engasjert THEMA for å gjennomføre en *teoretisk analyse* som viser at kostnadene ved manglende tilknytning kan vurderes basert på aktørenes betalingsvilje, som varierer etter virksomhetstype og tilgjengelige alternative energikilder (Thema Consulting Group og CEPA, 2024). I denne rapporten går vi et skritt videre. Vårt mandat er å identifisere ulike modeller for å beregne samfunnsøkonomiske kostnader av at kunder ikke får tilknytning til strømmettet ved behov. Deretter evaluerer vi disse modellene fra to ulike målbilder: for det første vurderer vi hvor nøyaktig modellene gjenspeiler de reelle samfunnsøkonomiske kostnaden knyttet til ventetid. For det andre vurderer vi modellenes egnethet med hensyn til innlemming i inntektsrammereguleringen, enten som en del av kostnadssiden i den økonomiske reguleringen, slik eksempelvis KILE-ordningen er innlemmet, eller via DEA-rammeverket. Med utgangspunkt i nettselskapenes samfunnsoppdrag vil disse to målbildene ofte være motstridende. Nettselskapene er regulert med formål om å bidra til en kostnadseffektiv utvikling av kraftsystemet, men lovverket gir ikke rom for å prioritere mellom ulike kundegrupper. Videre er det ikke ønskelig at nettselskapene skal straffes for forhold som ligger utenfor deres påvirkning. I vårt arbeid har vi forsøkt å balansere disse hensynene med målsetning om å identifisere en modell som gir tydelige insentiv til å effektivisere dagens tilknytningsprosesser, uten at det går på bekostning av funksjonaliteten til det eksisterende rammeverket.

Fra kapittel 1.2 tar rapporten for seg den nåværende situasjonen i strømmettet, med fokus på prosjekter som venter på tilknytning og de utfordringer økt etterspørsel skaper for kapasiteten. Kapittel 2 går videre med å analysere de samfunnsøkonomiske kostnadene forbundet med manglende nettilknytning i tide, hvor tapene som følger av forsinkede, endrede eller avlyste prosjekter utforskes. I kapittel 3 introduseres ulike modeller som vurderer samfunnsøkonomiske kostnadene ved ventetid, med en gjennomgang av deres presisjon og anvendelighet for reguleringsformål. Kapittel 4 behandler innretningen og konsekvensene av nettviklingsbaserte modeller, og analyserer hvordan disse påvirker nettselskapene ved hjelp av Statnetts data om tilknytningssaker, med sikte på å effektivisere tilknytningsprosessene.

1.2 Dagens situasjon for prosjekter i kø for tilknytning

De norske nettselskapene opplever i dag en enorm etterspørsel etter nettkapasitet, sammenlignet med den historiske utviklingen av kraftsystemet. Oversikt over aktive saker hos Statnett viser prosjekter

som ønsker fremtidig nettkapasitet i transmisjonsnettet. Totalt er det forespurt 50 000 MW i aktive tilknytningssaker, fordelt på 746 forespørslere. Av disse er 28 000 MW tilhørende prosjekter som er vurdert som modne. Til sammenligning er dagens maksimale forbruk i Norge om lag 25 000 MW (Statnett, 2024).

Den store mengden etterspurt nettkapasitet er sterkt knyttet til den grønne omstillingen, som innebærer utbygging av fornybar energi, vekst i nye næringer, samt elektrifisering av transport og produksjonsprosesser. Tabell 2 viser aktive saker hos Statnett, med utgangspunkt i søkerens næringsvirksomhet.

Tabell 2: Aktive saker hos Statnett, fordelt på næringstyper. Kilde: Statnett, bearbeidet av Menon

	Næringstype	Omsøkt effekt (MW)		Antall saker	
		Alle saker	Saker vurdert som moden	Alle saker	Saker vurdert som moden
Produksjon	Vannkraft	7 071	2 563	93	55
	Landbasert vind	5 762	860	27	11
	Solkraft	5 570	3 351	186	99
	Havvind	3 000	3 000	2	2
	Termisk kraft	14	0	1	0
	Annen produksjon	11	0	1	0
Forbruk	Hydrogen/ammoniakk	9 181	5 790	63	45
	Industri	7 038	3 626	132	90
	Datasenter	6 484	4 855	93	64
	Petroleum	1 743	1 384	16	12
	Batteri	1 026	431	8	5
	Annet forbruk	855	785	22	17
	Oppdrettsnæring	814	735	52	43
	Transport	626	600	47	42
	Nettselskap vanlig forbruk	21	21	1	1
	Fleksibilitet og lagring	40	20	2	1

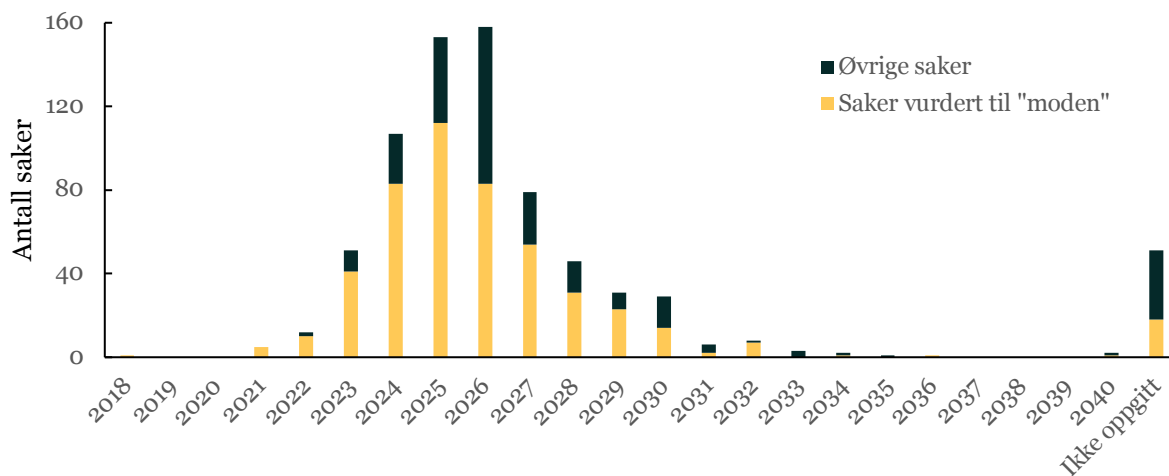
Vi ser at den største etterspørselen etter kapasitet er knyttet til produksjon av hydrogen og ammoniakk. Det er imidlertid også mye omsøkt kapasitet knyttet til industri, vind- og vannkraft, samt datasenter¹. Flest antall søknader finner vi innen solkraft. Havvind er næringstypen med størst gjennomsnittlig effekt per forespørsel, mens transport har lavest effekt per forespørsel. Dette er naturlig ettersom havvind kjennetegnes av storskala utbygging frem mot 2030, mens transportforespørslene ofte er knyttet til lokal ladeinfrastruktur.

I de fleste tilfeller ønsker ikke søkeren umiddelbar tilknytning, men ønsker tilknytning frem i tid når prosjektet er klart til oppstart. Mens forespørselen ligger i kø for tilknytning kan søkeren ferdigstille andre nødvendige prosesser, som utbygging, opplæring, innhenting av kapital, etc. I Statnetts datasett med aktive saker om tilknytning er det oppgitt *ønsket dato for tilknytning* fra søkeren. Figur 3 og Figur

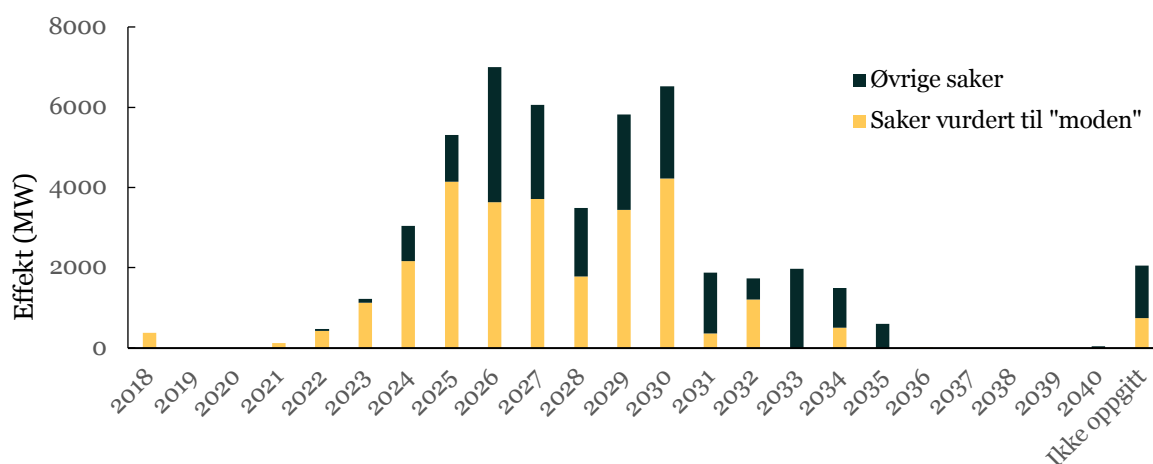
¹ Industri kan i praksis omfatte et bredt spekter av virksomheter, hvilke typer prosjekter som er inkludert innen industri har vi ikke informasjon om.

4 viser ønsket år for tilknytning henholdsvis for antall forespørsler og MW. Som vi ser er etterspørselen betydelig også når vi hensyntar tidsaspektet ved tilknytningssøknadene.

Figur 3: Antall forespørsler fordelt på ønsket år for tilknytning. Kilde: Statnett, bearbeidet av Menon



Figur 4: Forespurt nettkapasitet fordelt på ønsket år for tilknytning. Kilde: Statnett, bearbeidet av Menon



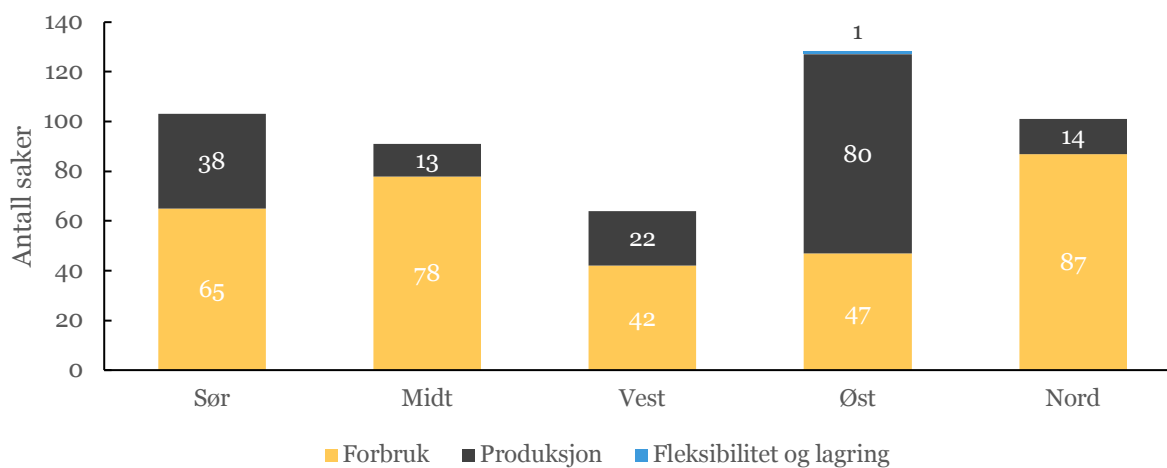
Selv om ikke alle prosjekter realiseres, viser figurene at det vil være et stort behov for ny nettkapasitet de nærmeste årene, gitt at oppgitt dato for ønsket tilknytning er reell. Ønsket tilknytning frem til 2028 er større enn dagens maksimale forbruk i Norge. Etter 2026 synker antall forespørsler. Til gjengjeld øker størrelsen på forespørslene. Videre er det sannsynlig at nye prosjekter kommer til.

Tekstboks 1-1: Hvorfor oppstår mangel på nettkapasitet?

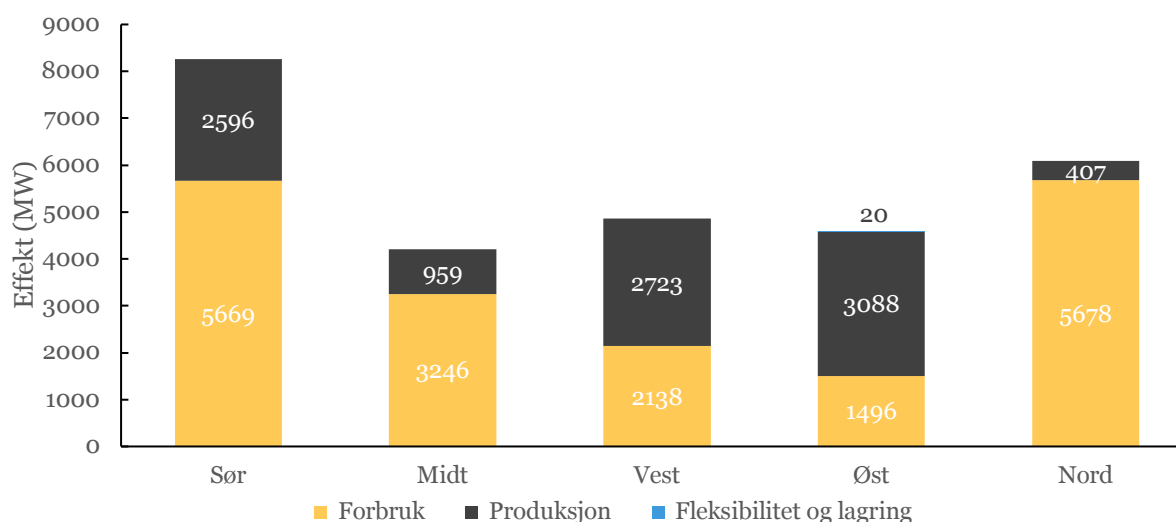
Hovedårsaker til økende etterspørsel etter ny nettkapasitet er *begrensinger i selve nettets kapasitet* og en viss *ledetid* for å bygge ut nytt nett. Ledetid varierer med størrelse på den ønskede tilknytningen, geografisk beliggenhet og kapasitet på overliggende nett. Utover dette påvirker saksbehandlingsprosessen til nettselskapene og Statnett utbyggingen, og ikke minst graden av koordinering og informasjonsflyt mellom søker, nettselskap, og Statnett, herunder den langsiktige nettplanleggingen. I tillegg kan andre prosesser knyttet til selve prosjektet påvirke når et prosjekt er tilstrekkelig modent til å få stille seg i kø for nettilknytning (kommunale godkjenninger/tillatelser, prosjektøkonomiske forhold osv.). Det kan også være utenforliggende forhold som kan påvirke fremdrift, eksempelvis makroøkonomiske forhold, tidsbruk til konsekvensutredninger av natur og miljø, leveringstid av teknisk utstyr osv.

Søkere om tilknytning i transmisjonsnettet kan være nettselskaper på vegne av sine kunder, eller store aktører innen for eksempel kraftkrevende industri, eller kraftprodusenter. 32 nettselskaper har forespørsler om tilknytning per juni 2024, av omtrent 85 nettselskaper totalt. I tillegg har 34 private aktører forespørsler om nettilknytning. Størrelsen på forespørslene er i gjennomsnitt 70 MW. De to største forespørslene er på 1500 MW og gjelder havvind, mens om lag halvparten av forespørslene er under 20 MW. De fleste av de 32 nettselskapene har én til ti forespørsler inne, mens ett nettselskap har hele 208 forespørsler. Antall modne saker og MW fordelt på ulike områder og type prosjekt er vist i henholdsvis Figur 5 og Figur 6.

Figur 5: Antall tilknytningsforespørsler fordelt på ulike områder og type prosjekter. Inkluderer kun prosjekter som er vurdert som modne. Kilde: Statnett, bearbeidet av Menon



Figur 6: Forespurt nettkapasitet i ulike prisområder, og ulike typer prosjekter. Inkluderer kun prosjekter som er vurdert som modne. Kilde: Statnett, bearbeidet av Menon

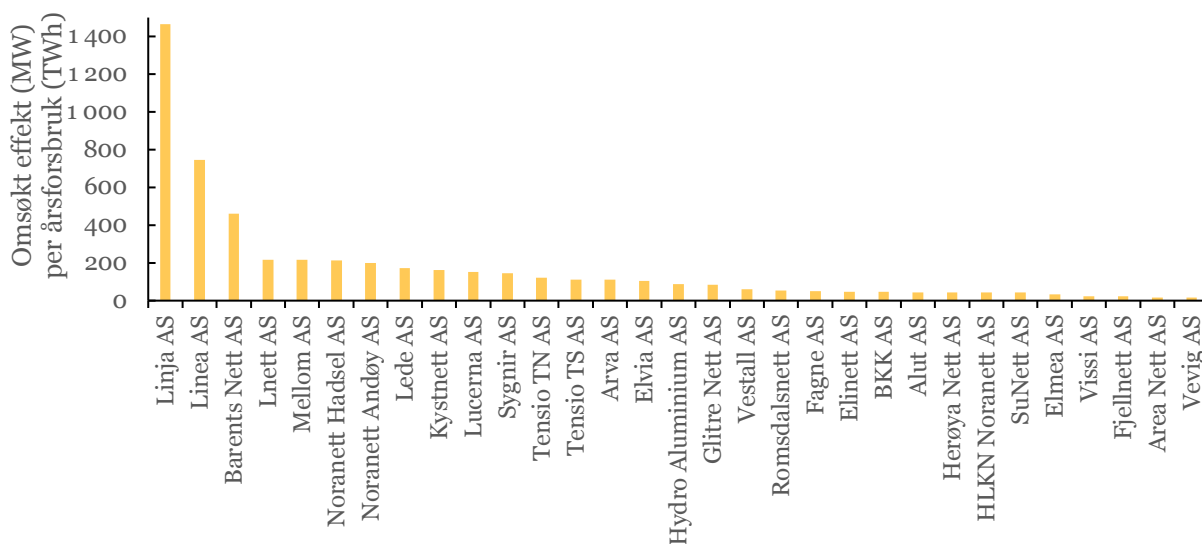


Som vi ser er etterspørselen nokså jevnt fordelt på ulike områder, men Øst har klart flere forespørsler innen produksjon enn de andre områdene, hvor mange av forespørslene gjelder solkraft. Det er kun tre forespørsler som gjelder *fleksibilitet og lagring*, som gjelder innstallering av batteri.

Til tross for at region øst har flest forespørsler om tilknytning, har regionen lav mengde MW i kø sammenlignet med de andre regionene. Deres gjennomsnittlige tilknytningssøknad er dermed mindre enn i de andre områdene. Omtrent 65 prosent av forespurt kapasitet totalt gjelder forbruk av kraft, mens omtrent 35 prosent gjelder kraftproduksjon.

Kapasitetsbehov varierer også sterkt mellom nettselskaper. Figur 7 viser forhold mellom omsøkt effekt og størrelse på nettselskap, målt i TWh årsforbruk, for nettselskaper med aktive saker.

Figur 7: Forespurt MW i forhold til TWh årsforbruk (2022) per nettselskap. Inkluderer kun prosjekter som er vurdert som modne. Kilde: Statnett og NVE, bearbeidet av Menon



Brorparten av nettselskaper med regionalnett har inne forespørsler om kapasitet hos Statnett. Som vi ser treffer økningen i kraftbehov nettselskapene ulikt. Linja, Linea og Barents Nett har for eksempel store mengder kapasitet i kø relativt til størrelse på selskapene.

2. Teoretisk rammeverk, begrensninger i datatilgang og definisjon av ventetid

Når kunder ikke får nettilknytning på ønsket tidspunkt må de ofte tilpasse sine opprinnelige planer, noe som kan lede til betydelige samfunnsøkonomiske kostnader. Prosjekter kan bli utsatt, prosjektspesifikasjonen endres, flyttes til en annen lokasjon eller avlyses. Når prosjektstart blir utsatt, oppstår det samfunnsøkonomiske kostnader i form av redusert nåverdi av meravkastningen, da kontantstrømmene skyves frem i tid. Endringer i innretning og/eller lokasjon påvirker ikke nødvendigvis tidshorizonten, men reduserer den årlige verdiskapingen. En utfordring, fra et regulatorisk perspektiv, er at mange av kostnadene ikke kan observeres direkte. Kunder som velger alternative innretninger, fremfor å vente, vil falle ut av statistikken.² Våre analyser har derfor et særlig fokus på de økonomiske kostnadene ved utsatte prosjekter som følge av manglende tilgang på nett. Vi anbefaler, som et minimum, å smalne inn den samfunnsøkonomiske definisjonen av «ventetid» til å kun inkludere uønsket tidsbruk *utover normal ledetid*. En slik innsnevring vil redusere muligheten for manipulasjon av avregning i et fremtidig reguleringsregime. Videre mener vi det er mest hensiktsmessig å basere det regulatoriske rammeverket på en årlig «ventetidskostnad» for prosjekter som faller innenfor denne definisjonen. En slik tilnærming sikrer at nettselskapene over tid vil stå overfor den totale kostnaden ved manglende nettilgang. Alternative innretninger gir fare for vridningseffekter, og er mer komplekse å operasjonalisere. Hvordan den samfunnsøkonomiske kostnaden bør estimeres er fokus i neste kapittel.

I dette kapittelet redegjør vi først for hvilke samfunnsøkonomiske kostnader som påløper som følge av manglende nettilgang. Gjennomgangen utgjør det teoretiske rammeverket for de påfølgende kapitlene hvor vi vurderer ulike modeller som kan benyttes for å inkludere ventetidskostnader i den økonomiske reguleringen. Videre diskuterer vi hvilke kostnader ved manglende nettilgang som er mulig å observere, og hvordan selve ventetiden bør defineres.

2.1 Generelt om samfunnsøkonomiske kostnader

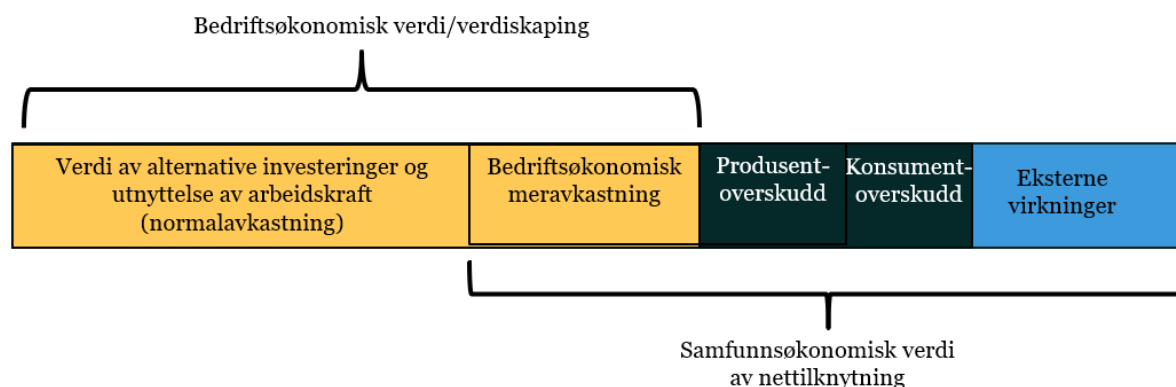
Når et prosjekt må flytte lokasjon, utsette prosjektoppstart, eller endre prosjektspesifikasjon som følge av manglende nettkapasitet, kan det oppstå samfunnsøkonomiske tap. Disse tapene kan både knyttes til tap hos den aktuelle bedriften som ønsker tilgang til nettet, men også bredere samfunnsøkonomiske effekter. Det er i denne sammenheng viktig å påpeke at ikke alle deler av det bedriftsøkonomiske tapet kan regnes som en **netto samfunnsøkonomisk kostnad**. Legger vi til grunn et friksjonsfritt arbeids- og kapitalmarked, kan kapitalinvesteringene og arbeidskraften som er midlertidig overflødige på grunn av manglende nettkapasitet flyttes til andre prosjekter innen den norske økonomien. Under redegjør vi kort for de tre viktigste samfunnsøkonomiske verdiene som påvirkes ved manglende nettilknytning. Figuren under illustrerer disse sammenhengene.

- For det første kan det hende at prosjektet som rammes skaper en bedriftsøkonomisk **meravkastning** *utover* den normale avkastningen (inkl. risikopremie) man kan forvente fra arbeidskraften og kapitalinvesteringene. En slik merverdi reflekteres i en positiv nåverdi når alle bedriftsøkonomiske størrelser er hensyntatt.

² Selv om tilgangen til data kan bli bedre med tiden, er det urealistisk å forvente at det noen gang vil være mulig å samle inn et fullstendig pålitelig datasett over kontrafaktiske investeringer.

- For det andre kan ny produksjon føre til endringer i **produsent- og konsumentoverskudd**, enten på kraftmarkedet på grunn av innvirkning på kraftprisene eller på produktmarkedet der ny produksjon kan påvirke produktprisene, særlig når den er rettet mot nasjonale/regionale markeder.
- For det tredje kan det påløpe positive eller negative **eksterne virkninger** for samfunnet. Positive eksterne virkninger kan være bidrag til nasjonal forsyningssikkerhet og kunnskaps-eksternaliteter mens eksempler på negative eksterne virkninger inkluderer areal- og naturinngrep.

Figur 8: Illustrasjon av samfunnsøkonomisk verdi av nettilknytning. Kilde: Menon Economics



Det er i denne sammenheng viktig å påpeke at netto-samfunnsøkonomisk tap som følge av manglende nettkapasitet vil begrenses av hvilke prosjektspesifikke alternativ som finnes, samt eventuelle opsjonsverdier knyttet til en senere oppstart. Hvor store kostnadene knyttet til en utsettelse kan bli begrenses blant annet av merverdien som kan realiseres på en alternativ lokasjon.

Hva er de potensielle kildene til meravkastning? I et effektivt marked der alle ressurser er jevnt fordelt mellom land, vil de viktigste innsatsfaktorene – kapital og arbeidskraft – i prinsippet også kunne finne alternative, like produktive anvendelser. Noen naturressurser er imidlertid knappe på verdensbasis, og enkelte områder i Norge har tilgang til slike ressurser. Disse ressursene danner grunnlaget for det som omtales som ressursrentenæringer. Eierne av disse ressursene kan få ekstra gevinst fordi det er høy etterspørsel etter ressursene, samtidig som tilgangen er knapp. Eksempler på ressursrentenæringer inkluderer:

- **Olje- og gassindustrien og mineralnæringen:** Disse ressursene finnes i begrensede mengder og er svært etterspurte globalt.
- **Vannkraft og noen andre former for fornybar energi:** Vannkraft er den billigste kilden til elektrisitet. Det er imidlertid begrenset hvor store områder som egner seg for bygging av vannkraftverk. En lignende logikk kan anvendes på andre fornybare energiteknologier (eksempelvis vindkraft) hvor tilgangen på ressursene begrenses av eksempelvis regulering, rammevilkår eller andre politiske prosesser.
- **Oppdrett:** Næringen drar fordel av naturressurser som er begrensede, som for eksempel tilgang på kystområder med gode forhold for oppdrettsanlegg, rent sjøvann og riktig temperatur.

Meravkastning kan også oppstå som følge av *markedsimperfeksjoner*. I tider der etterspørselen er større enn tilbudet, kan prisene overstige produksjonskostnadene, noe som resulterer i ekstra fortjeneste. Det finnes indikasjoner på at, for eksempel, datasenternæringen for tiden kan oppleve slike forhold. Men siden strøm er hovedinnsatsfaktoren i produksjonen av datasentertjenester, og strøm er

tilgjengelig også på andre lokasjoner i verden, er det rimelig å anta at denne markedsmuligheten vil tiltrekke seg ytterligere investeringer, noe som kan øke kapasiteten i datasentrene og dermed drive prisene ned.

Et annet eksempel på begrenset markedsintegrasjon kan observeres i innsatsvaremarkedene for produkter med globalt integrerte markeder. Strøm er en slik innsatsfaktor, og på grunn av kapasitetsbegrensninger på mellomlandsforbindelsene kan den ikke eksporteres fritt til andre regioner. Historisk sett har strømprisene i Norge vært lavere enn i store deler av Europa, noe som har skapt et potensial for meravkastning i eksportrettet, kraftintensiv industri. Prognoser fra NVE og Statnett tyder imidlertid på at Norges kostnadsfordel snart kan bli mindre, noe som vil begrense denne kilden til meravkastning (NVE, 2024; Statnett, 2024).

Tekstboks 2-1: Hvordan regnes samfunnsøkonomiske kostnader knyttet til utsatte utslippskutt?

Ikke alle prosjekter har utelukkende mål om å øke produksjonen, noen prosjekter har også mål om å redusere CO₂-utslipp. Et eksempel kan være en oppdrettsbedrift som ønsker å bytte ut diesellaggregater med elektrisk kraft for å drifte vannutskiftingssystemer o.l. i sine merder. Et annet eksempel kan være elektrifisering av olje- og gassplattformer ved tilkobling til kraftnettet på land, for å bytte ut gassturbiner på plattformene. Disse kostnadene er altså knyttet til et ønske om å kutte utslipp gjennom elektrifisering av ulike virksomheter. Forsinkes disse prosjektene, kan det påløpe samfunnskostnader knyttet til utsatte utslippsreduksjoner.

Det er imidlertid ingen grunn til å behandle disse prosjektene annerledes enn prosjekter som tar sikte på å øke produksjonskapasiteten. Hvis vi legger til grunn at bedrifter allerede betaler («internaliserer») de samfunnsøkonomiske kostnadene av utslipp gjennom kvotekjøp i EUs kvotemarkedet (kvotepliktige bedrifter) og/eller gjennom særnorske CO₂-avgifter (ikke-kvotepliktig sektor), blir **bedriftsøkonomisk kostnad** for reduksjon av utslipp lik **samfunnsøkonomisk kostnad** for reduksjon av utslipp. Det er viktig å påpeke at vi dermed forutsetter at utslipp er korrekt priset i markedet.

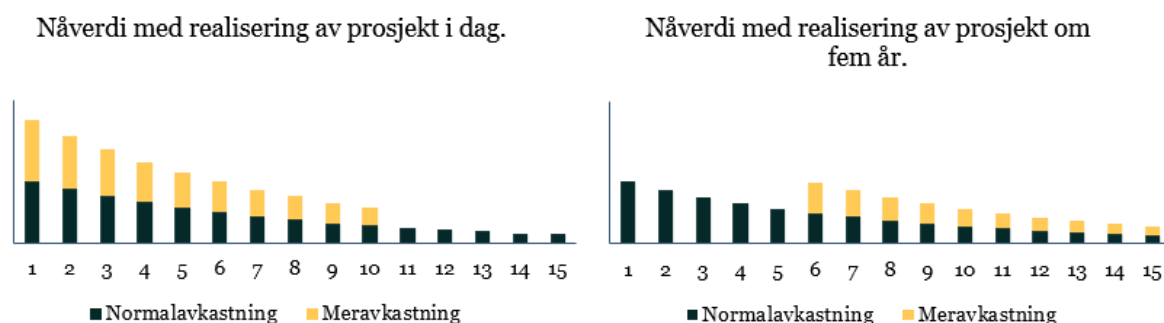
Ovenfor sier vi at tiltak for utslippskutt kan behandles likt som tiltak for økt produksjon, men dette gjelder ikke for ressursrentenæringer. For investeringer i ressursrentenæringer vil det være meravkastning knyttet til investeringer i (økt) produksjon, men det vil ikke være meravkastning knyttet til tiltak for utslippskutt. Dette er fordi ressursrenten i disse næringene er knyttet bare til produksjon.

2.2 Samfunnsøkonomiske kostnader ved utsatt oppstart av prosjekt

Kostnaden knyttet til selve *ventetiden* for å få nettknytning oppstår ved at et prosjekt med meravkastning utsettes i tid. For prosjekter som har en forventet avkastning over normalavkastningen vil en forskyvning alltid innebære en kostnad. Kostnaden skyldes at fremtidige inntektsstrømmer vektlegges mindre (diskonteres) i både samfunnsøkonomiske og bedriftsøkonomiske analyser. Dette gjøres nettopp for å ta hensyn til alternativ avkastning på kapital og andre innsatsfaktorer.

Figuren under viser et eksempel på forskyvning i meravkastning på grunn av manglende nettilknytning. Kostnaden ved å vente er at meravkastningen realiseres på et senere tidspunkt. Normalavkastningen er lik gjennom hele perioden, fordi kapital og arbeidskraft anvendes på andre prosjekter (uten meravkastning) gjennom ventetiden.

Figur 9: Illustrasjon av nåverdi av samfunnskostnad i et tilfelle hvor prosjektet må utsettes. Kilde: Menon



Den samfunnsøkonomiske kostnaden tilsvarer altså den *reduerte* nåverdien av meravkastningen til investeringen (samt eksterne virkninger, og endringer i produsent- og konsumentoverskudd). Størrelsen på den samfunnsøkonomiske kostnaden avhenger av hvor stor meravkastningen er, og lengden på ventetiden. Hvor stor kostnaden *kan bli* avhenger imidlertid av hvilke alternativer som er tilgjengelig. På nettselskapsnivå vil den samfunnsøkonomiske kostnaden knyttet til utsatt oppstart være lik summen av alle prosjekters reduserte meravkastning.

2.3 Samfunnsøkonomiske kostnader ved endret prosjektspesifikasjon

Kostnaden ved endret prosjektspesifikasjon oppstår hvis meravkastning, positive eksterne virkninger eller positiv konsument-/produsentoverskudd reduseres som følge av endringen.

Kunden endrer prosjektspesifikasjon ved å enten akseptere tilknytning på vilkår, nedskalere prosjektet, eller redusere energi- eller kapasitetsbehovet ved å bruke alternative energikilder eller produksjonsteknologier.

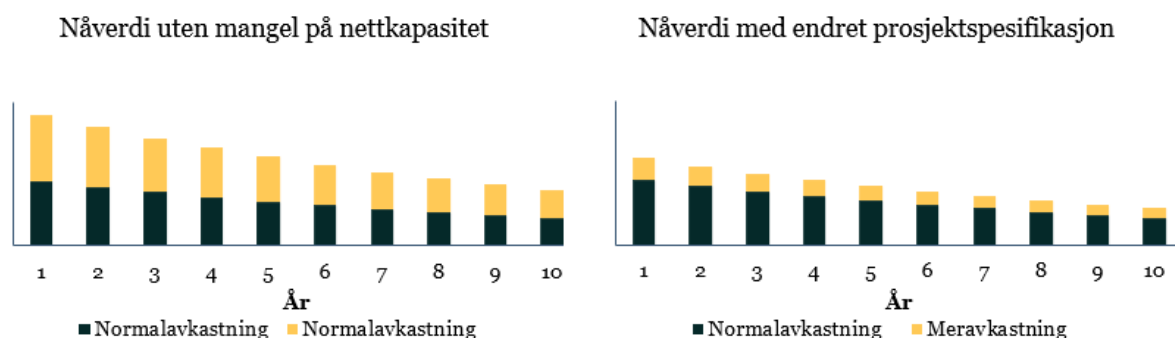
Tilknytning på vilkår innebærer at søkeren aksepterer redusert eller total utkobling fra nettet i perioder med mangel på kapasitet. Dette kan gi kostnader knyttet til at produksjonen må stenge ned i perioder. Kostnader varierer ut fra hyppigheten og lengden på utkoblingen for forbrukere, som igjen avhenger av hvilken type avtale som gjøres med nettselskapet³.

Bruk av alternative energikilder kan gi kostnader knyttet til for eksempel innkjøp og installasjon av batteripakker eller andre fleksibilitetsløsninger. Dette kan inkludere bruk av alternative energikilder eller produksjonsteknologier som har høyere driftskostnader eller kapitalkostnader sammenlignet med den opprinnelige planen. Installasjonen av batteripakker eller fleksibilitetsløsninger for å møte energibehovet kan være kapitalintensive og teknologisk krevende.

Figuren under viser et eksempel på redusert meravkastning som følge av endret prosjektspesifikasjon.

³ I dag benyttes i hovedsak to ulike typer tilknytning på vilkår. Enten brukes avtalene til å **reducere driftsforstyrrelser i nettet** (utkobling for å kunne opprettholde N-1). Her er hyppigheten av utkobling lav, men det kan være stor usikkerhet knyttet til hvor lenge utkoblingen varer. Alternativt brukes avtalene til å **løse kapasitetsproblemer** i nettet, der en for eksempel avtaler at en forbruker kobles ut hvis kapasitetsbehovet på en trafo øker til maksimal effektkapasitet. For denne typen avtale kan hyppigheten være høyere, men det vil være betydelig mer forutsigbart for aktører å planlegge for frem i tid.

Figur 10: Illustrasjon på nåverdi av samfunnskostnad i et tilfelle med endret prosjektspesifikasjon.
Kilde: Menon



Meravkastning reduseres altså på grunn av nedskalering eller lavere produksjon, eller på grunn av høyere kostnader knyttet til bruk av alternative energikilder eller andre produksjonsprosesser.

På nettselskapsnivå vil den samfunnsøkonomiske kostnaden knyttet til endret prosjektspesifikasjon være lik summen av alle prosjekters reduserte meravkastning.

2.4 Samfunnsøkonomiske kostnader ved at kunden ikke søker tilknytning eller trekker søknaden

Det kan oppstå kostnader ved at kunden ikke søker tilknytning i det hele tatt når dette fører til reduksjon i meravkastning, positive eksterne virkninger, eller positiv konsument-/produsentoverskudd.

Når en kunde velger å ikke søke tilknytning i det hele tatt som følge av manglende nettkapasitet, kan prosjektet enten flyttes til en annen lokasjon i Norge eller i utlandet, eller avlyses. Dette kan få lokale negative konsekvenser for området hvor prosjektet ikke realiseres. Samtidig kan andre lokalsamfunn få positive konsekvenser ved at andre prosjekter utløses i stedet. I et samfunnsøkonomisk perspektiv ser vi bare på summen av de lokale effektene.

Relokalisering innebærer også en samfunnskostnad dersom prosjektet flyttes til en suboptimal lokasjon i Norge, slik at en eventuell meravkastning reduseres. Dette kan for eksempel være tilfelle hvis vindkraftproduksjon må flyttes til en lokasjon med mindre gunstige vindforhold. Det samme er tilfelle hvis prosjektet avlyses i sin helhet, og arbeidskraft og kapital i stedet anvendes på prosjekter med normalavkastning.

2.5 Hvilke samfunnsøkonomiske kostnader kan vi observere?

Vi har identifisert tre typer konsekvenser av at kunder ikke får tilknytning ved behov: prosjektet blir utsatt, får endret prosjektspesifikasjon, eller avlyses og flytter lokasjon. Det er imidlertid kun mulig å identifisere kostnader knyttet til utsatte prosjekter grunnet mangel på nettkapasitet.. Søknader for nettilknytning inkluderer informasjon om omsøkt effekt, ønsket tidspunkt for tilknytning og formål. De opprinnelige, optimale planene er det bare prosjekteierne som kjenner til. Vi kan med andre ord bare observere data fra de faktiske søknadene for nettilknytning, men uten innsikt i aktørenes reelle intensjoner for fremdrift og innretning.

Når vi for eksempel ser en 100 MW-søknad på lokasjon A, vet vi ikke om dette var den opprinnelig ønskede lokasjonen, eller om prosjektet ble lokalisert der på grunn av lange ventetider på den

foretrukne lokasjon B. På samme måte kan vi ikke vite om et batteri ville ha blitt installert hvis det ikke hadde bidratt til å redusere ventetid, eller hva den installerte batteristørrelsen ville vært dersom prosjekteieren ikke hadde tatt hensyn til den potensielle påvirkningen på nettilgangen ved valg av størrelse.

I de øvrige analysene vil vi derfor utelukkende fokusere på kostnader som følger av *ventetid* for prosjekter som har omsøkt tilknytning. Dette er fordi kostnadene knyttet til at aktører velger alternativer til nett vil belage seg på prosjektspesifikk data som vi ikke har tilgang til.

Selv om vi ikke kan observere alle samfunnsøkonomiske kostnader, kan vi likevel utlede noe informasjon om dem. Når prosjekter velger en lokasjon med ventetid for tilknytning, vet vi at kostnaden ved ventetid er lavere enn kostnaden ved å flytte eller endre prosjektet. I motsatt fall, når prosjekter velger å endre prosjektspesifikasjon eller flytte lokasjon, og disse derfor ikke vises i våre data, vet vi at kostnaden ved slike valg er lavere enn kostnaden ved å vente.

Figur 11: Illustrasjon av observerte prosjekter som en del av alle prosjektene som er påvirket av utilstrekkelig tilgang til nett.



2.6 Definisjon av ventetid og implikasjoner for et regulatorisk rammeverk

Med utgangspunkt i samfunnsøkonomisk teori vil alle merkostnader som påløper som følge av manglende nettilgang, utover optimal ledetid, innebære en samfunnsøkonomisk kostnad⁴. Dette gjelder også ventetid som skyldes koordineringsutfordringer mellom kunde og nettselskap og asymmetrisk informasjon. Ventetid skiller seg fra *total* køtid som, gitt god koordinering, ikke trenger å påvirke en aktørs prosjektutvikling. Sammenhengen mellom ventetid og nettselskapenes saksbehandlingsprosess for nettilknytninger er illustrert i .

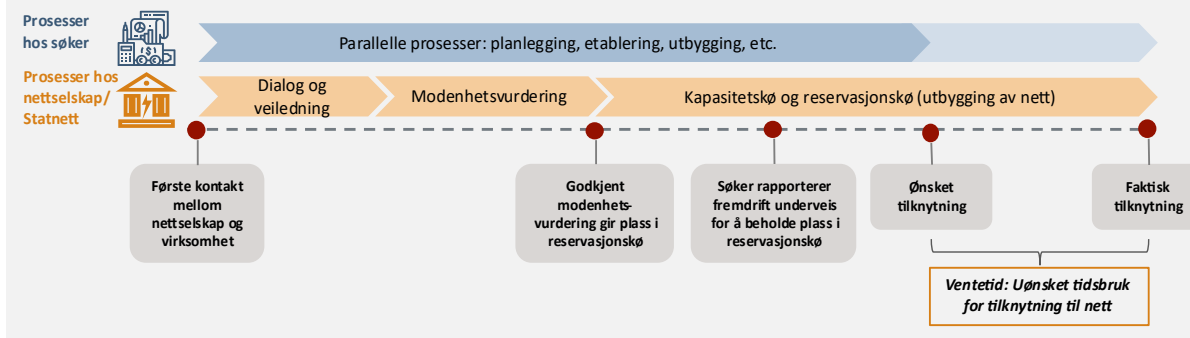
Tekstboks 2-2: Saksbehandlingsprosess for nettilknytninger i dags

Dagens tilknytningsprosess begynner ofte med en første kontakt mellom et nettselskap og virksomheten som ønsker tilknytning. Denne delen av prosessen kan være formalisert og dokumentert gjennom opprettet sak, men den kan også være mer uformell i form av telefonsamtaler og e-poster, der potensielle søkere «sonderer» muligheten for å tilknytte seg nettet for sin virksomhet. Det er først når kundens prosjekt oppfyller modenhetskravene at de kan bestille ønsket kapasitet og dato for *planlagt* nettilknytning bestemmes. Hvis denne ligger lenger frem i tid enn søkers tidspunkt for *ønsket tilknytning*, oppstår det en **ventetidskostnad**.

⁴ Fravær av ventetid er ikke ønskelig fra et samfunnsøkonomisk perspektiv da dette vil innebære stor risiko for overinvesteringer.

⁵ Tilknytningsprosessen som er illustrert i figuren er forankret i eksisterende bransjestandard og regelverk.

Figur 12: Illustrasjon av prosedyre for å få nettilknytning i dag. Kilde: Statnett, intervjuer med diverse nettselskaper



Hvordan man skal måle (eller definere) ventetid i en økonomisk regulering ligger i utgangspunktet utenfor mandatet av dette prosjektet, og vil i stor grad avhenge av hvilke data man har tilgang til. Vi vil imidlertid påpeke tre sentrale aspekter som RME bør ta hensyn til dersom kostnaden knyttet til ventetid skal implementeres i inntektsrammereguleringen for nettselskaper:

Normal ledetid: For det første vil vi argumentere for at nettselskap ikke bør straffes for ventetid som faller innenfor «normal ledetid» for nettilknytning. Per i dag er det ingen konsensus om hva en samfunnsøkonomisk optimal ventetid er i praksis. Et slikt «mål» vil avhenge av den reelle verdien av raskere tilknytning kontra kostnaden ved å forkorte ventetid. Fra et regulatorisk perspektiv kunne et alternativ vært å ikke ta hensyn til dette aspektet. En slik tilnærming vil innebære at man inkluderer hele den bedrifts- og privatøkonomiske ventetidskostnaden, definert som tidsrommet mellom ønsket og faktisk tilknytning, uavhengig av årsak. Vi vil imidlertid anbefale å definere en normalisert ledetid i reguleringen, for sikre at aktører ikke kan manipulere ordningen, og at nettselskaper ikke straffes for forhold som er utenfor deres kontroll.

Definering av normalledetid vil kreve innsamling av data og etablering av beste praksis for realisering av investeringer på tvers av ulike typer prosjekter (f.eks. transformatorer, kabler) og ulike prosjektstørrelser. En mulig tilnærming, som blant annet EU bruker, er å sette den 10. persentilen av den faktiske fordelingen som referansepunkt (European Commission, 2021). Det er behov for ytterligere analyse av tilgjengelige data for å kunne gi en mer spesifikk anbefaling.

Realistisk fremdrift: For det andre vil vi påpeke at ventetid i inntektsregulering kan gi kundene insentiver til å foreslå ønskede tilknytningsdatoer som er urealistisk tidlige. Dette kan gjøres i den hensikt å få nettselskapene til å prioritere deres prosjekt, noe som kan være ineffektivt fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. RME bør derfor vurdere å innføre en mekanisme som bidrar til at kundene oppgir mest mulig realistiske datoer for ønsket tilknytning.

Uplanlagte hendelser: For det tredje vil vi påpeke at en definisjon av ventetid, slik vi har redegjort for, ikke skiller mellom ventetid som følge av uforutsatte hendelser og «planlagt» ventetid. I praksis vil uplanlagt ventetid innebære betydelig større kostnader. Jo nærmere planlagt tilknytning, jo større vil kostnadene knyttet til en utsettelse være. Dette skyldes at stadig mer ressurser bindes opp i prosjektet. Å skille mellom planlagt og ikke-planlagt ventetid vil innebære betydelige administrative kostnader. Det fins ingen fasitsvar på hvilket tidspunkt ventetid går fra å være planlagt til uplanlagt, og størrelsesforskjellen i kostnader varierer mellom ulike typer prosjekter. Hvorvidt det er ønskelig å skille mellom de to avhenger videre av treffsikkerheten til modellene vi utleder. En innretning som ikke skiller mellom de to, innebærer å ta en mer konservativ tilnærming til den modellerte samfunnsøkonomiske kostnaden. At planlagt ventetid er mindre kostbart, forutsetter at søkerne er klar

over tidslinjen for tilknytning og kan allokere ressursene sine optimalt i ventetiden. Denne antakelsen gjelder ikke for uforutsette forsinkelser, som for eksempel kan føre til at et produksjonsanlegg blir bygget, men står ubrukt i lang tid på grunn av uplanlagt forsinket tilknytning. Beregnede kostnader ved uplanlagt ventetid er dermed underestimerte.

Anbefaling: For å unngå å straffe nettselskapene for faktorer utenfor deres kontroll samt urealistiske forespørsler vil vi anbefale å kun inkludere ventetid som overstiger en viss minimumsterskel forventet for et gitt prosjekts kompleksitet. Videre vil vi påpeke at det er viktig å finne en metode for å identifisere hvor i nettet flaskehalsen ligger og at kostnaden tilegnes det nettnivået.

Avregningsmetodikk

Hvordan man skal avregne ventetiden er også viktig med hensyn til det regulatoriske rammeverket. Selve avregningen kan vurderes uavhengig av hvordan man *definerer* ventetiden. I våre analyser har vi identifisert tre hovedalternativ:

1. **Framoverskuende.** Forventet ventetid for prosjekter som har fått et anslag på faktisk tilknytningstidspunkt, definert ved differansen mellom ønsket og planlagt tilknytning.
2. **Bakoverskuende.** For prosjekter som har blitt tilknyttet er denne definert som ventetiden som faktisk påløp før tilknytning av prosjektet, definert av differanse mellom ønsket og faktisk tilknytning.
3. **Årlig.** Prosjekter som ved årsslutt venter på tilknytning, definert ved at ønsket tilknytningsdato er passert.

Basert på våre analyser av modellene i neste kapittel anbefaler vi å bruke *en årlig avregning*. I en slik modell vil det samfunnsøkonomiske tapet defineres som verditapet ved at et prosjekt utsettes med ett år. Fordi tapet måles hvert år prosjektet venter på tilknytning, vil den samlede kostnaden over tid reflektere hele det samfunnsøkonomiske tapet. Til sammenligning vil en framoverskuende måling ha utfordringer knyttet til endringer over tid. Dette kan gi behov for etterjusteringer, noe som øker den administrative byrden betydelig. En slik tilnærming kan også insentivere kunder til å lage urealistisk optimistiske planer for tilknytning. En bakoverskuende måling vil i teorien kunne gi samme «sum» som en årlig avregning, men kan gi utfordringer ved at nettselskapene kan utsette eller forsøker å unngå tilknytning for å redusere en økonomisk straff. En årlig avregning gjør det også lettere å eventuelt justere metode for beregning av samfunnsøkonomisk kostnad fordi man unngår å korrigere for eventuelle skjevheter i det eksisterende beregningsgrunnlaget.

3. Modeller for å beregne samfunnskostnaden av ventetid på tilknytning

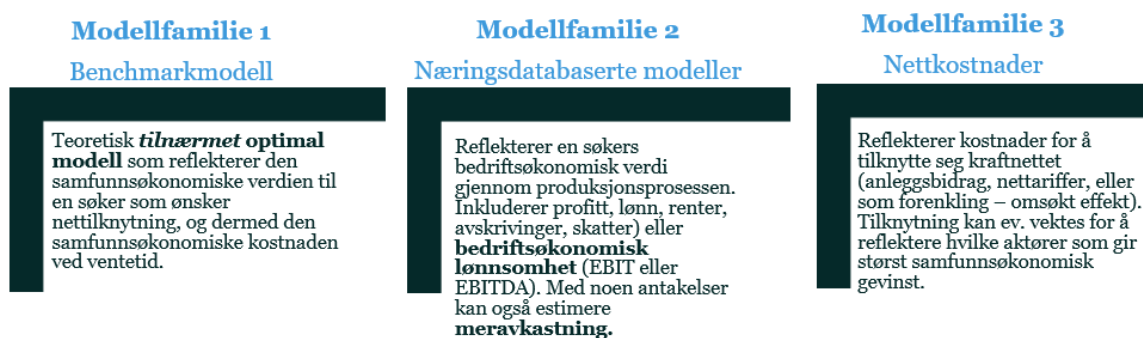
I denne rapporten har vi utviklet tre distinkte modellfamilier, med formål om å identifisere den mest egnede metoden for å inkludere ventetidskostnad i den norske nettreguleringen. Modellene vurderes etter treffsikkerhet og egnethet. Treffsikkerhet reflekterer modellens evne til presist å gjenspeile reelle samfunnsøkonomiske kostnader. Egnethet måler hvor godt modellen kan implementeres som et reguleringsverktøy. De tre modellfamiliene inkluderer en prosjektspesifikk benchmarkmodell, hvor kostnader må beregnes ved hjelp av detaljerte prosjektspesifikke data, to næringsdatabaserte modeller som bruker aggregerte data på næringsnivå, og et sett nettutviklingsbaserte modeller. Innenfor denne modellfamilien skiller vi mellom modeller basert på omsøkt effekt og anleggsbidrag, som gjenspeiler henholdsvis det reelle kraftbehovet i et nettområde og minimumsestimatet for betalingsvilligheten for nettilknytning. Disse modellene er utarbeidet med tanke på å koble insentivene mot det reelle kraftbehovet i et nettområde samt nettselskapenes virksomhet. Etter å ha evaluert styrkene og svakhetene ved de presenterte modellene, anbefaler vi å bruke nettutviklingsbaserte modeller om man skal innlemme ventetid i den økonomiske reguleringen. Om regulator ønsker å benytte en kostnadsvariabel anbefaler vi en modell basert på et minimumsestimatet for betalingsvilligheten for å knytte seg til nettet. Betalingsvilligheten kan enten reflekteres via summen av alle prosjektspesifikke anleggsbidrag samt fastleddet i nettleien. Alternativt kan ta utgangspunkt i en sjablongmessig kostnad per MW omsøkt effekt. Vi vurderer denne modellen som det mest hensiktsmessige valget, da eksisterende skjevheter i datagrunnlaget skaper en betydelig risiko for overestimering og kan introdusere ytterligere skjevheter i næringsbaserte modeller. Om man ønsker å benytte DEA-rammeverket vurderer vi modellen basert på omsøkt effekt som mest egnet. Modellen er tydelig knyttet til nettselskapets oppgaver slik de er definert i dag. Videre sikrer den at insentivene til å effektivisere og optimalisere alle relevante prosesser for tilknytning av nye kunder forblir intakte.

Vi presenterer tre modellfamilier, kort skissert i figuren nedenfor:

1. Benchmarkmodellen, som beregner samfunnsøkonomiske kostnader basert på detaljerte data for hvert prosjekt som søker tilknytning
2. Næringsdatabaserte modeller, som unngår å bruke data på prosjektnivå ved i stedet å bruke aggregerte (gjennomsnittlige) data på næringsnivå
3. Nettutviklingsmodeller, som tar utgangspunkt i det faktiske nettbehovet (målt i kostnad eller kapasitet) som kreves for å koble til aktører som venter på nettilknytning

Vi presenterer først parameterne vi vurderer modellene opp mot, treffsikkerhet og egnethet. Treffsikkerhet handler om i hvilken grad modellen estimerer den «sanne» samfunnsøkonomiske kostnaden, mens egnethet handler om modellen er egnet til reguleringsformål. Ettersom det per i dag ikke er bestemt hvordan man ønsker å innlemme en variabel for ventetid på tilknytning, vurderes modellene både med utgangspunkt i etablering av en ny kostnadsbasert variabel i inntektsrammereguleringen og implementering via DEA-rammeverket.

Figur 13: Oversikt over modellfamilier for beregning av samfunnsøkonomisk kostnad knyttet til ventetid på nettilknytning.



I det påfølgende redegjør vi for modellfamiliens innretning og vurderer hvordan de «skårer» med hensyn til treffsikkerhet og egnethet. Til sist oppsummerer vi våre vurderinger, før vi presenterer våre anbefalinger for implementering i inntektsrammereguleringen.

3.1 Rammeverk for vurdering av modeller

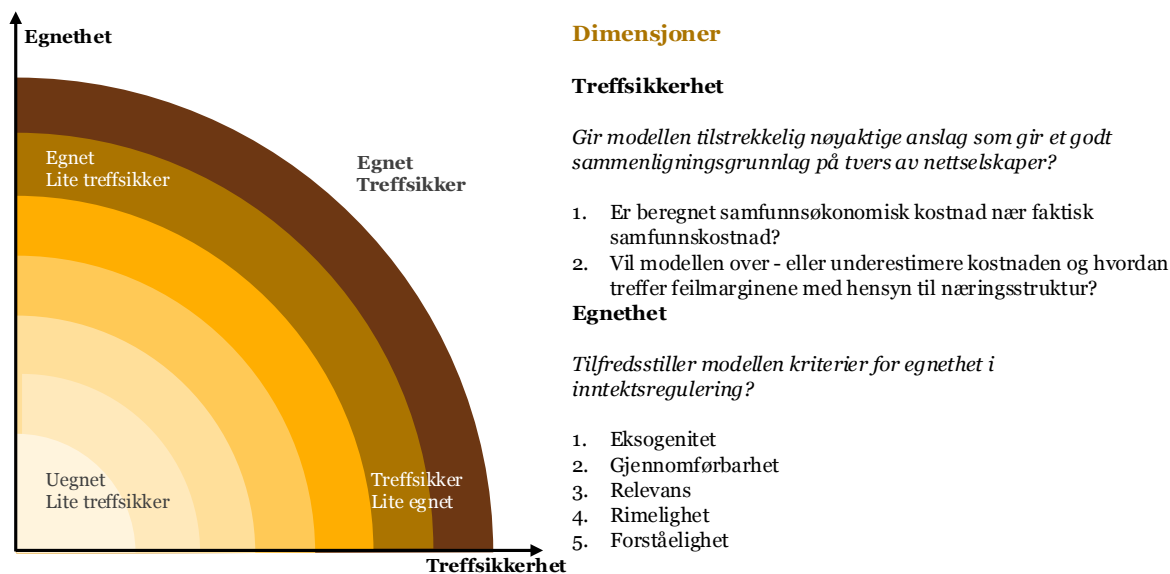
Formålet med dette kapittelet er å presentere et bredt spekter av beregningsmodeller for å estimere de samfunnsøkonomiske kostnadene ved at virksomheter må vente på nettilknytning.

Vi vurderer hver modell etter hvor *treffsikker* modellen er til å gjenspeile de reelle samfunnskostnadene knyttet til ventetid, med utgangspunkt i det teoretiske grunnlaget presentert i forrige kapittel. I denne sammenheng vurderer vi også om modellene generelt overvurderer eller undervurderer kostnadene, og hvorvidt graden av støy varierer mellom forskjellige næringsaktører. En modell som gir en fast proporsjonal forskjell mellom beregnede og faktiske kostnader gir riktige relative forskjeller mellom søkere, selv om beregnet samfunnskostnad ikke er nøyaktig i absolutte termer. En modell som kan gi skjevheter mellom ulike porteføljer vil derimot påvirke effekten av den økonomiske reguleringen. I vår vurdering fokuserer vi kun på den bedriftsøkonomiske delen av den samfunnsøkonomiske verdien – merverdi.

Vi vurderer også modellens *egnet* med hensyn til den økonomiske reguleringen av nettselskapene. Som utgangspunkt for denne vurderingen bruker vi de fem kriteriene som benyttes for å evaluere nye oppgavevariabler i reguleringen, med mål om å øke insentivene til å oppfylle tilknytningsplikten og imøtekomme nye kunders behov på best mulig måte⁶. Disse redegjør vi for i tekstboksen under. Samlet sett gir dette en vurdering langs to hoveddimensjoner, slik vi har illustrert i Figur 14.

⁶ Evaluering av bruken av syntetiske nett som grunnlag for beregningen av effektdistanse (Saksnr. 202210073). Se også side 8 i Menon Economics (2023) Menon Economics, 2023)

Figur 14: Rammeverk for vurdering av beregningsmodeller. Kilde: Menon



Tekstboks 3-1: Utdyping av kriterier for egnethet i inntektsregulering

Modellen skårer høyt på egnethet, dersom vi kan svare «ja» på spørsmålene under:

- **Gjennomførbarhet.** Har vi tilgang på data? Er modellen mulig å beregne? Er den enkel å bruke/opprettholde?
- **Relevans.** Reflekterer beregnet samfunnskostnad oppgaven til nettselskapet?
- **Eksogenitet.** Er beregnet samfunnskostnad uavhengig av nettselskapers (eller andre interessenters) påvirkning?
- **Rimelighet.** Medfører beregnet samfunnskostnad at nettselskap belønnes eller straffes for forhold som er innenfor deres kontroll?
- **Forståelighet.** Er modellen mulig å forstå for interessenter?

I dag er det i praksis to måter å innlemme ventetidskostnader i inntektsrammereguleringen. Man kan benytte den eksisterende effektivitetsmålingsmodellen (DEA-modell) eller legge til et nytt kostnadselement, slik man eksempelvis har gjort for KILE-ordningen.

DEA-modellene som brukes i dag måler selskapene mot hverandre, og rangerer dem ut fra hvor mye ressurser de bruker på løse sine oppgaver. Innenfor dette rammeverket er det tilstrekkelig at en modell reflekterer relative verdier mellom ulike nettselskaper⁷. Det er med andre ord ikke viktig hvilken enhet variabelen måles i.

En kostnadsbasert tilnærming forutsetter derimot at man utleder en variabel som reflekterer den reelle samfunnsøkonomiske kostnaden. Denne kostnaden kan eksempelvis trekkes fra tillatt inntekt, slik det gjøres i den eksisterende KILE-ordningen,⁸ som gjør at de samfunnsøkonomiske kostnadene ved avbrudd harmonerer med nettselskapenes bedriftsøkonomiske insentiver. For å gjennomføre dette

⁷ I praksis kan man inkludere ventetid som en (vektet) del av benchmarkingsgrunnlaget eller via etablering av en ny oppgavevariabel. En vurdering av ulike implementeringskostnader er utenfor rammene av dette oppdraget.

⁸ KILE-kostnadene tilbakeføres til næringens tillatt inntekt med to års forsinkelse, som gjør at KILE-ordningen i praksis er et verktøy for omfordeling mellom nettselskaper

kreves to viktige trinn: For det første må mengden ikke-levert energi kvantifiseres, og for det andre må dens monetære verdi beregnes.

Siden begge tilnærmingene i prinsippet kan brukes til å innlemme samfunnsøkonomiske kostnader av at kunder ikke får tilknytning til strømmettet ved behov i inntektsrammen, vil vi evaluere anvendbarheten av de utviklede modellene for hver tilnærming. Vi vurderer ikke hvilken metodikk som er mest hensiktsmessig. Vi vil imidlertid påpeke at en utvidelse av DEA-modellen vil være mye mer kompleks enn et å innføre et nytt kostnadselement og i større grad kan påvirke den øvrige funksjonaliteten i reguleringen. Dette gjelder forøvrig alle modellene vi her har analysert.

3.2 Modellfamilie 1: Prosjektbasert benchmarkingmodell

Beskrivelse av modell

For å estimere den samfunnsøkonomiske kostnaden knyttet til ventetid ønsker vi ideelt sett å estimere den reelle samfunnsøkonomiske verdien av hvert prosjekt som står i kø. Selv innenfor samme næring eller ved produksjon av samme produkt, kan prosjekter variere med hensyn til beliggenhet, størrelse og teknologi. Slik variasjon kan føre til forskjeller i den samfunnsøkonomiske verdien prosjektene genererer.

For å fange opp de samfunnsøkonomiske verdiene på prosjektnivå trenger vi, jf. kapittel 2, å identifisere prosjektets meravkastning. Den bedriftsøkonomiske meravkastningen avhenger av forventede investeringskostnader, forventet verdi av inntekts- og kostnadsstrømmer og alternativkostnaden for kapital, representert ved det prosjektspesifikke avkastningskravet. Sagt på en annen måte: vi ønsker å identifisere nåverdien av disse kontantstrømmene over tid, diskontert med det prosjektspesifikke avkastningskravet. Kostnaden knyttet til ventetid tilsvarer reduksjonen i nåverdi av å flytte disse kontantstrømmene frem i tid. En slik tilnærming krever svært detaljert informasjon på prosjektnivå, sammenlignbart med datagrunnlaget en investor bruker i investeringsbeslutningsfasen.

Operasjonalisering

Modellen krever at det innhentes detaljerte finansielle data fra kundene om forventede kostnader, inntektsstrømmer og avkastningskrav på kapitalen. Denne informasjonen må oppgis av kunden. Alternativt kan man ta utgangspunkt i lønnsomhetsdata for hele næringen og justere dem for å ta hensyn til prosjektspesifikke faktorer, som for eksempel bedre beliggenhet eller mer energieffektive produksjonsteknologier. Slike vurderinger krever imidlertid detaljert kunnskap om et bredt spekter av næringer, samt prosjektets innretning.

Treffsikkerhet

Gitt at man har tilgang til reelle data ville en slik modell gi en nøyaktig vurdering av prosjektets samfunnsøkonomiske verdi og dermed gjøre det mulig å estimere den økonomiske kostnaden ved ikke å få tilknytning ved behov på et svært detaljert nivå. Utfordringen her ligger i datakvaliteten. For det første er det usikkert hvor forventningsrette investorers datagrunnlag er frem til investeringsbeslutningen tas. Dette gjelder spesielt for nye næringer der det ikke finnes historiske data som kan brukes som benchmark. Videre vil man være avhengig av en betydelig ekstern kvalitetssikring ettersom investor vil ha insentiver til å overestimere egen lønnsomhet i møte med en økonomisk regulering som vektlegger denne typen kostnader.

Egnethet

Til tross for sin evne til å avdekke reelle samfunnsøkonomiske verdier, er denne modellen lite egnet til reguleringsformål. Dette skyldes i stor grad datakravene som gir **lav gjennomførbarhet**. Modellen

krever detaljert informasjon om prosjektøkonomi, som kun er tilgjengelig for investorer. Denne type data er ofte svært forretnings sensitiv. En eventuell datainnhenting prosess vil også være svært krevende både med hensyn til mengde (mye data per prosjekt) og kvalitetssikring. Som nevnt under treffsikkerhet vil ethvert regelverk som straffer nettselskapene for ventetid, basert på de verdiene som kundene rapporterer, skape insentiver til å overdrive lønnsomheten i prosjektet. Videre vil nettselskapet få insentiver til å redusere egen attraktivitet (i tidlig fase) overfor prosjekter med høy lønnsomhet for å redusere kostnaden ved «egen kø». Følgelig skårer denne modellen **lavt på eksogenitet**. Samtidig skårer modellen **bra på relevans**. Selv om nettselskapene per i dag ikke kan eller skal prioritere enkeltknytninger over andre så vil en slik modell gi betydelige insentiver til å redusere ventetiden for nye kunder. Modellen understøtter med andre ord insentivene knyttet til nettselskapets effektivitet, selv om den ikke eksplisitt måler dette. Modellen skårer imidlertid lavt på **rimelighetskriteriet**. Nettselskap som har en geografisk beliggenhet (ressurstilgang eller andre forhold) som gjør at de får en relativt sett høy andel «høyverdige» søknader vil straffes hardest, alt annet likt. Dette betyr at selv om to nettselskap er like gode i arbeidet med til å sikre tilknytning til nye kunder vil de rangeres ulikt om det er store skjevheter med hensyn til næringsstruktur i søknadsporføljen. Denne utfordringen er imidlertid lik for alle modeller som baserer seg på de respektive tilknytningssøknadenes forventede meravkastning. **Forståeligheten** til modellen vurderes også som god, selv om den vil være lite transparent for utenforstående. Begrepet avkastningskrav er kjent for investorer, og definisjonen av samfunnsøkonomisk verdi samsvarer som regel med lønnsomhetsestimater som gjøres i investeringsbeslutningsfasen.

Samlet vurdering

Den prosjektspesifikke modellen kan, gitt tilstrekkelig datakvalitet, gi et nøyaktig estimat av den samfunnsøkonomiske kostnaden knyttet til ventetid. Siden denne modellen estimerer kostnadene målt i kroner, kan den også brukes både i DEA-modellen og direkte i inntektsreguleringen. Med hensyn til innlemming i inntektsrammemodellen vurderes imidlertid egnetheten som svak. Dette skyldes hovedsakelig utfordringer knyttet til datatilgang, eksogenitet og at nettselskap vil straffes for forhold som de selv ikke kan påvirke.

Tabellen nedenfor viser en oppsummering av skårene på tvers av de ulike dimensjonene

Treffsikkerhet	Egnethet					
	Egnethet	Gjennomførbarhet	Eksogenitet	Relevans	Rimelighet	Forståelighet
Høy	Lav	Lav	Lav	Medium	Lav/Medium	Medium

3.3 Modellfamilie 2: Næringsdatabaserte modeller

Siden metoden basert på prosjektspesifikke data er vanskelig å gjennomføre og medfører problemer knyttet til eksogenitet, er det naturlig å vurdere egnetheten til næringsbaserte modeller. Under redegjør vi for to ulike måter å estimere den samfunnsøkonomiske kostnaden basert på næringsbaserte nøkkeltall.

1. Modeller basert på næringspesifikke lønnsomhetsparametere
2. Modeller basert på næringspesifikke meravkastning.

Begge modellene er ment som forenklinger av metoden som ble presentert for å beregne den samfunnsøkonomiske kostnaden basert på prosjektspesifikke data i forrige delkapittel, og forutsetter at regulator får tilgang til omsøkt effekt sortert etter næringsstilørighet per nettselskap. Modellene muliggjør implementering både via DEA-rammeverket og som en kostnadskomponent i inntektsrammereguleringen, men vil ikke kunne identifisere detaljert variasjon på prosjektnivå, slik

benchmarkingmodellen legger til grunn. De vil derimot kunne fange opp systematiske forskjeller mellom ulike sektorer.

Modell basert på næringssspesifikke lønnsomhetstall

Beskrivelse av modell

Når man går fra prosjektspesifikke til næringsbaserte data er det i første omgang naturlig å se etter muligheten for å benytte seg av aggregerte data på investeringer og driftskostnader, samt data som viser sammenhengen mellom disse parameterne og økning i etterspørselen etter elektrisitet. Per i dag finnes det imidlertid ikke data som skiller tilstrekkelig mellom ulike typer investeringer på næringsnivå. For å utvikle en aggregert modell har vi derfor basert oss på næringsbaserte data knyttet til driftsfasen. I denne analysen har vi vurdert to mulige datakilder:

- Verdiskaping/bruttoprodukt: driftsinntekter minus vareinnsats
- EBIT: driftsresultat før renter og skatt

Verdiskaping er nok den mest kjente størrelsen når man eksempelvis skal redegjøre for en sektors økonomiske fotavtrykk. Med utgangspunkt i denne analysens formål er det imidlertid EBIT (driftsresultat før renter og skatt) som er vurdert som den mest relevante variabelen. EBITs egnethet sammenlignet med verdiskaping skyldes i all hovedsak to faktorer. *For det første* så inkluderer verdiskaping, slik det er definert av blant annet SSB, kostnader knyttet til lønn. Som vi redegjorde for i kapittel 2 er det et helt sentralt premiss i samfunnsøkonomiske analyser at man hensyntar ressursers alternative anvendelse, som i all hovedsak kan baseres på en arbeidstakers avlønning. I en EBIT-modell, som reflekterer bedrifters samlede driftsresultat, vil lønn, som i en standard samfunnsøkonomisk nåverdiberegning, gå inn på kostnadssiden. *For det andre* tar ikke verdiskapingsdata hensyn til investeringsnivå. Dette gjør at en modell basert på verdiskaping vil overestimere kostnaden knyttet til ventetid betydelig ettersom både utbyggings- og driftsfasen forskyves i tid. Videre kan det gi store skjevheter mellom prosjekter som er kapitalintensive og de som ikke er det. EBIT derimot reflekterer driftsresultat etter at man har tatt hensyn til investeringer som avskrives (kapitalslit). Dette gjør EBIT til en svært relevant variabel å vurdere for en næringsdatabasert modell. Utfordringen ligger i at man ikke fullt ut får tatt hensyn til kapitalens alternative anvendelse.

Operasjonalisering

Data på EBIT kan ikke direkte hentes ut fra SSB. For å utvikle en modell basert på denne variabelen er man enten avhengig av å kombinere flere SSB-kilder, eller sikre tilgang via tredjepartsdata. Et eksempel på sistnevnte er Menons regnskapsdatabase som inneholder nøkkeltall for alle norske bedrifter, inkludert EBIT, tilbake til 1992 samt ulike grader av næringsaggregering. Om man skal basere seg på SSB-data er man avhengig av å kombinere data på bruttoprodukt, lønn og kapitalslit på næringsnivå.

For vårt formål er det også nødvendig å koble dette datagrunnlaget til omsøkt effekt per næring på nettselskapsnivå. Dette kan gjøres ved å dividere EBIT med kraftforbruket til den respektive næringen. Slike data er tilgjengelige fra Statistisk sentralbyrå (SSB)¹⁰. Siden kapasiteten ikke utnyttes kontinuerlig, er det videre viktig å etablere kapasitetsutnyttelsesfaktorer for hvert næringssegment. Dette vil gjøre det mulig å fastsette forventet energibruk per enhet omsøkt kapasitet. Denne tilnærmingen brukes i dag av noen nettselskaper blant annet i kraftsystemutredninger, se for eksempel Barentsnett (2022).

⁹ Se for eksempel tabell 08120: Regnskap for ikke-finansielle aksjeselskaper

¹⁰ Se for eksempel tabell 11558: Energiregnskap, og tabell 08205: Energibruk, energikostnader og energipriser i industrien.

Metodikken beskrevet over vil gjøre det mulig å estimere en sjablongmessig EBIT per omsøkt effekt på næringsnivå. For å fungere som en god modell for å estimere kostnaden ved å forskyve kontantstrømmen over tid er man imidlertid også avhengig av å diskontere denne «tidseffekten» med et sektorbasert normalavkastningskrav. Her kan man eksempelvis ta utgangspunkt i databaser, som Damodaran¹¹, eller Enova (2024) sine sjablongmessige estimater. Det er i denne sammenheng viktig å påpeke at man i denne modellen vil forskyve både normal- og meravkastning, noe som vil gi en systematisk overestimering av de samfunnsøkonomiske kostnadene, men i mindre grad enn en modell basert på kun verdiskaping.

Treffsikkerhet

Den største utfordringen i EBIT-modellen er at de samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til ventetid vil overestimeres ettersom kontantstrømmen ikke tar hensyn til kapitalens alternative anvendelse. I benchmarkmodellene er det kun lønnsomhet etter at man har kontrollert for normalavkastning som driver de samfunnsøkonomiske kostnadene. En EBIT-modell vil estimere tidskostnaden ved å flytte hele den forventede avkastningen. Modellen vil gi relativt gode *historiske estimater* på de relative forskjellene mellom ulike tilknytninger, med den absolutte størrelsen vil ha begrenset treffsikkerhet

Hvor godt historiske data reflekterer fremtidig inntjening er imidlertid også usikkert. Dette gjelder spesielt energiintensive næringer i Norge. Ifølge blant annet Greker og Lindholt (2019) har avkastningen til kraftintensiv industri i stor grad vært preget av at strømprisene i Norge har vært lavere i Europa, som nevnt i delkapittel 2.1. Dette gjelder spesielt for industribedrifter som har inngått langsiktige kraftkjøpsavtaler i perioder med forventning om et vedvarende lavt prisnivå. Fremover peker flere analysemiljø på at disse prisforskjellen vil reduseres, noe som bidrar til at avkastningen på investert kapital, alt annet likt, vil reduseres. Se for eksempel NVE (2024). På den andre siden er det naturlig å anta at nye produksjonsanlegg vil bli mer energieffektive, noe som kan føre til lavere driftskostnader og dermed høyere merverdi sammenlignet med eksisterende anlegg. For store infrastrukturprosjekter med lang levetid vil også historiske data kunne gi skjevheter fordi mange anlegg vil være regnskapsmessig nedskrevet. Dette kan bidra til at kapitalen verdsettes betydelig lavere enn markedsverdien (om man skulle solgt anlegget). Utfordringen er spesielt relevant for vannkraftanlegg, hvor mange allerede har hatt en levetid på 50–60 år. Avskrivningene vil derfor være betydelig lavere enn for nye investeringer, noe som gjør at den fremtidige lønnsomheten overvurderes.

En annen utfordring med denne tilnærmingen er å estimere verdien for nye næringer og/eller mer umodne verdikjeder. Hydrogen- og batterinæringene er gode eksempler på dette. Per i dag har man ikke tilgang til regnskapsdata for denne type virksomhet i Norge. Lønnsomhetsestimater kan utledes fra tekniske forutsetninger om produksjonsprosesser, kapitalkostnader, driftskostnader og forventede markedspriser for sluttproduktene. Alternativt kan man basere seg på investorpresentasjoner for spesifikke prosjekter innenfor disse næringene. Påliteligheten til slik informasjon er imidlertid begrenset. I tillegg er markedsforholdene og de regionale rammebetingelsene i disse sektorene i stadig endring. Et relevant eksempel er den siste tidens nedgang i utsiktene til å etablere en lønnsom batteriindustri i Norden. Til tross for optimistiske tall i investorpresentasjoner, reduserer eller kansellerer næringen nå produksjonsplanene i hele regionen.¹² Jamfør Tabell 1-1 står eksempelvis hydrogen- og batterinæringene for en betydelig del av søknadene om nye tilkoblinger i Norge. Utfordringene vi har pekt på over kan derfor potensielt gi mye støy i estimeringen av samfunnsøkonomiske kostnader, samt bidra til skjevheter mellom nettselskap.

¹¹ Tilgjengelig på <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

¹² Se for eksempel Freyrs investorpresentasjon fra 2021 (Freyr, 2021) som viser at batterifabrikk i Norge vil ha verdens laveste kostnad for CO₂-utslipp. <https://www.freyrbattery.com/assets/Documents/FREYR-Investor-Presentation-20210129.pdf>

Egnethet

Modellen kjennetegnes av **høy gjennomføringsgrad og er enkel å forstå for interessenter**. Databehovet kan enkelt dekkes av offentlig data fra SSB, samt næringsspesifikke normalavkastningskrav fra eksempelvis Enova, og EBIT er en størrelse som interessenter er vant til å forholde seg til. **Modellen skårer også bra på relevans**. Selv om nettselskapene per i dag ikke kan eller skal prioritere enkeltknytninger over andre så vil en slik modell gi betydelige insentiver til å redusere ventetiden for nye kunder. Modellen understøtter med andre ord insentivene knyttet til nettselskapets effektivitet, selv om den ikke eksplisitt måler dette. Den største utfordringen finner vi i **rimelighetskriteriet**, hvor den skårer lavt. Nettselskap som har en geografisk beliggenhet (med hensyn til ressurstilgang eller andre forhold) som gjør at de får en relativt sett høy andel «høyverdige» søknader vil straffes hardest, alt annet likt. Dette betyr at selv om to nettselskap er like gode i arbeidet med til å sikre tilknytning til nye kunder, vil de rangeres ulikt om det er store skjevheter med hensyn til næringsstruktur i søknadsporføljen. Dette kan man til en viss grad korrigere for i reguleringen, men en slik korrigerende vil øke kompleksiteten. Skjevheten med hensyn til rimelighet øker jo mer metoden overestimerer samfunnsøkonomisk verdi. Med hensyn til **eksogenitet** skårer den på det jevne. Den er bedre enn de prosjektbaserte modellene, ettersom parameterne i liten grad lar seg påvirke av virksomhetene som ønsker tilknytning. Nettselskapene vil derimot få insentiver til å redusere attraktiviteten til prosjekter med høy forventet avkastning, noe som ikke er ønskelig. Det er imidlertid viktig å påpeke at denne utfordringen vil være lik for alle modeller som verdsetter den samfunnsøkonomiske verdien av tilknytningen som etterspørres.

Samlet vurdering

Modellen vil gi et godt estimat på den historiske verdien av tilgang til nettkapasitet, men vil systematisk overvurdere kostnaden knyttet til ventetid. Videre peker vi på at modellen vil ha utfordringer knyttet til representativitet og konsistens på tvers av næringer. Med hensyn til implementering i inntektsrammereguleringen vurderes modellen som middels egnet. Den har god gjennomførbarhet og god relevans, men utfordringer knyttet til rimelighet og eksogenitet trekker betydelig ned.

Tabellen nedenfor viser en oppsummering av skårene på tvers av de ulike dimensjonene

Treffsikkerhet	Egnethet					
	Egnethet	Gjennomførbarhet	Eksogenitet	Relevans	Rimelighet	Forståelighet
Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Lav/Medium	Lav/Medium

Næringsbasert meravkastningsmodell

Beskrivelse av modell

Modellen vi utledet over har som formål å forenkle metodikken i benchmarkingsmodellen som baserer seg på nåverdiberegning av alle kontantstrømmer. Under redegjør vi for hvordan vi kan bruke næringsbaserte data til å utvikle en modell som tar utgangspunkt i de respektive næringenes meravkastning og kobler dette opp mot omsøkt effekt. Målsetningen her er å tette gapet i treffsikkerhet mellom benchmarkingsmodellene og EBIT-modellen knyttet til at variabelen ikke hensyntar kapitalens alternative anvendelse.

Operasjonalisering

Sektorbaserte meravkastningsdata finnes ikke per i dag i offentlige databaser. For å utvikle denne modellen er man derfor avhengig av å kombinere flere regnskapsmessige variabler, samt benytte sjablongmessig data på normalavkastning.

Næringens avkastning på kapital kan utledes basert på næringsspesifikke data knyttet til nasjonalregnskapet fra Statistisk sentralbyrå (SSB). Tilnærmingen er godt dokumentert av forskere (se blant annet Greaker og Lindholt (2019) eller Dalen, Greaker og Hagem (2023)). I disse analysene benyttes data på bruttoproduktet i basisverdi (definert som differansen mellom produksjonsverdi og produksjonsinnsats), verdien av produktsubsidier, produktskatter, lønnskompensasjon, andre skatter på produksjon, subsidier på produksjon og kapitalslit. Samlet sett gjør dette det mulig å beregne kapitalavkastning på næringsnivå, både i absolutt verdi og prosent. Denne avkastningen må imidlertid justeres for normalavkastningskravet for å ta hensyn til kapitalens alternative anvendelse.

Som i forrige modell vil vi også være avhengig av å koble det regnskapsmessige datagrunnlaget til omsøkt effekt. Dette kan gjøres ved å benytte samme metodikk som over, men med utgangspunkt i beregnet meravkastning (i kroner) og næringens respektive kraftforbruk. Som over må kostnaden knyttet til ventetid estimeres ved å forskyve den beregnede meravkastningen, i absolutt verdi, og diskontere den fremtidige kontantstrømmen med den respektive næringens normalavkastningskrav.

Trefferikkerhet

Styrken ved meravkastningsmodellen sammenlignet med EBIT-modellen er at det hensyntar kapitalens alternative verdi i estimeringsprosessen. Det gjør at modellen i stor grad vil gi et godt *historisk estimat* på den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å vente på nettilknytning. Utfordringene knyttet til bruken av historiske data med hensyn til representativitet vil imidlertid være de samme som over. Dette skyldes at man i all hovedsak benytter det samme regnskapsmessige datagrunnlaget, som kan gi støy både med hensyn til historisk og fremtidig avkastning, samt mangelfulle data på «nye næringer».

Egnethet

Modellen skårer også i stor grad likt som med hensyn til egnethet. Vi vurderer imidlertid **gjennomførbarheten** som noe svakere. Dette skyldes at modellen vil være mer kompleks å etablere og vedlikeholde. Kompleksiteten vurderes imidlertid ikke til å være avgjørende med hensyn til innlemming i den økonomiske reguleringen. Økt kompleksitet motsvares også med en **høyere skår på rimelighetskriteriet** ettersom EBIT-modellen systematisk vil overestimere den samfunnsøkonomiske kostnaden, noe som *kan* gi skjevheter mellom de respektive nettselskapenes portefølje av tilknytningssøknader. Ettersom estimatet (absolutt verdi av meravkastning) ikke er en størrelse som interessenter normalt forholder seg til, vurderes **forståeligheten** som noe lavere enn EBIT-modellen.

Samlet vurdering

Modellen vil gi et svært godt estimat på den historiske verdien av tilgang til nettkapasitet, og lukker i stor grad gapet til benchmarkingsmodellen med hensyn til kapitalens alternative anvendelse. Som forrige modell vil utfordringer knyttet til representativitet og konsistens på tvers av næringer bestå, noe som vil gi skjevheter. Med hensyn til implementering i inntektsrammereguleringen vurderes modellen som like egnet som EBIT-modellen, ettersom de ulike styrkene og svakhetene i stor grad jevner seg ut.

Tabellen nedenfor viser en oppsummering av skårene på tvers av de ulike dimensjonene

Trefferikkerhet	Egnethet					
	Egnethet	Gjennomførbarhet	Eksogenitet	Relevans	Rimelighet	Forståelighet
Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Lav/Medium	Lav/Medium

3.4 Modellfamilie 3: Nettutviklingsbaserte modeller

Beskrivelse av modellfamilie

Modellfamilie 3 er utarbeidet med utgangspunkt i det reelle nettbehovet (målt i kostnad eller effekt) som kreves for å koble til aktører som venter på nettilknytning. Målet med modellfamilien er å insentivere nettselskapene til å effektivisere tilknytningsprosessen, i tråd med nettselskapenes oppgave. Ved å ta utgangspunkt i nettkostnader kan vi også unngå skjevheter og målefeil assosiert med modellene med utgangspunkt i næringsspesifikke data (modellfamilie 2).

I analysen har vi tatt utgangspunkt i to ulike modelltilnæringer:

1. Modell basert på omsøkt effekt
2. Modell basert minimum betalingsvillighet (anleggsbidrag)

En viktig forskjell mellom de to modellene er at førstnevnte kun kan benyttes innenfor DEA-rammeverket. Dette skyldes at modellen kun reflekterer nettselskapenes relative effektivitet med hensyn til å tilknytte nye kunder. Anleggsbidragsmodellen er utarbeidet for å gi et anslag på betalingsvilligheten for nettilknytning og kan derfor brukes direkte som en kostnadsvariabel. De to modellene beskrives i mer detalj under.

Modell basert på omsøkt effekt

Beskrivelse av modell

En modell basert på omsøkt effekt reflekterer i utgangspunktet ikke de samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til ventetid. Modellen kan derfor kun benyttes via DEA-rammeverket. Nettselskapenes effektivitet med hensyn til å tilknytte nye kunder reflekteres da i relative forskjeller i antall MW som venter på tilknytning. Det er imidlertid mulig å reflektere *relative* forskjeller i samfunnsøkonomisk tap mellom ulike tilknytningssøknader med å bruke en skaleringsfaktor som vektlegger næringer med særlig høy samfunnsøkonomisk verdi. Videre kan modellen rigges for å øke eller redusere vekten på store og små tilknytningsprosjekt.

Operasjonalisering

Denne modellen vil være den enkleste å etablere og vedlikeholde, gitt at man ønsker å benytte DEA-rammeverket.¹³ Databehovet er begrenset til informasjon om omsøkt effekt og ønsket tilknytningsdato. Denne informasjonen er allerede offentlig tilgjengelig for prosjekter over 5 MW via Statnetts nettsider, og et mer omfattende datasett leveres ved behov til RME. For prosjekter under 5 MW må informasjon hentes fra nettselskapene. Basert på dette datagrunnlaget vil man enkelt kunne summere opp antall MW som ligger innenfor definisjonen av ventetid (se kapittel 2.6).

I motsetning til andre outputvariabler i DEA-modellen, som energiforbruk eller antall kunder, representerer denne variabelen et «uønsket» utfall. For å implementere modellen innenfor det eksisterende DEA-rammeverket må variabelen derfor transformeres slik at rangeringsrekkefølgen til selskapene blir snudd. Dette sikrer at nettselskaper med lavere omsøkt effekt som har passert ønsket tilknytningsdato, anses å prestere bedre enn nettselskaper med høyere omsøkt effekt som har passert ønsket tilknytningsdato. Et eksempel på en slik transformasjon kan være å bruke et negativt fortegn

¹³ Som nevnt tidligere har vi ikke vurdert hvilken metodikk som er mest hensiktsmessig å benytte, men vil påpeke at implementering via DEA-rammeverket, på generell basis, er mer komplekst enn et kostnadselement og i større grad kan påvirke den øvrige funksjonaliteten i reguleringen.

eller en invertering. Å identifisere den optimale transformasjonen ligger utenfor rammene for denne analysen.

Modellen kan inkludere skaleringsfaktorer for næringer med høy verdiskaping, som ressursrentenæringer. For å gjøre dette må nettselskapene samle informasjon om søkerens respektive næringer. Våre intervjuer tyder på at nettselskapene i dag har fleksibilitet i hvordan søkere kategoriseres, noe som kan føre til forskjeller mellom selskaper. Dersom denne informasjonen skal brukes i reguleringen, kreves strengere retningslinjer for kategorisering.

En insentivmekanisme basert på omsøkt effekt kan føre til prioritering av større kunder, spesielt siden administrative kostnader ikke alltid skalerer med prosjektstørrelse. For å motvirke dette kan modellen justeres slik at mindre prosjekter vektas høyere, for eksempel ved bruk av en potensfunksjon som kvadratrot.

Om metoden skal vektlegge næringer med høy samfunnsøkonomisk verdi, kreves en skjønnsmessig vurdering av skaleringsfaktoren. Næringer som ressursrentenæringer eller strategisk viktige industrier kan prioriteres, men dette må balanseres mot risikoen for å skape skjevheter knyttet til forhold nettselskapene ikke kontrollerer. Slike korrigeringer kan gjøres, men vil øke modellens kompleksitet.

Treffsikkerhet

Ettersom den samfunnsøkonomiske verdien av tilknytningen varierer mellom næringene, vil en modell basert utelukkende på omsøkt effekt ikke fange opp den reelle samfunnsøkonomiske kostnaden. Metoden legger imidlertid til rette for bruk av skaleringsfaktorer hvor man kan vektlegge næringer med særlig høy samfunnsøkonomisk verdi.

Egnethet

Modellen basert på omsøkt effekt er den enkleste modellen vi har vurdert, og har minimale databehov. For implementering via DEA-rammeverket får modellen **høyest skår av alle vi har vurdert på gjennomførbarhet**. Dette gjelder også om man velger versjonen med skaleringsparametere. Det vil imidlertid være nødvendig med ytterligere arbeid for å finne de riktige parameterverdiene ved skalering. Modellen er ikke avhengig av data fra kundene, og skårer dermed også **høyt på eksogenitet**. I tillegg er den direkte knyttet til en av de viktigste parameterne for netttutbygging – nettkapasitet – noe som gjør at **den skårer høyt både på relevans og rimelighet**. Den høye skåren på rimelighet skyldes at beregningene er uavhengig av den næringsøkonomiske sammensetningen i ulike nettselskapers portefølje. Nettselskap som har en disproporsjonal mengde tilknytninger sammenlignet med andre sammenlignbare selskap vil imidlertid straffes. Men denne typen effekter er uunngåelig om man skal bruke insentivmekanismer av denne typen, gitt den svært skjeve fordelingen av tilknytningsetterspørsel mellom nettselskapene. Modellen skårer også **høyt på forståelighet**, selv om inkluderingen av justeringsparametere vil komplisere modellen noe.

Samlet vurdering

En modell basert på omsøkt effekt er godt egnet for implementering via DEA-rammeverket. Selv om den ikke direkte måler de samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til ventetid, vil den gi sterke insentiver til å effektivisere nettplanlegging, saksbehandling og netttutbygging. Med de rette skaleringsfaktorene har den videre potensial til å fange opp *forskjeller* i samfunnsøkonomiske kostnader relativt godt. Styrken til denne modellen ligger i at den er enkel, dataene er lett tilgjengelige og nettselskap straffes i mindre grad for forhold som ligger utenfor deres kontroll. Modellen skårer best på tvers av alle aspekter av egnethet. Modellens resultat er imidlertid ikke målt i kroner, noe som gjør det umulig å inkludere den direkte som en del av kostnadssiden i den økonomiske reguleringen. For å lykkes med

å etablere en monetær modell knyttet direkte til nettselskapenes oppgave om å tilknytte nye kunder må man også inkludere kostnadssiden. En slik modell presenteres under.

Tabellen nedenfor viser en oppsummering av resultatene på tvers av de ulike dimensjonene. Det er viktig å påpeke at vi her vurderer modellens egnethet gitt at man ønsker å benytte DEA-rammeverket. Vi har imidlertid ikke vurdert kompleksiteten i denne tilnærmingen sammenlignet med innføring av en kostnadsvariabel.

Treffsikkerhet	Egnethet					
	Egnethet	Gjennomførbarhet	Eksogenitet	Relevans	Rimelighet	Forståelighet
Ingen	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy

Minimum betalingsvillighet

Beskrivelse av modell

I denne modellen estimerer vi de samfunnsøkonomiske kostnadene basert på minimal betalingsvillighet for nettilknytning. En slik betalingsvillighet reflekteres i prisen forbrukere er villig til å betale for å sikre seg tilgang til strømmettet. For at et prosjekt skal være lønnsomt å gjennomføre, må det diskonterte driftsoverskuddet¹⁴ minst dekke investeringskostnaden. I tillegg må det generere et overskudd som er større enn eller lik summen av anleggsbidraget og fastleddet i nettтарiffen over prosjektets levetid. Om ikke dette er tilfelle, ville prosjektet være ulønnsomt. Dette betyr at summen av anleggsbidraget og fastleddet i nettтарiffen representerer et gulv for hva kunden er villig til å betale for nettilknytning. Det er viktig å påpeke at nettтарiffen for storbrukere består av minst tre elementer: fastleddet, et effektledd og et energiledd¹⁵. Felles for de to sistnevnte er imidlertid at størrelsen vil avhenge av løpende driftsbeslutninger. Vi mener derfor at disse reflekterer betalingsvillighet for levering av energi og ikke egner seg som et mål for betalingsvilligheten for å *tilknytte seg* nettet.

Det er viktig å påpeke at verdien ikke kan sammenlignes direkte med estimatene fra de andre modellfamiliene som er utformet for å fange opp den samfunnsøkonomiske nettoverdien på prosjekt- og sektornivå. Dette skyldes at kostnaden for å tilknytte seg nettet inngår i den overordnede lønnsomhetsvurderingen, både fra et bedrifts- og samfunnsøkonomisk perspektiv. Betalingsvillighet er imidlertid et relevant økonomisk mål for verdien av nettilknytning. Vi argumenterer også for at modellen gir lavest sannsynlighet for å overestimere de reelle samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til ventetid på områdenivå, om den implementeres i den økonomiske reguleringen.

Operasjonalisering

Når modellen skal operasjonaliseres, må det tas flere valg som avgjør hvilke kostnader nettselskapene faktisk må bære. For det første finnes det flere måter å anslå verdien av anleggsbidraget på. Ett alternativ vil være å bruke prosjektspesifikke data. Per i dag er det ikke noe system for å innrapportere prosjektspesifikt anleggsbidrag. En slik tilnærming vil derfor kreve økt datainnsamling av regulator. For å benytte vår anbefalte tilnærming til avregning av ventetid, er man videre avhengig at anleggsbidraget er etablert og rapportert inn på et relativt tidlig stadium. Et annet alternativ er å bruke sjablongmessige tall. En god kandidat for en slik verdi er anslag på sammenhengen mellom forbruksvekst og nettinvesteringer. Denne verdien *kan* blant annet estimeres basert på NVEs sammenstilling av de regionale KSU-ene, som både viser investeringsnivå og bakgrunnen for investeringene som gjøres. Slik vi forstår det er dette data NVE samler inn og systematiserer årlig. Det siste offentlige tallet vi har klart å identifisere er imidlertid fra 2018 (NVE, 2018). Om man kun

¹⁴ Overskudd etter at man har tatt hensyn til investors avkastningskrav (kapitalens alternativverdi).

¹⁵ Noen selskaper har separat ledd for reaktiv effekt.

inkluderer forbruksdrevne investeringer fra denne rapporten vil 1 MW økt forbruk i snitt motsvares av en investering på 2,4 millioner i 2024-kroner per MW i regionalnettet.¹⁶ En fordel med en slik tilnærming er at den ikke gir skjevheter knyttet til geografiske forhold, samt at den er lett å operasjonalisere. Det er viktig å påpeke at det er betydelig usikkerhet knyttet til identifikasjonen av forbruksdrevne investeringer i dette datasettet, med fare for å både over- og underestimere. Videre vil man inkludere eventuelle eksterne kostnader, som aktørene ikke stilles ovenfor i deres respektive anleggsbidrag¹⁷.

Neste spørsmål er hvordan dette skal fordeles over tid. Vi foreslår en modell som tar utgangspunkt i den annualiserte verdien av nettkostnadene som prosjektene som venter på tilknytning ville ha betalt. Derfor er den neste parameteren diskonteringsrenten, som gjenspeiler kostnaden ved å vente. Som diskutert i kapittel 2, innebærer det å utsette en investering med ett år at hele verdien som genereres av prosjektet utsettes. Kostnaden ved utsettelsen tilsvarer diskonteringsrenten multiplisert med prosjektets verdi. Det må imidlertid tas stilling til hvilken diskonteringsrente som skal brukes. Økonomisk teori tilsier at det bør benyttes et prosjektspesifikt avkastningskrav, som sannsynligvis vil variere mellom prosjektene. En alternativ tilnærming er å bruke næringsspesifikke normalavkastningskrav. For å minimere modellkompleksiteten og sikre at estimatene holder seg innenfor et konservativt intervall, foreslår vi imidlertid å bruke en diskonteringsrente på 4 prosent, i tråd med Finansdepartementets Veileder i samfunnsøkonomiske analyser.

Kombinert gir disse to forutsetningene en årlig ventekostnad på 96 000 kroner per MW.

Nettariffen for storbrukere består av minst tre elementer: fastleddet, et effektledd og et energiledd. Energileddet varierer med forbruket, mens effektleddet varierer månedlig basert på effektforbruket i foregående måned. Fastleddet varierer mellom nettselskaper og i noen tilfeller også innenfor ett og samme nettselskap, avhengig av hva slags type nett man kobler seg til. Fastleddet er betydelig mindre enn nettkostnadskomponenten som er estimert tidligere, og utgjør ca. 10 000 NOK per «venteår» for alle kunder uavhengig av energi- eller effektbruk.¹⁸ For et prosjekt med et effektbehov på 5 MW utgjør dette kun om lag 2 % av vårt anslag på kundens betalingsvillighet.¹⁹ For større prosjekter er andelen enda mindre. Med andre ord gir fastleddet en svært begrenset effekt på den samlede kostnadsestimeringen knyttet til ventetid. Vi vurderer at de administrative kostnadene knyttet til en slik variabel overstiger verdien av å inkludere den. Fastleddet varierer også på tvers av nettselskaper, noe som gjør det mulig for nettselskapene å påvirke avregningen. For å holde modellrammeverket så enkelt som mulig anbefaler vi derfor at man kun baserer seg på utbyggingskostnad.

Treffsikkerhet

Betalingsvillighet er et relevant økonomisk mål for hvordan kunder verdsetter nettilknytning, men vil ikke reflektere relative forskjeller i samfunnsøkonomisk verdi på prosjektnivå. Det vi vet er at alle prosjekter som velger å knytte seg til strømmettet har positiv lønnsomhet, sett fra et samfunnsøkonomisk perspektiv²⁰. Som en proxy-modell vil den derfor kunne både over- og underestimere den samfunnsøkonomiske kostnaden av ventetid. Marginalt lønnsomme prosjekter gir

¹⁶ 2018-verdien er prisjustert for prisøkningen i økonomien mellom 2018 og 2024. Senere rapporter fordeler ikke investeringer på årsak, noe som umuliggjør en slik analyse med nyere investeringsdata.

¹⁷ Som NVE (2018a) påpeker, er det ofte mer enn bare én utløsende årsak til å investere i nettet. Eksempelvis vil sannsynligvis en andel av forbruksveksten dekkes av reinvesteringer i anlegg som uansett når sin tekniske levealder i løpet av perioden. Dette peker imot at kostnaden per MW er høyere enn snittet for investeringer klassifisert som forbruksdrevne. Samtidig påpeker nettselskapene at denne typen investeringer ikke er lineære med hensyn til endringer på etterspørselssiden. Forbruksdrevne investeringer har en stegvis karakter. Relativt begrensede endringer kan derfor utløse et investeringsbehov. Implisitt tilsier dette at investeringene som forventes gjennomført vil legge til rette for en større forbruksendring enn prognosene tilsier. Dette peker mot at kostnaden per MW er lavere enn snittet for hele investeringsporteføljen.

¹⁸ Dette tilsvarer også verdien av å utsette den fremtidige strømmen av fastledd med ett år over en uendelig horisont.

¹⁹ $5 * 96\ 000\ \text{NOK} = 480\ 000\ \text{NOK}$.

²⁰ Eksklusiv eventuelle eksterne effekter som de ikke står økonomisk ansvarlige for.

i praksis veldig lave samfunnsøkonomiske kostnader om de utsettes, noe som vil lede til overestimering. Det motsatte er tilfelle for eksempelvis ressursrentenæringer, som kjennetegnes av høy avkastning og kapitaltunge investeringer. Hvilke av disse effektene som vil dominere vil variere over tid, og er svært utfordrende å kartlegge. Betalingsvillighetsmodellen kjennetegnes imidlertid ved at den gir lavest *sannsynlighet* for overestimering, sammenlignet med de øvrige modellene, som kjennetegnes ved en systematisk skjevhet i de historiske datagrunnlaget. Vi kan imidlertid ikke utelukke at også denne modellen overestimerer de samfunnsøkonomiske effektene, selv om man velger en konservativ tilnærming til diskonteringsrenten. Om man ønsker å redusere sannsynligheten for overestimering ytterligere kan man inkludere en parameter som nedskalere effekten i modellen. Om man også ønsker å vektlegge relative forskjeller i samfunnsøkonomisk lønnsomhet kan man videre benytte samme skaleringsfaktor som vi redegjorde for under vurderingen av en modell basert på omsøkt effekt. En slik skaleringsfaktor vil styrke modellens relative treffsikkerhet, men øke faren for overestimering på et aggregert nivå.

Egnethet

Den anleggsbidragsbaserte modellen skårer svært høyt på egnethet, om lag på nivå med modellen basert på omsøkt effekt. **Gjennomførbarheten** er høy, selv om modellen har noe høyere administrative kostnader knyttet til datainnsamling og databehandling. På samme måte som for omsøkt effekt-modellen, vil det være nødvendig med skaleringsparametere dersom verdiene skal justeres for å bedre reflektere relative forskjeller i samfunnsøkonomisk verdi. Ytterligere arbeid er derfor nødvendig for å fastsette riktige parameterverdier. Når det gjelder **eksogenitet**, presterer de like godt. En anleggsbidragsmodell er heller ikke avhengig av data fra kundene, noe som gjør den vanskelig å påvirke. Nettselskap har heller ikke insentiver til å underestimere dette, fordi de får betalt hele anleggsbidraget ved tilknytning. Modellen er videre tett koblet til nettselskapets kjerneoppgaver, noe som gir høy skår på **relevans og rimelighet**. Modellen unngår forskjellsbehandling basert på nærings sammensetning i nettselskapenes porteføljer, men nettselskaper med uforholdsmessig mange tilknytninger kan bli urettferdig belastet – en utfordring som for øvrig gjelder alle insentivbaserte mekanismer. Variasjon i anleggsbidrag mellom selskaper, for eksempel på grunn av terrengforhold, vil imidlertid påvirke **rimelighetskriteriet**, noe som taler for å bruke en sjablongmessig kostnadsparameter i reguleringen. Modellen skårer også høyt på **forståelighet** ettersom variabelen er tett knyttet til en parameter kundene selv forholder seg til.

Samlet vurdering

En modell basert på minimum betalingsvillhet gir lavest *sannsynlighet* for overestimering av de samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til ventetid. I sin reneste form gir den imidlertid ingen innsikt i relative forskjeller på sektor- og prosjektnivå. Denne begrensningen kan avbøtes ved å inkludere en «skaleringsfaktor» som vektlegger næringer med særlig høy avkastning i avregningen. Modellen skårer videre høyt på tvers av alle aspekter av egnethet, slik vi også så den andre nettutviklingsbaserte modellen gjorde. Styrken ligger i at er modellen er enkel, dataene er lett tilgjengelige og at nettselskaper i liten straffes grad straffes for forhold som ligger utenfor deres kontroll.

Tabellen nedenfor viser en oppsummering av skårene på tvers av de ulike dimensjonene

Treffsikkerhet	Egnethet					
	Egnethet	Gjennomførbarhet	Eksogenitet	Relevans	Rimelighet	Forståelighet
Lav/Medium	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy

3.5 Oppsummering

I dette kapittelet presenterte vi tre modellfamilier som varierer i kompleksitet, og hvordan de skårer med hensyn til treffsikkerhet (samfunnsøkonomisk verdi av ventetid) og egnethet (innlemming i inntektsrammereguleringen med formål om å redusere tiden det tar å sikre nettilknytning). Som nevnt tidligere, er målene for treffsikkerhet og relevans ikke alltid sammenfallende. Modeller som best fanger opp samfunnsøkonomisk verdi, har en tendens til å få lavere skår på relevans. Tabell 3 oppsummerer våre vurderinger.

Etter å ha evaluert styrkene og svakhetene ved de presenterte modellene, finner vi at nettutviklingsbaserte modeller er best egnet for reguleringsformål. De er klart overlegne i egnethet, og er tydelig koblet opp mot nettselskapets oppgave slik den er definert i dag: bygge og drifte nettinfrastruktur, samt sikre alle som ønsker det tilgang til strømmettet. Videre vil den ikke gi noen svakere insentiver til å effektivisere og optimalisere alle relevante prosesser (planlegging, saksbehandling og utbygging) med hensyn til å tilknytte nye kunder.

Tabell 3: Oppsummering av modellfamiliens treffsikkerhet og egnethet til å beregne samfunnsøkonomisk kostnad av ventetid. Det er viktig å påpeke at omsøkt effekt kun kan benyttes i DEA-rammeverket.

	1: Prosjekt-basert	2: Nærings-basert	3: Nettutvikling	
			Minimum betalingsvillighet	Omsøkt effekt (kun DEA-rammeverk)
Treffsikkerhet	Høy	Medium	Lav/Medium	Ingen
Egnethet	Lav	Medium	Høy	Høy
<i>Gjennomførbarhet</i>	<i>Lav</i>	<i>Medium</i>	<i>Høy</i>	<i>Høy</i>
<i>Eksogenitet</i>	<i>Lav</i>	<i>Medium</i>	<i>Høy</i>	<i>Høy</i>
<i>Relevans</i>	<i>Medium</i>	<i>Medium</i>	<i>Høy</i>	<i>Høy</i>
<i>Rimelighet</i>	<i>Lav/medium</i>	<i>Lav/medium</i>	<i>Høy</i>	<i>Høy</i>
<i>Forståelighet</i>	<i>Medium</i>	<i>Lav/medium</i>	<i>Høy</i>	<i>Høy</i>

Som tabellen viser er det kun den prosjektbaserte benchmarkmodellen som oppnår høyest skår når det gjelder treffsikkerhet i vårt rammeverk. Utfordringen for denne modellen ligger i at gjennomføringsgraden er svært lav, ettersom datagrunnlaget som trengs for å gjennomføre kvalitetssikrede prosjektbaserte analyser ikke er mulig å innhente. For de næringsøkonomiske modellene ligger utfordringen i at en stor andel av tilknytningsforespørlene kommer fra nye næringer, der det mangler pålitelige nærings- og prosjektspesifikke data. Videre påpeker vi at de næringsøkonomiske modellene vil systematisk overestimere den samfunnsøkonomiske kostnaden grunnet skjevhet i historiske data samt modelltekniske svakheter. Minimum betalingsvillighetsmodellen oppnår heller ingen toppskår på treffsikkerhet. I sin reneste form vil den ikke reflektere relative forskjeller i samfunnsøkonomisk ventetidskostnad. En skaleringsfaktor kan bidra til å redusere denne svakheten, men uten at gapet til de øvrige lukkes helt. Modellen utmerker seg imidlertid, sammen med modellen basert på omsøkt effekt, ved at den er enkel å implementere og at den skårer høyt i alle underkategorier innenfor egnethet.

Hvilken av de to nettutviklingsbaserte modellene som bør brukes, avhenger av hvordan modellen skal brukes i reguleringen. Om regulator ønsker å insentivisere nettselskaper ved bruk av DEA-rammeverket, er modellen basert på omsøkt effekt mest egnet til dette formålet, da den er tydelig knyttet til nettselskapets oppgaver slik de er definert i dag. Denne modellen sikrer samtidig at insentivene til å effektivisere og optimalisere alle relevante prosesser for tilknytning av nye kunder forblir intakte.

Om regulator ønsker å benytte en *kostnadsvariabel* anbefaler vi en modell basert på et minimums-estimat for betalingsvilligheten for å knytte seg til nettet. Bakgrunnen for at vi anbefaler denne modellen er at den gir mindre skjevheter enn de næringsøkonomiske alternativene, samt høyere relevans og rimelighet. Videre vurderer vi at betalingsvillighetsmodellen gir lavest *sannsynlighet for overestimering* av de reelle samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til ventetid. Betalingsvilligheten kan enten reflekteres via en sjablongmessig kostnad per MW omsøkt effekt eller summen av alle prosjektspesifikke anleggsbidrag. Gitt at geografiske forhold vil kunne påvirke relative kostnader mellom nettselskap anbefaler vi en sjablongmessig tilnærming. En slik tilnærming er også enklere å implementere i en årlig avregning av ventetidskostnad. For å minimere risikoen for overestimering anbefaler vi videre at man legger til grunn en konservativ tilnærming knyttet til diskonteringsrente (4 %). Hvorvidt man bør benytte en skaleringsfaktor avhenger derimot av hvordan regulator verdsetter treffsikkerhet kontra rimelighet, ettersom nettselskap med flere «høyverdige» tilknytninger vil straffes hardere.

3.6 Alternativer til modellfamiliene

Alle foreslåtte modeller som baserer seg på observerte tilknytningskøer, har det til felles at de potensielt gir nettselskapene insentiver til å redusere etableringsattraktiviteten i deres respektive områder. Dette skyldes at prosjekter som ikke står på ventelisten, ikke utgjør noen umiddelbare utfordringer eller kostnader for selskapene. Et slikt scenario kan for eksempel oppstå når en potensiell kunde gjør uformelle forespørsler om tilkoblingsmuligheter. Vi vil også vise til Thema (2024) som påpeker at en ensidig ordning som fokuserer på økonomisk straff for tidsforsinkelser kan gjøre det vanskelig for nettselskaper som opplever sterk vekst å oppnå normalavkastning, sammenlignet med selskaper uten vekst. For å motvirke dette problemet kan man vurdere å utforme en (supplerende) ordning som belønner nettselskapene for å legge til rette for nye tilknytninger. På denne måten vil man kunne motvirke insentiver til å redusere antall offisielle søknader og utfordringer knyttet til avkastning på investert kapital.

4. Innretning og konsekvenser av nettutviklingsbaserte modeller

Implementeringen av en nettutviklingsbasert modell for nettilknytninger har betydelige implikasjoner for nettselskapene. Analysen undersøker hvordan ulike varianter av modeller basert på nettutviklingskostnader påvirker selskapene, basert på Statnetts data som viser tilknytningsforespørsler for prosjekter over 5 MW omsøkt effekt.

Prosjekter i ventetid er definert som *modne* prosjekter med *passert ønsket tilknytningsdato*, og utgjør totalt en nettkapasitet på 3400 MW. Det er betydelig variasjon i antall og samlet størrelse på prosjekter i ventetid mellom nettselskaper. Selv når vi kontrollerer for nettselskapets størrelse, finner vi stor variasjon i kapasitet i ventetid mellom nettselskaper, blant annet på grunn av store prosjekter hos mindre selskaper.

I den foretrukket betalingsvillighetsmodellen, hvis vi bruker sjablonmessige verdier - en gjennomsnittlig nettinvesteringskostnad på 2,4 millioner kroner per MW – tilsvarende typiske kostnader for prosjekter som skal øke nettkapasiteten i regionalnettet – og en diskonteringsfaktor på 4 prosent, er den totale årlige kostnaden, basert på dagens liste over prosjekter i ventetid, estimert til 326 millioner kroner per år. Det tilsvarer opp mot 50 millioner kroner for nettselskapene med mest kapasitet i ventetid. Dersom vi oppskalierer prosjekter i ressursrentenæringer, bli kostnaden enda høyere.

Det er viktig å merke seg at denne analysen er basert på data fra Statnett og derfor ikke inkluderer prosjekter med en kapasitet på under 5 MW. Vi har ikke kvalitetssikret om søknadene og ønsket oppstartsdato fortsatt er gjeldende. Vi mangler også informasjon om hvilket nettnivå begrensningene ligger på. Estimaten må derfor tolkes med varsomhet og er i all hovedsak ment for å illustrere hvilke utslag man kan forvente.

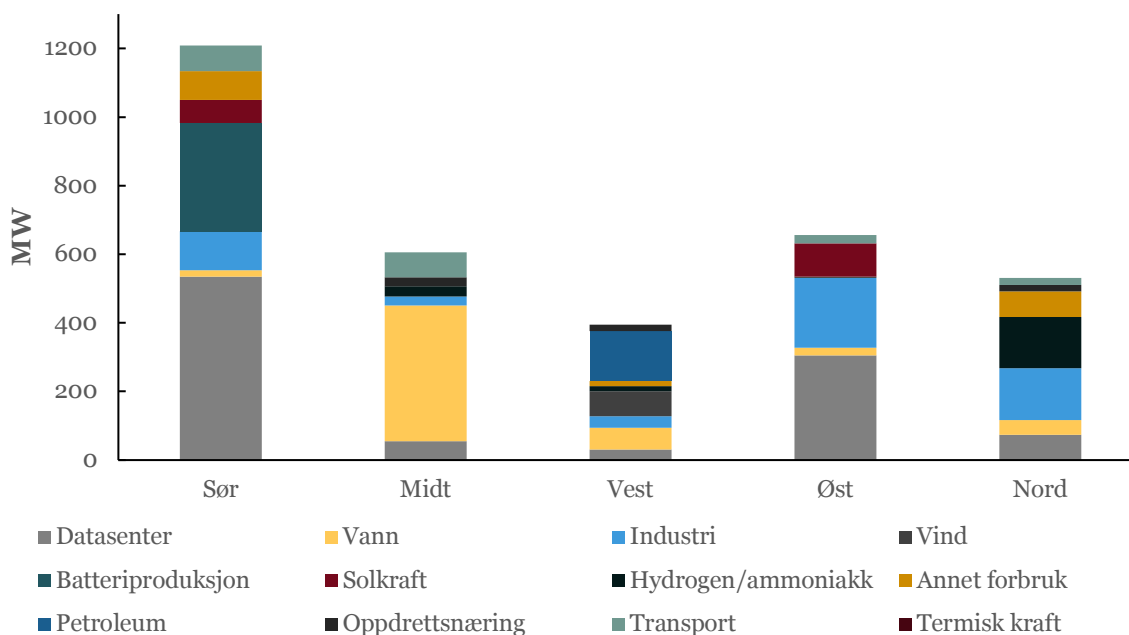
I det følgende beskriver vi først kostnad av nåværende ventetid i MW og kroneverdi. Deretter ser vi på utslag for nettselskaper, inkludert en analyse av utslag ved differensiering av samfunnsøkonomisk verdi etter bestemte faktorer.

4.1 Kostnad knyttet til manglende nettilgang

Vi ser her nærmere på prosjekter i «aktiv» ventetid, med utgangspunkt i data fra Statnett utslag av nettutviklingsbaserte modellene. Datagrunnlaget og våre antagelser er nærmere beskrevet i Tekstboks 4-1. Analysen ser både på utslag for modeller basert på omsøkt effekt og en modell basert på minimum betalingsvillighet, som er beskrevet i delkapittel 3.4. Ettersom vi ikke har tilgjengelig data om prosjektspesifikt anleggsbidrag, har vi kun brukt en sjablongmessig investeringskostnad per MW som antatt anleggsbidrag. Det medfører at de to modellene gir lik rangering mellom nettselskaper, fordi det er et fast forhold mellom omsøkt effekt og investeringskostnad.

I henhold til vår definisjon av ventetid i avsnitt 2.6 har vi kun inkludert *modne* prosjekter med *passert ønsket tilknytningsdato* i analysen. Vi legger dermed til grunn at alle prosjektene hadde vært i drift i dag dersom det hadde vært tilgjengelig nettkapasitet. Videre inkluderer vi hele dette tidsrommet i analyse, ettersom vi ikke hatt mulighet til å kontrollere for «normal» ledetid. Figuren under viser dagens nettkapasitet i «aktiv» ventetid, fordelt på ulike områder og ulike næringstyper.

Figur 15: Fordeling av næringstyper på forespørsler med passert ønsket tilknytningsdato i ulike prisområder. Kilde: Statnett, bearbeidet av Menon

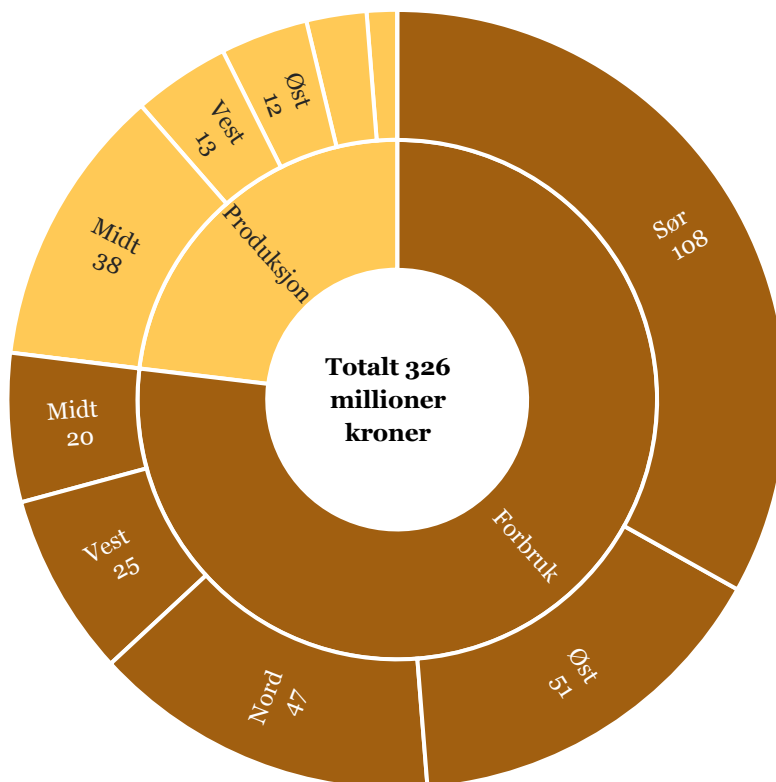


Figuren viser at omtrent 3400 MW nettkapasitet er passert ønsket tilknytningsdato for øyeblikket. Om lag 3000 MW er omsøkt fra nettselskaper på vegne av sine kunder, mens resterende søkere er store, private aktører som Hydro, Yara, og Equinor som søker direkte til Statnett. Den største andelen av kapasitet i ventetid er innen vannkraft, datasentre, batteriproduksjon og vindkraft. Det er mest kapasitet i ventetid i region sør.

Som nevnt i delkapittel 3.1 er det mulig at noen av disse prosjektene ikke lenger er aktuelle for utbygging. Vi vet for eksempel at flere planlagte batteri-, hydrogen- og ammoniakkprosjekter er lagt på is. Dette taler for at vi vil overestimere den samfunnsøkonomiske kostnaden, når vi tar utgangspunkt i dagens datagrunnlag. På en annen side har vi kun data for prosjekter i «aktiv» ventetid hos Statnett, noe som ekskluderer prosjekter hvor begrensningene (kun) ligger på lavere nettnivå.

Basert på antakelser om investeringskostnader per MW, beskrevet i avsnitt 3.4, kan vi beregne den totale samfunnsøkonomiske kostnaden av nettkapasitet i ventetid. Vi antar investeringskostnad per MW på 2,4 millioner kroner, og en årlig diskonteringsrente på 4 prosent. Det gir en ventetidskostnad på 96 000 kroner per MW, og dermed en årlig samfunnsøkonomisk kostnad på 326 millioner 2024-kroner for prosjekter som er i ventetid for øyeblikket, som illustrert i Figur 16. Til sammenligning var KILE-kostnadene i 2022 på 869 millioner kroner (NVE, 2023).

Figur 16: Årlig samfunnsøkonomisk kostnad knyttet til prosjekter i ventetid for tilknytning, per 14. oktober 2024. Fordelt på forbruk og produksjon, og prisområder. Tall i millioner kroner. Kilde: Statnett og Menon



Som figuren viser, er det for øyeblikket klart størst kostnad knyttet til prosjekter innen forbruk. Den samfunnsøkonomiske kostnaden for prosjekter i ventetid innen forbruk og produksjon er på henholdsvis 251 og 75 millioner kroner.

Tekstboks 4-1: Hvilken data har vi brukt i analysen?

I analysen har vi benyttet Statnetts data om aktive tilknytningssaker. Vi ser på forespørsler som 1) har passert ønsket tilknytningsdato, og som 2) er vurdert som modne for reservasjon. Det er nettselskaper som vurderer prosjekter som modne. Vi velger å bruke «Forespurt avtalt kapasitet (MW)», som er søkerens første ønske om kapasitet, som henger sammen med ønsket dato for tilknytning. Forespurt kapasitet kan endre seg senere i prosessen, men dataen viser at slike endringer som oftest er små.

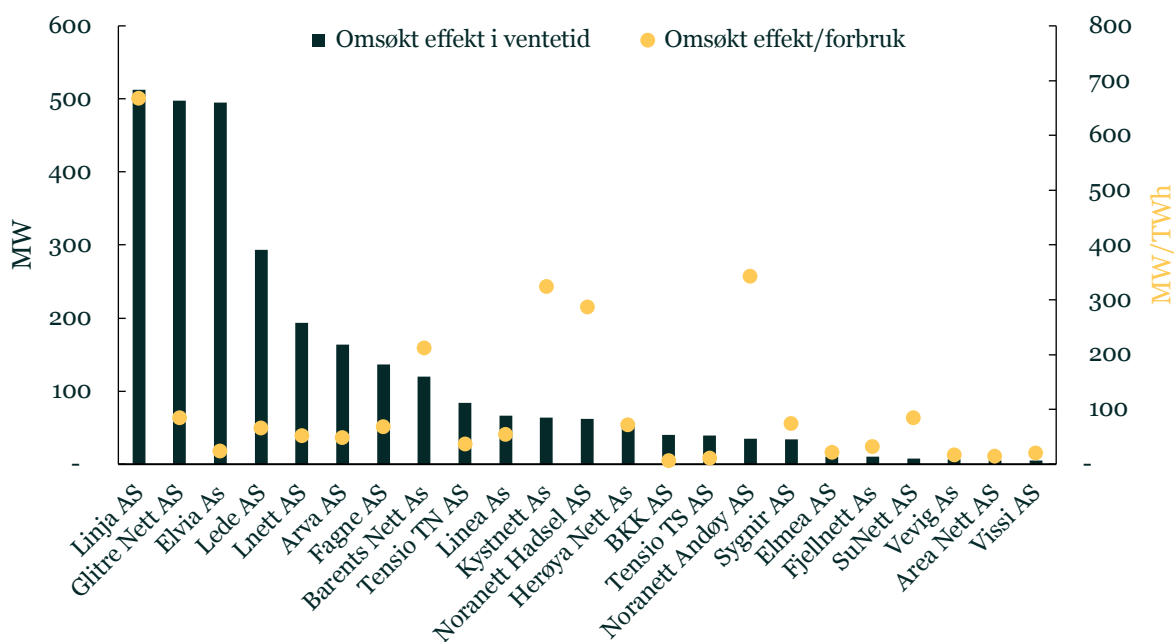
Passert ønsket tilknytningsdato vil si at sakene har ønsket tilknytning før 14. oktober 2024, som er dato for nedlasting av datasettet. Analysen er dermed begrenset til prosjekter som er i aktiv ventetid i Statnetts database. Statnetts database inkluderer ikke prosjekter under 5 MW, siden nettselskaper ikke er pålagt å avklare kapasitet med Statnett for slike prosjekter. Data om disse prosjektene finnes derfor kun hos enkelte nettselskaper. Databasen inkluderer heller ikke informasjon om hvilket nettnivå begrensningene ligger på.

Vi antar dermed at oppgitt ønsket dato for tilknytning for prosjekter som ansees som modne er reell. Vi har imidlertid fått oppgitt at ønsket dato for tilknytning er et «første ønske» og at reelt ønsket oppstartstidspunkt kan avvike fra dette etter hvert som søkeren får mer informasjon. Vi mener likevel at datoen sannsynligvis er nærmest optimalt ønsket tilknytningsdato uavhengig av nettkapasitet. Vi antar også at alle prosjektene fremdeles er aktuelle for utbygging.

4.2 Kostnad fordelt på nettselskaper

Ved å undersøke mengde forsinket kapasitet hos hvert nettselskap, kan vi undersøke den økonomiske effekten av at nettselskapene bærer den samfunnsøkonomiske kostnaden knyttet til prosjekter i ventetid hos det respektive selskapet. Det er viktig å påpeke at vi mangler informasjon om hvilket nettnivå begrensningene ligger på. I analysen nedenfor har vi imidlertid tilskrevet nettselskapene all ventetid. Estimaten må derfor ses på som illustrative eksempler. Figuren under viser kapasitet med passert ønsket tilknytningsdato, fordelt på nettselskaper i absolutte tall, og i forhold til størrelsen på nettselskapet målt i totalt årsforbruk av energi.

Figur 17: MW med passert ønsket tilknytningsdato (venstre akse), sammenlignet med MW med passert ønsket tilknytningsdato delt på totalt årsforbruk i nettselskapet (høyre akse). Kilde: Statnett og NVE, bearbeidet av Menon



Som figuren viser, er det Linja, Glitre Nett, og Elvia som har mest forsinket kapasitet sammenlignet med andre nettselskaper. Med en kostnad på 96 000 per MW i ventetid, tilsvarer det en økonomisk kostnad på i underkant av 50 millioner kroner for hver av de tre nettselskapene. Elvia og Glitre er også blant de største i Norge, og det er som forventet at disse har størst etterspørsel og mangel på kapasitet. Linja derimot er et mye mindre selskap, og den omsøkte effekten i dette selskapet, relativt til nettselskapenes størrelse (målt i årsforbruk), er omtrent 25 ganger høyere enn for Elvia eller Glitre. Noranett Hadsel og Kystnett er andre eksempler med betydelig mengde omsøkt effekt som har passert den ønskede tilknytningsdatoen i forhold til selskapets størrelse. Dette viser at mindre nettselskaper er sårbare for store tilknytninger. For en full oversikt over forsinket kapasitet og samfunnsøkonomisk kostnad fordelt på nettselskaper viser vi til Vedlegg A. For analyser av hvordan ulike skaleringsfaktorer, herunder økt verdsetting av grunnrentenæringer slår ut, viser vi til vedlegg B.

5. Referanseliste

- Barentsnett. (2022). *Regional kraftsystemutredning; Finnmark 2022-2041, planområde 22*. Hentet fra <https://www.barents-nett.no/getfile.php/138146-1656654768/Bilder/Logo/2022%20Kraftsystemutredning%20Finnmark%20-%20Hovedrapport.pdf>
- Dalen, H., Greaker, M., & Hagem, C. (2023). *Ressursrenten i naturressursnæringene i Norge 1984 - 2022*. SSB. Hentet fra <https://www.ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/nasjonalregnskap/artikler/ressursrenten-i-naturressursnaeringene-i-norge-19842022>
- Direktoratet for økonomistyring. (2023). *Veileder for samfunnsøkonomiske analyser*.
- Energidepartementet. (2024). *Høringsnotat - Forslag til endringer i forskrift om nettregulering og energimarkedet (modenhetsvurderinger mv.)*.
- Enova. (2024). *Normalavkastning i lønnsomhetsberegninger*. Hentet fra <https://www.enova.no/om-enova/drift/normalavkastning/>
- European Commission. (2021). *COMMISSION IMPLEMENTING REGULATION (EU) 2021/447 of 12 March 2021 determining revised benchmark values for free allocation of emission allowances for the period from 2021 to 2025 pursuant to Article 10a(2) of Directive 2003/87/EC of the European Parliament*. Official Journal of the European Union. Hentet fra <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R0447>
- Finansdepartementet. (2021). *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser*.
- Freyr. (2021). *Investor Presentation*. Hentet fra <https://www.freyrbattery.com/assets/Documents/FREYR-Investor-Presentation-20210129.pdf>
- Greaker, M., & Lindholt, L. (2019). *Grunnrenten i norsk akvakultur og kraftproduksjon fra 1984 til 2018*. SSB. Hentet fra https://www.ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/artikler-og-publikasjoner/_attachment/403220
- Menon Economics. (2023). *Evaluering av bruken av syntetiske nett i måling av effektdistanse*. Hentet fra <https://www.menon.no/wp-content/uploads/2023-2-Evaluering-av-bruken-av-syntetiske-nett-i-maling-av-effektdistanse.pdf>
- NVE. (2018). *Status og prognoser for kraftsystemet 2018: Sammenstilling av data fra kraftsystemutredningene*. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_103.pdf
- NVE. (2023). *Sammendrag av nøkkeltallene for nettselskapene*. Hentet fra https://www.nve.no/media/16585/sammendrag-2022_korrigert-07122023.pdf
- NVE. (2024, Februar). *NVE lanserer veileder for samfunnsøkonomiske analyser av kraftnettet*. Hentet fra <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/nve-lanserer-veileder-for-samfunnsøkonomiske-analyser-av-kraftnettet/>
- NVE. (2024). *Utviklingen i kraftmarkedet mot 2050*.

Statnett. (2022, Juli). *Statnett har oppdatert tilknytningsprosessen*. Hentet fra Nyheter for aktører i kraftbransjen : <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nyhetsarkiv/statnett-har-oppdaterert-tilknytningsprosessen/>

Statnett. (2024). *Kortsiktig Markedsanalyse 2024-2029*.

Statnett. (2024). *Kraftåret 2023 – året som understreket at tempoet må økes*. Hentet fra <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2024/kraftaret-2023--aret-som-understreket-at-tempoet-ma-okes/>

Thema Consulting Group og CEPA. (2024). *Mulighetsstudie av incentivmekanismer for kortere ledetider*. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/rme_eksternrapport/2024/rme_eksternrapport2024_04.pdf

Vedlegg A: Tabell over kostnad fordelt på nettselskaper

Tabell V1: Årlig samfunnsøkonomisk kostnad av kapasitet i ventetid, per 14. oktober 2024.
Samfunnsøkonomisk kostnad per MW er satt til 96 000 kroner.

Nettselskap	Antall saker i ventetid	Kapasitet i ventetid per 14. oktober 2024 (MW)	Årlig samfunnsøkonomisk kostnad av saker i ventetid
Linja AS	11	512	49 165 440
Glitre Nett AS	11	498	47 760 000
Elvia AS	18	495	47 493 120
Lede AS	14	294	28 176 000
Lnett AS	4	194	18 614 400
Arva AS	8	164	15 753 600
Fagne AS	8	136	13 075 200
Barents Nett As	1	120	11 520 000
Noranett AS	3	97	9 312 000
Tensio TN AS	4	84	8 083 200
Linea As	5	67	6 384 000
Kystnett As	1	64	6 144 000
Herøya Nett As	2	58	5 568 000
BKK AS	2	40	3 840 000
Tensio TS AS	5	39	3 782 400
Sygnir AS	1	34	3 264 000
Elmea AS	1	10	979 200
Fjellnett As	1	10	960 000
SuNett AS	1	8	768 000
Vevig As	1	7	672 000
Area Nett AS	1	5	480 000
Vissi AS	1	5	480 000

Vedlegg B: Kostnad fordelt på nettselskaper ved vekting av prosjekter etter bestemte faktorer

Det kan være aktuelt å gjøre justeringer i vekting av ulike prosjekter, for å ta hensyn til enten ulik samfunnsverdi, eller skjevheter som oppstår som følge av reguleringen.

Med voksende kø og knappe ressurser kan det imidlertid bli aktuelt å endre oppgaven til nettselskaper til å prioritere noen typer forespørsler over andre. Per i dag er oppgaven til nettselskaper å oppfylle tilknytningsplikt, altså tilknytte nye kunder etter behov uten ugrunnet opphold. Hvilke forespørsler som eventuelt skal prioriteres, er et politisk valg. I dette kapitlet presenterer vi et eksempel på hvordan prioritering av ressursrentenæringen ville slå ut for samfunnsøkonomisk kostnad for prosjekter i ventetid hos ulike nettselskaper.

Det kan være at en regulering basert på samlet omsøkt effekt fører til at nettselskaper prioriterer større tilknytninger. Det kan derfor være behov for å justere modellen slik at mindre forespørsler vektlegges mer. .

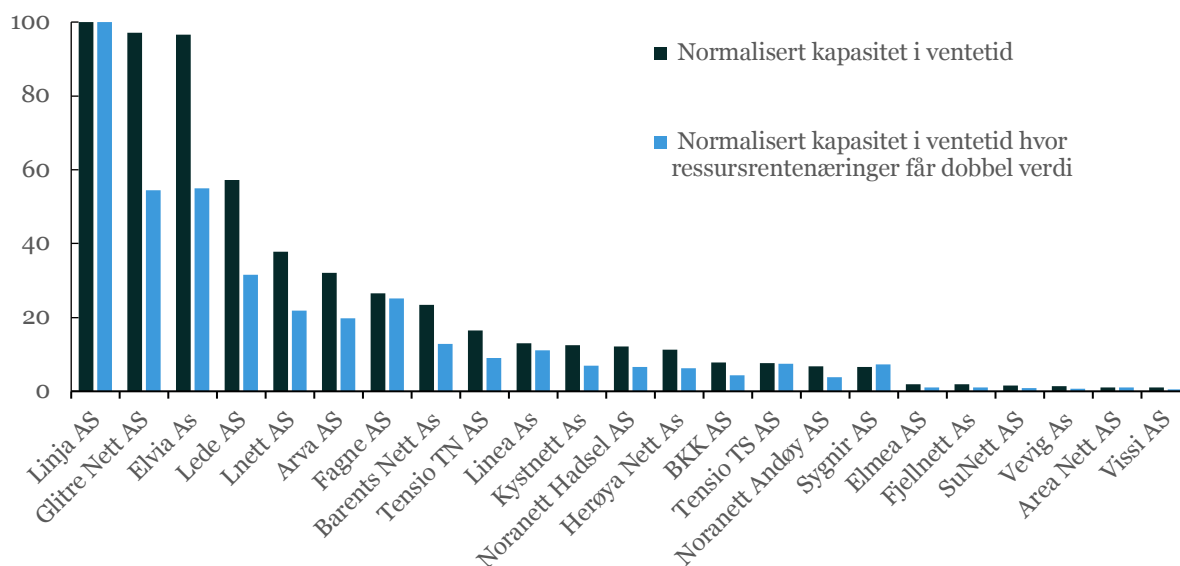
Analysene under er ment som eksempler for å illustrere hvordan ulike innretninger kan slå ut. Om man ønsker å inkludere denne typen justeringer i reguleringen må vektingen vurderes nøyer enn hva som var mulig innenfor rammene av dette oppdraget.

Høyere verdsetting av ressursrentenæringer

Vi vet at ventetid er mer kostbart fra et samfunnsøkonomisk perspektiv for prosjekter innen ressursrentenæringene, fordi disse næringene har en forventet avkastning som er høyere enn risikojustert normalavkastning i andre næringer, se kapittel 2. Vår foretrukne modell gir også mulighet til å vekte prosjekter innen ressursrentenæringer, slik at hver MW i kø tillegges en høyere verdi for ressursnæringer enn for andre næringer. Dette vil styrke de økonomiske insentivene knyttet til å redusere ventetiden i områder med en relativt sett høy andel tilknytningssøknader fra eksempelvis havbruk, olje og gass eller kraftproduksjon.

I analysen under har vi vektet fire næringer som per i dag er omfattet av en grunnrenteskatt: vannkraft, vindkraft, oppdrettsnæringen, og petroleum. Hvilken effekt en oppskalering har, avhenger av hvor mange av de aktive sakene som har ressursrente, samt hvor mye vi oppskalerer de aktive sakene. I Figur 18 illustrerer vi hvordan rangeringen av nettselskaper vil endre seg dersom vi verdsetter kapasitet i ventetid i ressursrentenæringer dobbelt så høyt som andre typer næringer. Det vil si at en MW i kø får en verdi på 192 000 kroner, hvis vanlige næringer har en verdi per MW på 96 000.

Figur 18: Relative forskjeller mellom nettselskapene, hvor selskap med mest MW med passert ønsket tilknytningsdato er normalisert til 100. Blå farge viser opprinnelig rangering, oransje farge viser rangering når vi har skalert ressursrentenæringer med faktor 2.



Som vi ser, endrer oppskalering av ressursrentenæringer relative forskjeller mellom nettselskapene. Linja og Glitre var noenlunde likt rangert tidligere, mens Linja får omtrent dobbelt så høy verdsettelse som Glitre når ressursrentenæringer får dobbel verdsettelse. Samfunnskostnaden for prosjekter hos Linja øker fra 49 til 89 millioner kroner. Dette skyldes at Linja stort sett har forespørsler knyttet til vannkraftproduksjon, og noe innen oppdrettsnæringen.

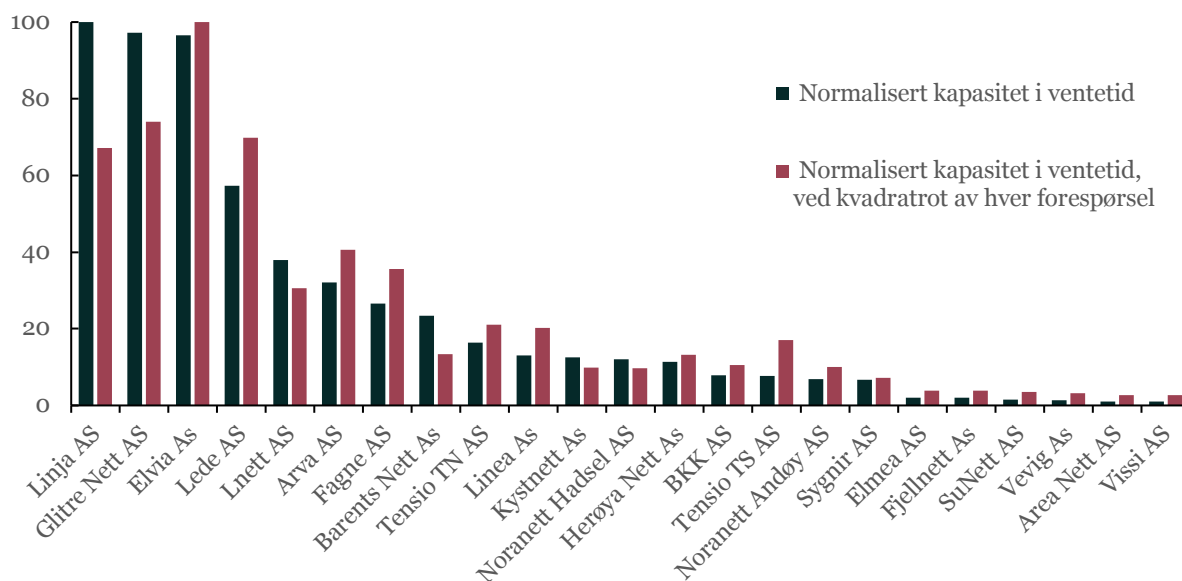
Den totale samfunnskostnaden av prosjekter i ventetid vil bli høyere når prosjekter i ressursrentenæringer får en høyere kostnad. I vårt tilfelle øker den totale kostnaden fra 326 millioner til 406 millioner kroner. Prosjekter hvor nettselskaper er søkere står for henholdsvis 282 millioner, og 347 millioner av dette.

Høyere verdsetting av små prosjekter

Forskjell i størrelse på forespørsler mellom nettselskapene kan skape skjevheter dersom det er ulike kostnader knyttet til å realisere små og store prosjekter. Det er for eksempel mulig at små prosjekter er dyrere enn store prosjekter per MW, på grunn av faste administrasjonskostnader, og at utbyggingen er mindre effektiv per MW. Dette kan føre til at nettselskapene prioriterer større forespørsler over mindre, slik at mindre forespørsler blir systematisk underprioritert. Dette gir grunnlag for å vekte små prosjekter tyngre per MW enn større prosjekter. Dette insentiverer nettselskapene til å prioritere små forespørsler relativt mer enn uten en slik vektning.

En måte å vektlegge små prosjekter relativt mer per MW er å omregne hver forespørsel til en potensfunksjon med en eksponent mindre enn 1, for eksempel kvadratroten av forespørselen som vi bruker i denne analysen. Da vil en forespørsel på 9 MW justeres til 3, en forespørsel på 16 MW til 4, og så videre. De relative forskjellene mellom store og små prosjekter blir altså mindre. I så måte justerer denne modellen for antall tilknytninger i porteføljen. Figur 19 viser ny rangering av nettselskaper hvor hver forespørsel er omregnet til kvadratroten.

Figur 19: Relative forskjeller mellom nettselskapene, hvor selskap med mest MW med passert ønsket tilknytningsdato er normalisert til 100. Blå farge viser opprinnelig rangering, grønn farge viser rangering når vi har tatt kvadratroten av hver forespørsel.



De relative forskjellene mellom nettselskapene er noe endret, sammenlignet med opprinnelig rangering. For eksempel er Elvia og Lede sin kapasitet relativt høyere enn den var tidligere. Dette kommer av at Elvia og Lede har relativt mange, små forespørsler. Linja og Glitre Nett har derimot relativt store forespørsler, og får en lavere kostnad enn tidligere.

Beløpet per nettselskap blir lavere når vi tar kvadratroten av beløpene. Derfor kan vi multiplisere alle tall med en gitt faktor for å oppnå samme totale sum som tidligere. Fordelingen av den samfunnsøkonomiske kostnaden mellom nettselskapene vil dermed endre seg, selv om totalsummen forblir den samme. Ved en kostnad på 96 000 kroner per MW vil kostnadene for nettselskaper med relativt store prosjekter, som Linja og Glitre, reduseres fra henholdsvis 89 og 48 millioner til 41 og 45 millioner. Nettselskaper med hovedsakelig mindre prosjekter vil imidlertid oppleve en økning i kostnaden

I denne gjennomgangen har vi antatt at små prosjekter er mer kostbare å bygge ut per MW enn store. Hvorvidt dette stemmer bør undersøkes før en slik modell faktisk gjennomføres. Det er også mulig at store prosjekter er mer kostbare, dersom de krever koordinering mellom flere aktører, mer omfattende konsekvensutredninger, mer teknisk utstyr, og så videre. Det kan også hende at det ikke eksisterer systematiske forskjeller i noen av retningene. Skalering av prosjekter etter størrelse gjør beregning av samfunnskostnad betydelig mer komplisert, og gjør også kostnadene mindre transparent for nettselskaper.



Menon
Economics

Menon Economics

Sørkedalsveien 10 B, 0369 Oslo

+47 909 90 102

post@menon.no

menon.no



NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

Reguleringsmyndigheten for energi

Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo
Telefon: (+47) 22 95 95 95

[reguleringsmyndigheten.no](https://www.reguleringsmyndigheten.no)