



**Vurdering av behovet for ytterligere
lokaliserings signaler i tariffen**

På oppdrag fra Statnett
September 2017

THEMA Rapport 2017-09

Om prosjektet**Om rapporten**

Prosjektnummer:	STN-17-02	Rapportnavn:	Vurdering av behovet for ytterligere lokaliseringssignaler i tariffen
Prosjektnavn:	Lokaliseringssignaler i sentralnettstariffene	Rapportnummer:	2017-09
Oppdragsgiver:	Statnett SF	ISBN-nummer	978-82-8368-008-9
Prosjektleder:	Åsmund Jenssen	Tilgjengelighet:	Offentlig
Prosjektdeltakere:	Christoffer Noreng Jacob Koren Brekke Berit Tennbakk	Ferdigstilt:	13. september 2017

Brief summary in English

The current Norwegian transmission tariff model includes locational signals in the form of loss-based energy charges, area prices and connection charges, plus an adjustment of the fixed charges for consumption based on co-localisation of generation and consumption ("K factor"). We recommend that Statnett should remove the K factor adjustment for consumption and instead introduce a new locational signal using information on marginal losses per grid area to adjusted the fixed tariffs for both consumption and generation.

Om THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6
0158 Oslo, Norway
Foretaksnummer: NO 895 144 932
www.thema.no

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring, og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi, teknologi og juss.

Disclaimer

Hvis ikke beskrevet ellers, er informasjon og anbefalinger i denne rapporten basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Visse uttalelser i rapporten kan være uttalelser om fremtidige forventninger og andre fremtidsrettede uttalelser som er basert på THEMA Consulting Group AS (THEMA) sitt nåværende syn, modellering og antagelser og involverer kjente og ukjente risikoer og usikkerheter som kan forårsake at faktiske resultater, ytelser eller hendelser kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydning i slike uttalelser. Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. Kunden har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene i vårt engasjementsbrev. Rapporten og/eller informasjon fra rapporten skal ikke benyttes for andre formål eller distribueres til andre uten skriftlig samtykke fra THEMA. THEMA påtar seg ikke ansvar for eventuelle tap for Kunden eller en tredjepart som følge av rapporten eller noe utkast til rapport, distribueres, reproduseres eller brukes i strid med bestemmelsene i vårt engasjementsbrev med Kunden. THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og "know-how" som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.

INNHOOLD

1	INNLEDNING.....	6
1.1	Bakgrunn og problemstilling.....	6
1.2	Om rapporten	6
2	BEHOVET FOR LOKALISERINGSSIGNALER	8
2.1	Teoretisk bakgrunn	8
2.1.1	<i>Optimale tariffer skal reflektere marginalkostnadene ved bruk av nettet</i>	<i>8</i>
2.2	Lokaliseringssignaler	12
2.3	Oppsummering	13
3	DAGENS NORSKE TARIFFMODELL.....	14
3.1	Beskrivelse av tariffmodellen	14
3.2	Vurdering av lokaliseringssignalene i dagens modell	15
3.2.1	<i>Bakgrunn</i>	<i>15</i>
3.2.2	<i>K-faktor vs. andre signaler</i>	<i>15</i>
3.2.3	<i>Samspill med andre virkemidler</i>	<i>17</i>
3.3	Oppsummering: Behovet for lokaliseringssignaler	18
4	SAMMENHENGEN MELLOM PRISSIGNALER OG KOSTNADER I DAGENS TARIFFMODELL	19
4.1	Prissignalene i dagens tariffmodell pr. nettavregningsområde	19
4.2	Sammenhengen mellom K-faktor og marginaltap pr. innmatingspunkt.....	22
4.3	Samlede lokaliseringssignaler i dagens modell.....	23
4.4	Langsiktige marginalkostnader i transmisjonsnettet - case	24
4.4.1	<i>Nettutvikling i Stor-Oslo</i>	<i>24</i>
4.4.2	<i>Nettutvikling i Sør-Rogaland</i>	<i>25</i>
4.4.3	<i>Andre case</i>	<i>26</i>
4.4.4	<i>Erfaringer fra casestudiene.....</i>	<i>26</i>
5	LOKALISERINGSSIGNALER I SVERIGE OG STORBRIITANNIA.....	28
5.1	Sverige (Stamnätstariffen)	28
5.2	Storbritannia (TNUoS)	29
5.3	Sammenligning mellom land.....	31
6	ANALYSE AV ALTERNATIVE LOKALISERINGSSIGNALER	33
6.1	Ingen lokaliseringssignaler.....	34
6.1.1	<i>Beskrivelse</i>	<i>34</i>
6.1.2	<i>Konsekvenser.....</i>	<i>34</i>
6.2	Effektbalansejustering.....	34
6.2.1	<i>Beskrivelse</i>	<i>34</i>
6.2.2	<i>Konsekvenser.....</i>	<i>34</i>

6.3	Inkrementelle kostnader.....	35
6.3.1	<i>Beskrivelse</i>	35
6.3.2	<i>Konsekvenser</i>	35
6.4	Forsterkning av eksisterende signaler.....	36
6.4.1	<i>Beskrivelse</i>	36
6.4.2	<i>Konsekvenser</i>	36
6.5	Situasjonsbetingede signaler	37
6.5.1	<i>Beskrivelse</i>	37
6.5.2	<i>Konsekvenser</i>	37
6.6	Samlet vurdering av alternative modeller	37
6.6.1	<i>Prinsipielle vurderinger</i>	37
6.6.2	<i>Forslag til modell</i>	40
	REFERANSER	43
	VEDLEGG: MGA-OMRÅDER	44

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Bakgrunn og problemstilling

Statnett gjennomfører i 2017 en evaluering av tariffmodellen for transmisjonsnettet. Statnetts gjeldende tariffstrategi løper til og med 2018. I dagens tariffmodell gis det lokaliseringssignaler via tariffens energiledd og K-faktoren som innebærer et lavere avregningsgrunnlag for forbruk som er lokalisert i samme punkt som kraftproduksjon. I tillegg vil forskjeller i områdepriser og anleggsbidrag gi lokaliseringssignaler. Produksjon står ikke overfor lokaliseringssignaler utover energiledd og områdepriser, samt eventuelle anleggsbidrag. K-faktor for uttak kan begrunnes samfunnsøkonomisk som et korrektiv til manglende prissignaler, men det er ikke klart at K-faktor er den beste løsningen for slike signaler. Virkningene av dagens tariffmodell må også ses i lys av ulike drivkrefter for nettinvesteringer og den tilhørende kostnadsutviklingen i transmisjonsnettet.

Statnett har på dette grunnlaget ønsket å få utredet følgende problemstilling:

Er det hensiktsmessig å utforme ytterligere prissignaler slik at lokalisering og dimensjonering av ny produksjon og nytt forbruk i større grad tar hensyn til de langsiktige kostnadene som påføres nettet?

Analysen av alternative løsninger gjøres med samfunnsøkonomisk effektivitet som overordnet vurderingskriterium. Prinsippene for fordeling av det residuale inntektsbehovet mellom ulike grupper av produsenter og forbrukere drøftes ikke her. Vi drøfter heller ikke utformingen av energileddet som sådan eller prinsippene for inndeling i prisområder, men vi diskuterer sammenhengen mellom utformingen av lokaliseringssignaler, energileddet og ordningen med områdepriser. Analysen er videre avgrenset til tariffmodellen i transmisjonsnettet (det tidligere sentralnettet), selv om mange av de prinsipielle og praktiske argumentene også vil være gyldige på lavere nettnivåer.

Energiledd og områdepriser gir ikke tilstrekkelige lokaliseringssignaler

Kraftnettet er et naturlig monopol. I henhold til samfunnsøkonomisk teori skal bruken av nettet prises i henhold til de kortsiktige marginalkostnadene ved overføringen, som i praksis vil omfatte marginale overføringstap og eventuelle kapasitetsavgifter for å rasjonere knapp kapasitet. Det norske tariffsystemet inneholder denne typen signaler i dag via det marginaltapsbaserte energileddet og ordningen med områdepriser. Disse signalene vil også gi informasjon om knapphet på overføringskapasitet og dermed langsiktige prissignaler. I tillegg bør nettbrukerne få signaler om kostnadene ved kundespesifikke investeringer, for eksempel gjennom anleggsbidrag. Det residuale inntektsbehovet i nettet bør dekkes via tariffen som virker minst mulig vridende på utnyttelsen av nettet på kort sikt og utviklingen på lang sikt.

En tariffmodell basert på prinsippene ovenfor er på den måten nødvendig for samfunnsøkonomisk effektivitet, men vil ikke være tilstrekkelig. En viktig årsak er at investeringer i nettet typisk gjøres i sprang. Kapasiteten kan ikke utvides kontinuerlig. Det betyr i sin tur at prissignalene som skal gi informasjon om hvor det er optimalt å utvide (eller redusere) produksjonen eller forbruket, vil forsvinne når nettet er forsterket. I tillegg kommer betydningen av sikkerhetskriterier i driften og planleggingen av nettet, som kan medføre at det gjøres tiltak (nettinvesteringer eller alternativer) før systemet når kapasitetsgrensen. I tillegg er ordningen med områdepriser relativt grovmasket, slik at det ikke gis signaler om flaskehalsen internt i områdene. Alle disse momentene trekker i retning av at det er behov for ytterligere lokaliseringssignaler utover de kortsiktige marginalkostnadene og anleggsbidrag.

Det er samtidig viktig å være klar over at det er umulig å lage en tariffmodell som gir perfekte signaler som følge av de praktiske egenskapene ved kraftsystemet. Målet med tariffsystemet må derfor være at de ulike elementene trekker i riktig retning, ikke at de alene løser alle problemer med koordinering mellom nett, produksjon og forbruk.

Dagens K-faktor gir misvisende lokaliseringssignaler

I dagens norske tariffmodell gis det lokaliseringssignaler til forbruk gjennom K-faktor-modellen. K-faktor innebærer at avregningsgrunnlaget for forbruk reduseres med inntil 50 prosent, avhengig av forholdet mellom effektuttak (gjennomsnitt over fem år i systemets topplasttime) og tilgjengelig vintereffekt i punktet. Justeringen omfatter alt forbruk i det enkelte punktet.

I praksis betyr K-faktor med tariffnivået for 2017 et lokaliseringssignal på mellom 1,7 og 2,7 øre/kWh (med henholdsvis 8000 og 5000 timers brukstid).. Samtidig observerer vi at det er til dels betydelige variasjoner i K-faktor mellom nærliggende punkter i nettet, selv om nærmere analyser av kraftsituasjonen tilsier at konsekvensene for nettinvesteringene av nytt forbruk er om lag like. Det er også et poeng at dimensjoneringen av nettet i det enkelte punkt er uavhengig av forholdet mellom produksjon og forbruk. Nettet må dimensjoneres slik at det maksimale uttaket kan dekkes selv om kraftproduksjonen er null, og vice versa.

For kunder som får rabatt i henhold til kriteriene for stort og stabilt forbruk vil det effektive lokaliseringssignalet være mindre, men det endrer ikke den prinsipielle vurderingen av at dagens modell gir tilfeldige og misvisende signaler om hvor det er mest lønnsomt å lokalisere nytt forbruk.

Et annet moment er at produksjon ikke får tilsvarende signaler som forbruk i dagens modell. Dersom det skal gis lokaliseringssignaler utover energiledd, områdepriser og anleggsbidrag, bør produksjon også stilles overfor slike signaler.

En alternativ modell bør oppfylle flere kriterier

Ut fra en vurdering av den samfunnsøkonomiske effektiviteten i dagens modell, er det vår anbefaling at modellen med K-faktor ikke videreføres. Merk at dette er ut fra en vurdering av prissignalene og ikke fordelingsvirkningene av modellen. Vi mener samtidig ut fra den teoretiske analysen at det er ønskelig med lokaliseringssignaler utover de kortsiktige prissignalene og anleggsbidrag. Betydningen av lokaliseringssignaler vil øke i takt med de forventede endringene i både produksjon og forbruk (mer ikke-regulerbar og lite forutsigbar produksjon, nye aktører på forbrukssiden som datasentre og utvidelser av industrivirksomhet).

Det er derfor ønskelig å innføre en ny modell for lokaliseringssignaler, enten ved en differensiering av de faste leddene (jf. K-faktor i dag) eller ved at det innføres nye tariffledd. En alternativ modell bør oppfylle følgende kriterier:

- *Kostnadssamsvar.* Dette kriteriet betyr at det bør være et godt samsvar mellom de langsiktige nettkostnadene og signalene som gis i tariffene.
- *Administrativ enkelhet.* Det bør ikke være behov for omfattende administrativ ressursbruk å utarbeide eller tilpasse seg signalene. Signalene bør heller ikke gi opphav til et stort antall klagesaker.
- *Transparens.* Lokaliseringssignalene bør ikke endres for ofte for å ivareta hensyn til forutsigbarhet for nettkundene ved investeringer i nytt storskala forbruk eller ny produksjon i transmisjonsnettet, og det bør være mulig for kundene å forstå grunnlaget for tariffene og ha tilgang til nødvendig informasjon for å kunne beregne tariffkostnadene. Ved strukturelle endringer, for eksempel som følge av større investeringer i nye forbindelser mellom områder, bør signalene imidlertid oppdateres.
- *Stabilitet.* Med dette kriteriet sikter vi til at modellen bør være stabil og troverdig over tid, slik at nettkundene forventer at den vil vedvare og at de derfor vil tilpasse seg signalene. Risiko for strategisk atferd fra nettkundene er en annen faktor som kan bidra til lav stabilitet.

Informasjon fra marginaltapsberegninger kan utnyttes til å lage bedre signaler

Alt i alt anbefaler vi å gå videre med en modell der det gis lokaliseringssignaler basert på forskjeller i gjennomsnittlige marginaltap mellom ulike områder.

Den detaljerte modellutformingen må avklares nærmere, men vi kan gi noen foreløpige anbefalinger.

Referansepunktet for marginaltapene bør være systemets topplast, og områdeinndelingen bør bygge på nettavregningsområdene som er etablert av Statnett (totalt 16 stykker). Hovedbegrunnelsen er vi antar at det vil være en underliggende korrelasjon mellom marginaltap i topplast og langsiktige kostnader. Høye marginaltap er en indikator på knapp overføringskapasitet, selv om sammenhengen er relativt komplisert i praksis.

Når det gjelder valg av tariffledd som skal justeres for marginaltap, anbefaler vi å innføre et eget tariffledd. Avregningsgrunnlaget for lokaliseringssignalet settes lik grunnlaget for de faste leddene i dagens modell både for produksjon og forbruk.. Begrunnelsen er at en justering av energileddet kan gi svært sterke utslag og påvirke tilbuds- og etterspørselskurven. Om eksempelvis marginaltapsprosenten dobles fra 10 til 20 prosent og kraftprisen er 40 øre/kWh, får vi en maksimal styrke i lokaliseringssignalet på 16 øre/kWh (fra minus 20 til pluss 20 prosent).

Nivået på lokaliseringssignalet kan også variere, men med utgangspunkt i dagens nivå på K-faktor og observerte nivåer i Sverige og Storbritannia foreslår vi et maksimalt nivå på +/- 2 øre/kWh ved marginaltapsfaktorer på +/- 15 prosent. (for forbruk må det gjøres en konvertering til en effekttariff).

Videre foreslår vi å benytte historiske gjennomsnitt av marginaltap som grunnlag for tariffjusteringen, for eksempel et tre- eller femårssnitt. Det reduserer betydningen av tilfeldige variasjoner som følge av tilsig, temperaturer og andre faktorer. Endringer i kraftsystemet vil medføre endringer i både marginaltap og de langsiktige marginale nettkostnadene i ulike områder. Justering av faste ledd basert på historiske marginaltap gir i det perspektivet ikke nødvendigvis riktige signaler. Over tid vil imidlertid endringer i kraftsystemet også reflekteres i marginaltapsfaktorene. Rasjonelle markedsaktører vil tilpasse seg de forventede tariffene og ikke dagens nivåer, og på den måten vil en modell basert på historiske tapsfaktorer også gi riktige signaler. Det er imidlertid viktig for forventningsdannelsen at Statnett informerer om de forventede konsekvensene for tariffene over tid av endringer i produksjon, forbruk og overføringskapasitet.

Den foreslåtte modellen har likhetstrekk med differensieringen av den såkalte effektavgiften i den svenske stamnettstariffen, som bygger på et tilsvarende prinsipp om behov for lokaliseringssignaler. Effektavgiften og tapskoeffisientene som ligger til grunn for energiavgiften er høyt korrelert. Det er verdt å merke seg at prinsippet om differensiering er beholdt etter at det ble innført prisområder i Sverige.

Prinsipielt ligner den foreslåtte modellen også på tariffmodellen som har vært i bruk i Storbritannia siden 2003. Med utgangspunkt i en lastflytmodell beregnes det inkrementelle kostnader ved økt innmating/uttak pr. punkt i nettet, som deretter legges til grunn for tariffene for bruk av transmisjonsnettet. Den britiske modellen er imidlertid vesentlig mer kompleks og krever betydelige administrative ressurser. Dersom en tilsvarende modell skal innføres i Norge, må det gjøres et utviklingsarbeid hos Statnett og det må gjennomføres en prosess for å forankre modellen blant nettkundene og regulator. Vi anbefaler derfor ikke at Statnett går i denne retningen nå.

En videreutvikling av K-faktor kan også være et alternativ

Vi vurderer at en justering av de faste leddene basert på marginaltap er den beste løsningen, gitt at modellen lar seg implementere rent praktisk. Dersom det ikke er mulig eller ønskelig å innføre en differensiering basert på marginaltap, er det et alternativ å videreutvikle K-faktor-modellen. I så fall bør modellen bygge på følgende elementer:

- Justeringen baseres på effektbalansen pr. nettavregningsområde. Effektbalansen kan måles som i dagens K-faktor-modell, det vil si ved forholdet mellom maksimalt effektuttak i referansetimer og tilgjengelig vintereffekt. Formålet med å bruke nettavregningsområder er å unngå at det gis uheldige lokaliseringssignaler pr. punkt i nettet.
- De faste leddene for produksjon bør også justeres for effektbalansen pr. område slik at modellen blir symmetrisk for produksjon og forbruk (det vil si at et fradrag i de faste leddene for forbruk kombineres med et tilsvarende tillegg for produksjon i det samme området, og vice versa). Avregningsgrunnlaget for produksjon kan fortsatt være gjennomsnittlig energiproduksjon.

1 INNLEDNING

1.1 Bakgrunn og problemstilling

Statnett gjennomfører i 2017 en evaluering av tariffmodellen for transmisjonsnettet. Statnetts gjeldende tariffstrategi løper til og med 2018. I dagens tariffmodell gis det lokaliseringssignaler via tariffens energiledd og K-faktoren som innebærer et lavere avregningsgrunnlag for forbruk som er lokalisert i samme punkt som kraftproduksjon. I tillegg vil forskjeller i områdepriser og anleggsbidrag gi lokaliseringssignaler. Produksjon står ikke overfor lokaliseringssignaler utover energiledd og områdepriser, samt eventuelle anleggsbidrag.

K-faktor for uttak kan begrunnes samfunnsøkonomisk som et korrektiv til manglende prissignaler, men det er ikke klart at K-faktor er den beste løsningen. Virkningene av dagens tariffmodell må også ses i lys av ulike drivkrefter for nettinvesteringer og den tilhørende kostnadsutviklingen i transmisjonsnettet. Vi observerer et økende innslag av lite forutsigbar og lite regulerbar produksjon som vindkraft, solceller og småskala vannkraft, kombinert med økende utveksling mot andre land som stiller nye krav til dimensjoneringen av nettet innenlands. Vi ser også at forbrukssiden får nye muligheter for fleksibilitet, samtidig som elektrifiseringen og kravene til leveringskvalitet og pålitelighet øker.

Statnett har på dette grunnlaget ønsket å få utredet følgende hovedproblemstilling:

Er det hensiktsmessig å utforme ytterligere prissignaler slik at lokalisering og dimensjonering av ny produksjon og nytt forbruk i større grad tar hensyn til de langsiktige kostnadene som påføres nettet?

Vurderingen er ikke bundet av dagens modell med K-faktor. Analysen tar videre utgangspunkt i en situasjon hvor anleggsbidrag i masket nett ikke er tillatt, men vi diskuterer også hvorvidt en åpning for anleggsbidrag i masket nett påvirker den anbefalte løsningen.

Prinsippene for fordeling av det residuale inntektsbehovet er ikke en del av problemstillingen i denne rapporten. Vi drøfter heller ikke utformingen av energileddet som sådan eller prinsippene for inndeling i prisområder, men vi diskuterer sammenhengen mellom utformingen av lokaliseringssignaler, energileddet og ordningen med områdepriser. Som grunnlag for analysen har vi lagt til grunn dagens modell for energileddet og den gjeldende prisområdeinndelingen. Analysen er videre avgrenset til tariffmodellen i transmisjonsnettet (det tidligere sentralnettet), selv om mange av de prinsipielle og praktiske argumentene også vil være gyldige på lavere nettnivåer.

En annen avgrensning er at vi legger til grunn at forbruk og produksjon kan tariffes omtrent som i dag på grunnlag av uttak og innmating av effekt og energi. Det kan skje omfattende endringer i bruken av transmisjonsnettet og mulighetene for å tariffere forbruk og produksjon som følge av teknologiske, markedsmessige og regulatoriske drivkrefter (jf. også EU-kommisjonens forslag om såkalte Local Energy Communities). Dersom slike utviklingstrekk skulle medføre store endringer i mulighetene for å tariffere produksjon og forbruk, må imidlertid hele tariffmodellen opp til diskusjon, ikke bare lokaliseringssignalene.

Det er ikke en del av prosjektet å lage konkrete forslag til tariffnivåer eller prissignaler pr. område, da det vil kreve et omfattende kvantitativt arbeid som uansett må gjøres av Statnett i etterkant. Vi har heller ikke gjort analyser av fordelingsvirkningene av alternative modeller. Fordelingsvirkningene må uansett analyseres i lys av Statnetts samlede tariffmodell, som faller utenfor rammen av denne rapporten.

1.2 Om rapporten

Rapporten er utarbeidet på oppdrag fra Statnett, og har følgende innhold:

- I kapittel 2 går vi gjennom det teoretiske grunnlaget for å ha lokaliseringssignaler i tariffene.
- I kapittel 3 beskriver vi dagens norske tariffmodell og gjør en vurdering av hvorvidt lokaliseringssignalene er samfunnsøkonomisk effektive.

- I kapittel 4 går vi nærmere inn på nivået på og sammenhengen mellom ulike lokaliseringssignaler i dagens norske tariffmodell.
- I kapittel 5 beskriver vi hovedtrekkene i lokaliseringssignalene i transmisjonsnettene i Sverige og Storbritannia.
- I kapittel 6 analyserer vi forskjellige modeller og gir våre anbefalinger om valg av løsning.

I arbeidet med rapporten har vi hatt flere møter med Statnett og fått oversendt ulike typer grunnlagsdata for dagens tariffmodell. Alle konklusjoner og synspunkter står imidlertid for THEMAs regning.

2 BEHOVET FOR LOKALISERINGSSIGNALER

I dette kapitlet drøfter vi behovet for lokaliseringssignaler i Statnetts tariffmodell med utgangspunkt i økonomisk teori og relevant norsk og internasjonal litteratur på området. Deretter gjør vi en vurdering av lokaliseringssignalene i dagens norske tariffmodell og vurderer behovet for ytterligere eller endrede lokaliseringssignaler. Deler av materialet er basert på THEMA (2013a, 2013b) og Econ Pöyry (2007, 2008).

2.1 Teoretisk bakgrunn

Overføringsnettet for kraft er et naturlig monopol. Det følger av at det er store faste kostnader knyttet til etablering og vedlikehold av nettet, mens de variable kostnadene knyttet til selve kraftoverføringen er små. Det er derfor ikke samfunnsøkonomisk effektivt med parallelle kraftnett. Det innebærer at gjennomsnittskostnadene er fallende med økende distribusjon, og at kraftnettet er preget av betydelige stordriftsfordeler. Spørsmålet vi drøfter i det følgende, er hvordan overføring av kraft bør prises for å gi en samfunnsøkonomisk effektiv drift og utbygging av nettet.

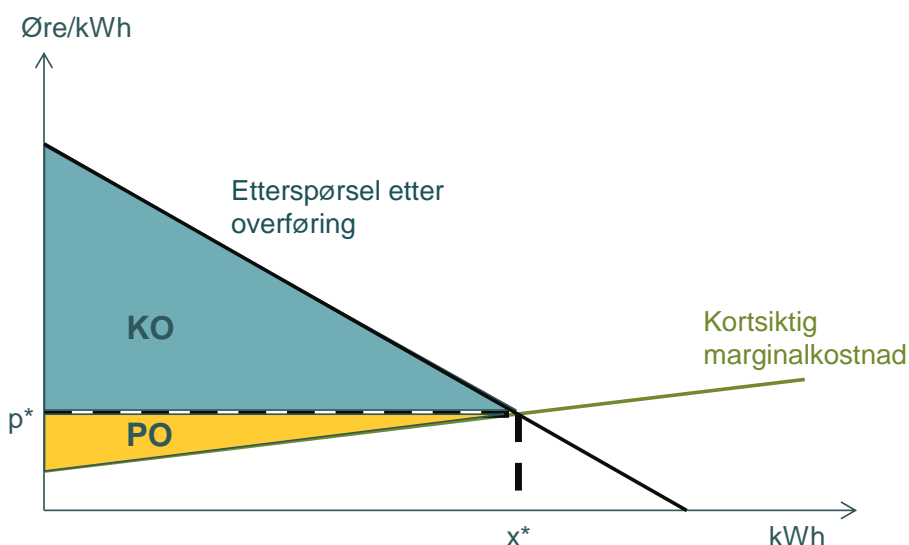
2.1.1 Optimale tariffer skal reflektere marginalkostnadene ved bruk av nettet

I henhold til samfunnsøkonomisk teori oppnår samfunnet en optimal ressursutnyttelse når prisene reflekterer de marginale kostnadene. Prising ut fra marginale nettkostnader gir derfor samfunnsøkonomisk optimal nettutnyttelse, også når nettet utgjør et naturlig monopol. I det følgende vil vi gå gjennom prinsippene for optimale tariffer og på det grunnlaget diskutere kriteriene for optimale lokaliseringssignaler.

Vi ser i første omgang bort fra de faste kostnadene, dvs. kostnadene som ikke varierer med det løpende forbruket på svært kort sikt. De variable kostnadene i kraftnettet på kort sikt utgjør en relativt liten andel av de totale nettkostnadene, og består i all hovedsak av kostnader knyttet til overføringstap. Tapene er tilnærmet kvadratiske som funksjon av overført energi, hvilket kan reflekteres i en lineært stigende kortsiktig marginalkostnad for en gitt energipris. En høyere energipris gir en høyere marginaltapskostnad for gitt marginaltapsatts. Variasjonen i både marginaltapskostnad og energikostnad bør i henhold til teorien reflekteres i det variable energileddet i nettariffen.

Den optimale prisen for bruken av nettet er den som gir likhet mellom etterspørsel etter overføring og den kortsiktige marginalkostnaden som er vist ved p^* i figuren. Ved pris lik p^* vil det samfunnsøkonomiske overskuddet være størst, reflektert ved $PO + KO$ (produsent- og konsumentoverskudd) i figuren nedenfor.

Figur 1: Optimal prising av overføring på kort sikt

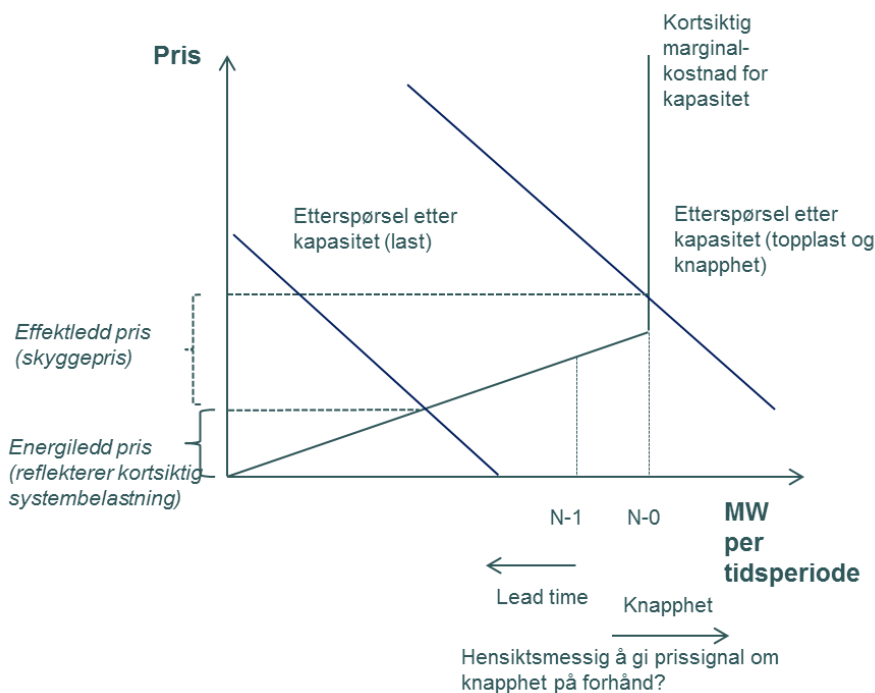


Hvis den tilgjengelige nettkapasiteten er knapp eller nærmer seg kapasitetsgrensen, kan det også være aktuelt å innføre prissignaler for å gi optimal utnyttelse av den knappe kapasiteten. I henhold til økonomisk teori skal prisen på et gode settes over marginalkostnaden når etterspørselen overstiger kapasiteten. Dermed klareres markedet på etterspørselssiden slik at forbruket med lavest betalingsvilje kuttes først. Først når prisene kommer opp mot langsiktig grensekostnad (kostnaden ved en marginal utvidelse av nettet), er det optimalt å investere for å øke kapasiteten i nettet.

I praksis er spørsmålet om optimal prissetting mer komplisert. Det er ikke åpenbart hva som er den relevante kapasitetsgrensen i nettet eller når man kan si at nettkapasiteten er knapp. Det henger sammen med at det er behov for sikkerhetsmarginer i nettet, f.eks. spesifisert som N-1-kriteriet, men det kan være mer komplisert å avgjøre hva som er nøyaktig nødvendig sikkerhetsmargin når man er på kapasitetsgrensen i et masket nett.

Ved beslutninger om investeringer i nettet vil nettselskapene gjerne også ta hensyn til at de kan bli ilagt straffegebyrer basert på KILE-satser ved bortfall av leveranser som følge av problemer i nettet. I tillegg krever investeringer i nettet en viss ledetid, noe som trekker i retning av at man heller vil investere i forkant enn i etterkant av en forventet forbruksøkning for å sikre at ikke kapasitetsøkningen kommer for sent. Det tilsier at en eventuell kapasitetstariff ilegges i dimensjonerende timer, det vil si de timene hvis last legges til grunn for investeringsbeslutninger i nettet. Endelig er investeringer i nettet sprangvise: Når man først investerer, er det lønnsomt å investere med en viss overkapasitet i stedet for å gjennomføre små, hyppige utvidelser (i den grad det er mulig).

Figur 2: Prising av kapasitetsknapphet



Kilde: THEMA (2013b)

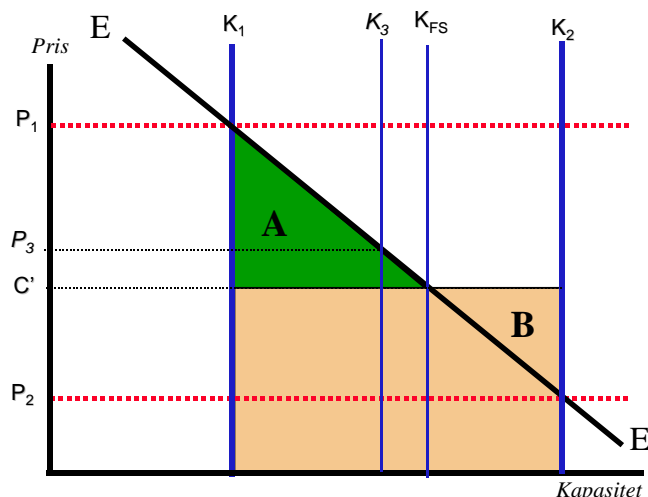
De variable leddene skal bidra til å gi riktige prissignaler om kostnader i nettet. Siden gjennomsnittskostnadene i kraftnettet er fallende, vil ikke en prissetting basert på kortsiktige marginalkostnader gi kostnadsdekning. Gitt en samfunnsøkonomisk optimal prissetting skaper derfor de faste kostnadene et residuallt inntektsbehov. For at nettselskapene skal oppnå kostnadsdekning må de faste kostnadene dekkes gjennom et residualledd. Dekning av de residuale kostnadene vil bidra til et effektivitetstap, siden prisen som forbruker møter ikke lenger reflekterer den marginale kostnaden knyttet til hans/hennes bruk av strøm. Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv bør disse faste kostnadene inndrives slik at effektivitetstapet blir så lite som mulig.

Prinsippene for en optimal inndekning av det residuale inntektsbehovet er ikke et tema for denne rapporten, men er drøftet i litteraturen.¹

Dersom vi har et system med perfekte nodepriser som speiler både tap, flaskehals og kvalitet, perfekt konkurranse i alle ledd og profittmaksimerende produsenter, der investeringer i nettet skjer ut fra samfunnsøkonomiske lønnsomhetsbetraktninger og investeringene er *skalerbare og reversible*, får vi riktige avveininger mellom investeringer i nett, produksjon og forbruk.² Slik er det imidlertid ikke i virkeligheten: utvidelser av kapasiteten i kraftoverføring og produksjon vil normalt skje i sprang. Samtidig har anleggene lang levetid og investeringene er økonomisk sett tilnærmet *irreversible*: Det vil sjelden være lønnsomt å ta ned igjen et anlegg som er bygget. Når man først skal bygge et nytt anlegg, er det på grunn av stordriftsfordeler ofte optimalt å ta hensyn til mulig vekst i etterspørselen etter kraftoverføring i løpet av anleggets levetid og dimensjonere anlegget for større uttak eller innmating enn hva den marginale etterspørselen tilsier isolert sett. Merk også at det er nødvendig å se på investeringens relative størrelse i det relevante området, det vil si at investeringen gir en merkbar endring i markedsbalanse, forsyningssituasjon og/eller priser i det aktuelle området (selv om det innebærer en liten endring i nasjonal målestokk).

Figuren nedenfor illustrerer problemet med sprangvise investeringer i mer detalj (eksemplet er hentet fra Econ Pöyry, 2007). Vi ser på et eksempel med en investering i produksjon, men resonnetet blir tilsvarende for storskala forbruk. Linjen E-E viser etterspørselen etter et produkt (for eksempel kraft) i et marked. Ved kapasiteten K_1 , blir prisen P_1 . Vi antar at de totale marginale kostnadene ved å utvide produksjonen (kapasiteten) er konstante og lik C' .

Figur 3: Sprangvise investeringer, lønnsomhet og prisvirkning



Kilde: Bråten (2001)

Vi merker oss følgende:

- Ved en kapasitet på K_1 er prisen høyere enn gjennomsnittskostnadene ved å produsere en enhet til. Dersom kapasiteten er *fritt skalerbar*, vil det være samfunnsøkonomisk optimalt å utvide produksjonen til K_{FS} , og i et marked med perfekt konkurranse og fri skalerbar teknologi vil dette bli løsningen. Ved utvidelsen øker det samfunnsøkonomiske overskuddet tilsvarende arealet av den mørke trekanten A. Hele gevinsten er i dette tilfellet en økning i konsumentoverskuddet.

¹ Se blant annet Bråten (2001), Bruunekreft et al. (2005), THEMA (2013b), CEPA (2015) og von der Fehr (2017).

² Problemet med sprangvise investeringer er drøftet i Bråten (2001). Se også Joskow og Tirole (2005) og Hogan (2003) for en drøfting av sprangvise investeringer i transmisjonsnett.

- Hvis den minste mulige utvidelsen er til K_2 , vil prisen etter utvidelsen bli P_2 . Når vi antar at etterspørselskurven uttrykker betalingsviljen for mer produksjon, er en slik utvidelse samfunnsøkonomisk lønnsom. Kostnadene ved utvidelsen er illustrert ved rektangelet mellom K_1 og K_2 og under C' . Nyttien ved utvidelsen er lik arealet under etterspørselskurven. Slik eksemplet er valgt, vil total nytte av utvidelsen være større enn total kostnad (arealet av den mørke trekanten A er større enn arealet av trekanten B). Selv om utvidelsen til K_2 er samfunnsøkonomisk lønnsom når man ikke kan gjøre mindre utvidelser, lar løsningen seg ikke uten videre realisere i et marked. Etter utvidelsen er prisen som nevnt P_2 , og denne prisen er for lav til å dekke kostnadene ved utvidelsen. Dette reiser spørsmålet om hvordan vi i slike tilfeller kan sikre et optimalt omfang på investeringene.
- Dersom det er mulig å gjøre mindre sprang i kapasitetsutvidelsen, vil man komme nærmere en optimal løsning. Hvis det for eksempel er mulig å gjøre en utvidelse til K_3 , vil prisen bli P_3 og dermed høyere enn kostnadene.³ En slik løsning kan dermed realiseres av markedet.

Generelt vil en markedsaktør ikke gjennomføre en investering hvis prisen *etter* investeringen ikke er høy nok til å dekke kostnadene ved investeringen.⁴ Uten andre inngrep vil sprangvise investeringer gi en markedsløsning der produksjonskapasiteten utbygges til det siste trinnet som er mindre enn K_{FS} i figuren (den kapasiteten vi ville fått dersom fri skalering var mulig). Den samfunnsøkonomisk optimale utbyggingen kan derimot godt medføre at vi skal bygge ut mer kapasitet enn K_{FS} . En markedsløsning kan derfor i en del tilfeller gi en underinvestering sammenlignet med det som er samfunnsøkonomisk optimalt. I tilfeller hvor den samfunnsøkonomisk optimale løsningen er mindre enn K_{FS} , oppstår ikke problemet.

Hovedproblemet ved sprangvise investeringer, slik vi har beskrevet over, er knyttet til at investorene ikke mottar en tilstrekkelig stor andel av den samfunnsøkonomiske nytten av investeringene. I eksemplet med utvidelse til K_2 , tilfaller for mye av gevinsten forbrukerne i form av økt konsumentoverskudd. Dermed blir ikke den optimale løsningen realisert. I eksemplet med utvidelse til K_3 , blir det derimot en gevinst for investor, og markedet kan realisere løsningen uten inngrep.

Når et prosjekt er samfunnsøkonomisk lønnsomt, men ikke bedriftsøkonomisk lønnsomt, er problemet at man ikke lykkes i å formidle tilstrekkelig mye av betalingsviljen fra de som har nytte av prosjektet, til de som skal bære kostnadene.

Problemet som er beskrevet i figuren over, vil neppe oppstå med bare én forbruker: forbrukeren vil da totalt sett komme best ut ved at prosjektet gjennomføres og han vil være villig til å betale for at prosjektet skal gjennomføres. Et slikt opplegg er vanskeligere å realisere når det er flere forbrukere involvert. Hver enkelt av dem vil tjene på å være gratispassasjer og la de andre forbrukerne betale. Det vil derfor i slike tilfeller være vanskelig å få fram den sanne betalingsviljen for mer produksjonskapasitet.

Mens nodepriser (og områdepriser) gir riktige signaler for både produksjon og investeringer, er de imidlertid ikke alltid nok for å få utløst investeringer. Selv om områdeprisene signaliserer hvor det er lønnsomt å investere, kan en investering i et lavprisområde snu situasjonen: et nytt produksjonsanlegg reduserer knappheten i området, og dermed faller prisen i området. En investor som bygger ut ny kraftproduksjon og dermed løser et lokalt forsyningsproblem kan oppdage at kraftprisene etter utbyggingen ikke er høyere enn utenfor området. Produsenter som lokaliserer seg slik at de fjerner en flaskehals eller reduserer risiko for utfall, får altså ikke uten videre betalt for det via kraftprisene. Dette kan føre til at investeringene ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme, selv om

³ I figuren har vi antatt at enhetskostnaden er den samme for de forskjellige kapasitetsutvidelsene. Det er neppe realistisk, men endrer ikke de prinsipielle konklusjonene.

⁴ En mer generell og presis formulering er at prisbanen i tiden etter investeringen må være slik at nåverdien av netto kontantstrøm dekker investeringskostnadene. Her er vi imidlertid bare opptatt av virkningen av en enkelt investering og antar som en forenkling at det er én fast pris uten investering og en annen og lavere fast pris med investeringen.

de er samfunnsøkonomisk lønnsomme (eller at det gjennomføres nettinvesteringer, selv om investeringer i ny produksjon er samfunnsøkonomisk sett mer lønnsomme).

På samme måte som en investering kan fjerne områdeprisdifferansen, kan en investering forandre fortegnet på marginaltapsleddet, og dermed får ikke produsenten full uttelling for den samfunnsøkonomiske gevinsten av investeringen sin. I verste fall kan forandring av fortegnet gjøre investeringen ulønnsom.

Drøftingen ovenfor har primært handlet om tariffer og prissignaler for løpende bruk av nettet. Det følger imidlertid av de samme samfunnsøkonomiske prinsippene at nettkunder bør stilles overfor de langsiktige kostnadene de påfører systemet i forbindelse med investeringer i nettanlegg som er kundespesifikke. Dette kan for eksempel skje gjennom anleggsbidrag.

For investeringer i masket nett er bruken av anleggsbidrag som prissignal mer komplisert. I den grad langsiktig marginalkostnad kan reflekteres på en korrekt måte, kan et virkemiddel som anleggsbidrag i masket nett bidra til en bedre samfunnsøkonomisk løsning. Det er imidlertid viktig at alle relevante kunder stilles overfor signalet, ikke bare den siste kunden som utløser selve investeringen (se også von der Fehr, 2017). Det skyldes at den sist ankomne kunden ikke nødvendigvis er den marginale kunden med lavest betalingsvilje for tilknytning til nettet (i prinsippet hadde det vært ønskelig med et annenhåndsmarked for nettinvesteringer). Det er derfor tvilsomt om utstrakt bruk av anleggsbidrag i masket nett vil være samfunnsøkonomisk effektivt.

2.2 Lokaliseringssignaler

Med utgangspunkt i analysen i forrige avsnitt kan vi nå fastslå hvorfor teoretisk optimale tariffer vil variere mellom ulike punkter i nettet og hvorfor en optimal tariffmodell skal inneholde lokaliseringssignaler:

- Virkningen på tapene i nettet av innmating og uttak vil variere mellom ulike punkter i nettet (og over tid avhengig av flyten i det samlede nettet og den konkrete situasjonen i hvert enkelt punkt). Det vil si at et teoretisk optimalt marginaltapsledd skal differensieres geografisk. Dette gir kortsiktige signaler til markedsaktørene om tilpasning av forbruk og produksjon, men gir også langsiktige signaler om verdien av å øke kapasiteten (høye tap er en indikator på at kapasiteten er knapp).
- Tilgangen på overføringskapasitet varierer avhengig av forholdet mellom produksjon og forbruk i ulike områder (energi- og effektbalanse), og den vil også variere over tid. Det vil si at eventuelle kapasitetsledd eller område-/nodeprisforskjeller for å rasjonere knapp overføringskapasitet vil variere avhengig av plassering i nettet. På tilsvarende måte som for marginaltapsledd vil kapasitetsavgifter eller prisforskjeller gi signaler både på kort og lang sikt.
- Behovet for kundespesifikke investeringer for å knytte nye kunder til nettet (eller forsterke kapasiteten til eksisterende kunder) vil variere. Det betyr at kundespesifikke betalinger som anleggsbidrag også vil variere geografisk.

At en tariffmodell inneholder elementene i lista ovenfor, er imidlertid bare en nødvendig og ikke en tilstrekkelig betingelse for optimalitet. Forekomsten av sprangvise investeringer er en viktig årsak til det, jf. diskusjonen i forrige avsnitt

I tillegg til tariffer som reflekterer marginaltap, knapphet på kapasitet og kundespesifikke investeringer er det derfor ønskelig å vurdere om det er behov for ytterligere lokaliseringssignaler. Det er i den forbindelse flere kriterier som vil være relevante. Det er selvsagt viktig at signalene reflekterer underliggende forskjeller i langsiktige marginalkostnader i nettet. I tillegg bør de være relativt stabile og fastsettes på en transparent måte som gjør det mulig for nettkundene å tilpasse seg signalene som gis. Videre bør både produksjon og forbruk stilles overfor lokaliseringssignalene.

Samtidig er det viktig å være klar over at det er begrenset hvor mye man kan oppnå ved å lage mer raffinerte prissignaler i nettariffene. Det skyldes at de underliggende tekniske og økonomiske sammenhengene er svært komplekse, og de varierer over tid. Det bør derfor ikke være noe mål om

at eventuelle lokaliseringssignaler utover marginaltap, kapasitetsavgifter og anleggsbidrag skal være teoretisk perfekte i seg selv, men at de bidrar til en bedre løsning samfunnsøkonomisk enn om de ikke var til stede.

Hva som vil være riktige langsiktige lokaliseringssignaler, vil åpenbart variere avhengig av den konkrete situasjonen i nettet. Prinsipielt er det ingenting i veien for at signalet kan være negativt dersom økt innmating eller uttak medfører lavere nettkostnader, jf. også diskusjonen av marginaltap ovenfor. Signalene kan også gis gjennom egne tariffen eller ved en differensiering av variable eller residuale ledd.

Hva som er den beste løsningen, må derfor vurderes ut fra a) de teoretiske egenskapene til aktuelle modeller og b) empiriske forhold knyttet til kraftsystemet. Dette er spørsmål som drøftes nærmere i de neste kapitlene.

Vår vurdering av behovet for lokaliseringssignaler er i stor grad sammenfallende med analysen i von der Fehr (2017). Se også Econ Pöyry (2007) og THEMA (2013, 2016).

2.3 Oppsummering

Vi har i dette kapitlet analysert prinsippene for samfunnsøkonomisk effektive lokaliseringssignaler i nettarene. Vi har kommet fram til følgende hovedkonklusjoner:

- Nettkundene bør stilles overfor kostnadene ved marginaltap og kapasitetsknapphet gjennom tariffen eller andre elementer i markedsdesignet. I tillegg bør kostnadene ved kundespesifikke investeringer belastes de aktuelle kundene gjennom anleggsbidrag.
- Tariffen som gir optimale signaler om kortsiktige marginalkostnader, knapphet på overføringskapasitet og kundespesifikke investeringer gir ikke tilstrekkelige prissignaler om langsiktige nettkostnader, blant annet som følge av sprangvise investeringer. Det kan derfor være behov for ytterligere lokaliseringssignaler.
- Behovet for og utformingen av supplerende lokaliseringssignaler må vurderes ut fra både teoretiske egenskaper ved alternative modeller og de konkrete forholdene i nettet. Signalene kan gis med utgangspunkt i egne tariffen eller ved differensiering av øvrige tarffelementer. Både produksjon og forbruk bør stilles overfor signalene.

3 DAGENS NORSKE TARIFFMODELL

I dette kapitlet gir vi en beskrivelse av den gjeldende tariffmodellen i transmisjonsnettet, med vekt på lokaliseringssignalene. Deretter gir vi vår vurdering av lokaliseringssignalene i lys av den teoretiske analysen i forrige kapittel. Avslutningsvis drøfter vi hvordan tariffmodellen kan videreutvikles på et overordnet nivå for å ivareta behovet for samfunnsøkonomisk effektive lokaliseringssignaler. Mer detaljerte forslag til alternative modeller diskuteres i senere kapitler.

3.1 Beskrivelse av tariffmodellen

I dag praktiserer Statnett en todelt tariffmodell (energi- og fastledd) der fastleddet har som formål å virke minst mulig vridende på etterspørselen, samtidig som det i praksis kan gi lokaliseringssignaler til forbruk. Med dagens regelverk praktiseres ikke anleggsbidrag i det maskede nettet.

Alle nettkunder betaler energiledd basert på en marginaltapsfaktor pr. punkt i nettet, som ganges med områdeprisen. Energileddet kan være positivt eller negativt avhengig av om innmating eller uttak øker eller reduserer overføringstapene. Marginaltapsfaktoren er begrenset administrativt til +/- 15 prosent, og fastsettes ukentlig med utgangspunkt i lastflytanalyser og prognoser for forbruk og produksjon. Marginaltapsfaktoren differensieres mellom ukedag/helg og dag/natt (06-22/22-06). I prinsippet innebærer modellen at energileddet kan variere mellom -4,5 og +4,5 øre/kWh ved en kraftpris på 30 øre/kWh. Vi kommer tilbake til nivået på energileddet i praksis i neste kapittel.

Fastleddet for produsenter (innmatingstariffen) differensieres ikke mellom kraftverk. Innmatingstariffen (fastleddet) for produksjon er fastsatt til 1,3 øre/kWh som reflekterer en sum av 1,2 euro/MWh (i overkant av 1,1 øre/kWh) for faste kostnader (lik taket fastslått i EU-forordning 838/2010) og 0,2 øre/kWh i betaling for systemtjenester. Samlet vil dette utgjøre fastleddet for produksjon.

Statnett har tidligere benyttet en såkalt innfasingstariff eller rabatt for ny produksjon i områder der ny produksjon har vært særlig nettmessig gunstig (Midt-Norge og BKK-området). Innfasingstariffen er satt lik 0,1 øre/kWh, der rabattelementet avhenger av nivået på den generelle innmatingstariffen. Ordningen er ikke lenger i bruk. Enkelte kraftverk har imidlertid fortsatt en innfasingstariff i henhold til de gamle reglene ettersom avtaleperioden for tariffen var 15 år fra produksjonsstart.

Fastleddet for forbruk differensieres basert på tre kriterier:

- Nærhet til produksjon (K-faktormodellen)
- Størrelse og stabilitet (Stort, stabilt forbruk)
- Fleksibilitet (Fleksibelt forbruk)

K-faktoren innebærer en justering av avregningsgrunnlaget for forbruk, effektuttaket i systemets topplasttime. K-faktoren er gitt ved forholdet mellom forbruket bak det aktuelle punkt i systemets topplasttime og summen av forbruk og produksjon (tilgjengelig vintereffekt) bak samme punkt. Et lavt forholdstall tilsier dermed at det ligger mye produksjon bak punktet. Et høyt forholdstall tilsier det motsatte. Avregningsgrunnlaget blir dermed lavere for forbruk i punkter der det ligger mye produksjon bak. K-faktoren er begrenset nedad til 0,5 (det vil si maksimalt 50 prosent reduksjon av avregningsgrunnlaget). Beregnet K-faktor for punktet benyttes ved justering av avregningsgrunnlaget for alt forbruk i tilknytningspunktet. Det betyr at K-faktormodellen også er basis for tariffing av stort, stabilt forbruk og fleksibelt forbruk.

Vi går ikke nærmere inn på rabattordningen for stort stabilt forbruk i denne rapporten. Denne ordningen avhenger av egenskaper ved den enkelte forbruker og er ikke relatert til lokalisering.

I tillegg til Statnetts tariffer er det elementer i kraftmarkedsdesignet som gir lokaliseringssignaler i nettet. Statnett bruker prisområder i spotmarkedet til å balansere overføringen mellom ulike områder i transmisjonsnettet. For tiden er det 5 norske prisområder. Ved knapphet på overføringskapasitet vil markedsprisene tilpasses slik at prisene blir høyere i områder med underskudd på kraft og lavere i områder med overskudd. Flaskehalsinntektene avregnes mot Statnetts tariffinntekter slik at summen av tariffer og flaskehalsinntekter lik inntektsrammen over tid. Flaskehalsinntektene er ikke

en tariff, men bidrar med lokaliseringssignaler og kan sammenlignes med en kapasitetsavgift som rasjonerer knapp overføringskapasitet.

Tabell 1: Oversikt over dagens tariffsystem og lokaliseringssignaler

Tariffelement	Beskrivelse	Lokaliseringssignaler
Energiledd	Marginaltapsprosent (+/-) x områdepris pr. punkt i nettet	Ja
Faste ledd uttak	Basert på historisk effektuttak (5 år) i systemets topplasttime Justering for stort og stabilt forbruk, K-faktor og fleksibelt forbruk	Stort og stabilt forbruk: Nei K-faktor: Ja Fleksibelt forbruk: Nei
Faste ledd innmating	Basert på historisk energiproduksjon, inkluderer betaling for systemdriftskostnader	Nei (utenom historisk innfasingstariff)
Reaktiv effekt	Tariffering av innmating/uttak i de tilfellene der reaktiv effekt er til ulempe for systemet	Ja
Anleggsbidrag	Kundespesifikke investeringer, omfatter ikke investeringer i masket nett	Ja
Områdepriser	Områdeprisforskjeller for å skape balanse i overføring mellom prisforskjeller	Ja

Kilde: Statnett

3.2 Vurdering av lokaliseringssignalene i dagens modell

3.2.1 Bakgrunn

Begrunnelsen for innføring av K-faktormodellen i 2003 var at modellen tar hensyn til samlokalisering av forbruk og produksjon (Statnett, 2002). Sammenlignet med alternative modeller diskutert i 2003, ble K-faktormodellen dessuten vurdert som en enklere og mer konsistent modell enn den gjeldende modellen i 2003. Det ble imidlertid ikke gitt noen samfunnsøkonomisk begrunnelse for hvorfor samlokalisering burde belønnes i tariffmodellen.

En del av bakgrunnen for å vurdere K-faktor og andre lokaliseringssignaler er endringene som vi observerer i kraftsystemet. Det har vært en sterk vekst i investeringene i ikke-regulerbar og lite forutsigbar kraftproduksjon som småskala vannkraft og vindkraft, og det er en økende interesse for å etablere nytt storskala forbruk blant annet i form av datasentre og utvidelser innen kraftintensiv industri. Erfaringene fra både Norge og andre europeiske land er at denne utviklingen medfører en sterk vekst i nettkostnadene. Det er derfor viktig for total kostnadene i kraftsystemet med en tariffmodell som gir samfunnsøkonomisk effektive signaler.

I det følgende vurderer vi K-faktor og andre elementer i tariffmodellen som lokaliseringssignal. K-faktor kan også ha en funksjon som verktøy for å fordele det residuale inntektsbehovet, men det drøftes ikke i denne rapporten. Analysen nedenfor bygger i stor grad på THEMA (2016). Vi henviser også til von der Fehr (2017) for en diskusjon av K-faktor som lokaliseringssignal.

3.2.2 K-faktor vs. andre signaler

K-faktor belønner samlokalisering av produksjon og forbruk og gir på den måten et prissignal til etablering og opprettholdelse av forbruk. Et sentralt spørsmål er i hvilken grad samlokalisering faktisk gir mindre behov for nett.

Spørsmålet om samlokalisering gir mindre behov for nett, er sammensatt. Anleggene ut til de enkelte kundene må uansett dimensjoneres for å dekke topplastforbruket når kraftverkene i samme punkt ikke er i drift. En forbruker med et uttak på 100 MW krever en overføringskapasitet på 100 MW i uttakspunktet, uavhengig av om det er et kraftverk i samme punkt eller ikke. På den andre siden vil etablering av nytt forbruk i et punkt med mye produksjon kreve små eller ingen nettinvesteringer av

betydning. Samlokalisering vil dessuten bidra til lavere tap og færre flaskehalsen i det maskede nettet, noe som også reflekteres gjennom energileddet og områdeprisforskjeller i prinsippet. Reduserte tap og flaskehalskostnader vil ofte være viktige faktorer i en samfunnsøkonomisk lønnsomhetskalkyle for en investering i sentralnettet.

Samlet sett vil derfor nærhet mellom produksjon og forbruk føre til et mindre behov for nettinvesteringer over tid. Samlokalisering kan på dette grunnlaget motivere en tariffreduksjon, i samsvar med kravet om differensiering ut fra relevante nettforhold.

For at K-faktor skal gi en samfunnsøkonomisk effektiv løsning, er det imidlertid viktig at forbrukerne ikke kompenseres dobbelt gjennom andre elementer i tariffsystemet eller markedsdesignet, og at signalet som gis gjennom K-faktor og andre elementer er noenlunde riktig (men ikke fullstendig perfekt, siden vi tidligere har argumentert for at det ikke er mulig å oppnå i praksis).

Differensiering av tariffen ut fra lokalisering vil gi en belønning for å velge et nettmessig gunstig tilknytningspunkt. Etablering av nytt stort uttak i punkter uten produksjon kan derimot møtes med krav om anleggsbidrag, slik at forbrukere som velger en ugunstig lokalisering nettmessig blir straffet økonomisk. I det perspektivet kan belønning av samlokalisering gjennom K-faktor oppfattes som dobbelt betaling og et overflødig incentiv, gitt at det er mulig å kreve anleggsbidrag for tilknytninger i sentralnettet (vi snakker her om anleggsbidrag for å dekke kostnadene ved kundespesifikke investeringer og ikke anleggsbidrag ved investeringer i det maskede nettet). Det er også et poeng at K-faktor bare gjelder forbruk.

Spørsmålet om verdien av samlokalisering er mer komplisert enn bare de kundenære nettanleggene og investeringskostnader knyttet til den enkelte forbruker. Vi må også vurdere virkningen av andre tariffen og markedsdesign i kraftmarkedet for øvrig. Områdepriser og energiledd reflekterer også verdien av å velge lokalisering i områder med mye produksjon, selv om særlig områdeprisene er et vesentlig mindre finmasket verktøy enn tariffene (som beregnes pr. punkt i nettet). Det gis ikke signaler om interne flaskehalsen i prisområdene, noe som betyr at lokaliseringssignalene gjennom områdeprisene ikke er helt presise (utenom til de kundene som bidrar med spesialregulering for å løse de interne flaskehalsene).

Konsekvensen av energileddet er altså at en forbruker i samme punkt som kraftproduksjon forventningsmessig vil betale lavere energiledd (eller til og med stå overfor negative energiledd) enn kunder i punkter uten produksjon. Videre vil forbrukere i områder med mye kraftproduksjon ventes å betale lavere områdepriser, i den grad områdeprisforskjeller gjør seg gjeldende. Disse momentene trekker isolert sett i retning av at forbrukerne overkompenseres.

På den andre siden er det trolig slik at de sparte nettkostnadene knyttet til tap, flaskehalsen og lavere investeringer ikke fullt ut tilfaller forbrukerkundene som velger samlokalisering. En viktig årsak er at kapasiteten i nettet ikke kan utvides kontinuerlig, men må utvides i større eller mindre trinn (sprangvise investeringer). I et nett med relativt god kapasitet vil marginalkostnadene knyttet til økt bruk av nettet være lave og prissignalene ved økt bruk av nettet bør derfor være tilsvarende svake eller fraværende. Tilsvarende vil det i et nett nær kapasitetsgrensen være svært høye kostnader forbundet med økt uttak. Dette illustrerer også at det er en sammenheng mellom kortsiktige og langsiktige prissignaler.

At kapasiteten utvides i sprang, betyr også at nettet til en viss grad er et kollektivt gode, spesielt i det maskede nettet, men også i radielle anlegg med flere kunder tilknyttet: Så lenge kapasiteten ikke er knapp, påfører økt bruk av én kunde ikke økte kostnader ut over eventuelt økte marginaltap (eller fortregning) av andre kunder i nettet. Prising av kollektive goder på individuell basis gir generelt underutnyttelse av godet. Dette kompliserer spørsmålet om effektive prissignaler til individuelle nettkunder ytterligere.⁵

Prissignaler i form av energiledd og områdepriser vil derfor aldri reflektere de fulle samfunnsøkonomiske nettkostnadene ved økt eller redusert kraftforbruk. Heller ikke nodepriser vil

⁵ Se THEMA (2013b) for en nærmere diskusjon av dette.

gi perfekte prissignaler.⁶ Videre er anleggsbidrag begrenset til kundespesifikke investeringer og kan ikke brukes ved investeringer i det maskede nettet. En samlokaliseringssignalfaktor kan kompensere for manglende prissignaler gjennom andre tariffen og områdepriser.

Et annet spørsmål er hvordan nivået på faktoren skal fastsettes. Generelt vil kostnadene ved å øke uttaket variere mellom ulike lokaliseringer i nettet og størrelsen på uttaket. Belønning av samlokalisering gjennom en generell faktor gir i noen tilfeller overkompensasjon for sparte nettkostnader, i andre tilfeller underkompensasjon. Hvorvidt den samlede kompensasjonen er riktig, har vi ikke grunnlag for å vurdere.

Selv om det er sterke argumenter for at prissignalene via kraftmarkedet og tariffene ikke er perfekte, er det likevel ikke gitt at K-faktor-modellen er den riktige. Modellen er relativt grov og mekanisk, og kan gi vilkårlig utslag i tariffene pr. punkt. Det er prinsipielt fullt mulig å ha en lav K-faktor i et punkt inne i et område med stort underskudd på kraft og knapphet på overføringskapasitet. Denne effekten forsterkes av at K-faktor begrenses administrativt til en nedre grense på 0,5. En økning i forbruket i et punkt vil ikke påvirke K-faktor før denne grensen er passert. «Sann» K-faktor kan være tilnærmet 0 i teorien, mens den faktiske vil være 0,5 – forbruket kan da økes inntil «sann» K-faktor blir 0,5 før den påvirker tariffgrunnlaget for forbruk i punktet.

Det er derfor etter vår vurdering mye som tyder på at dagens K-faktor ikke er den mest treffsikre modellen for å gi samfunnsøkonomisk riktige lokaliseringssignaler.

3.2.3 Samspill med andre virkemidler

Samtidig som vi vurderer at dagens tariffsystem ikke gir tilstrekkelig gode lokaliseringssignaler, må vi også vurdere om det er andre virkemidler som kan bidra til å redusere behovet. Konsesjonssystemet for investeringer i transmisjonsnettet kan bidra til å redusere problemer med manglende prissignaler. NVE og OEDs konsesjonsbehandling kan stanse samfunnsøkonomisk ulønnsomme nettinvesteringer. Systemet gir likevel ingen garanti for at de lønnsomme prosjektene fremmes, slik at bare deler av problemet med manglende prissignaler løses. Det er heller ikke klart at systemet vil være like egnet til å håndtere endringer i storskala forbruk som ikke nødvendigvis krever de samme typene konsesjoner som nye kraftverk. Det siste momentet forsterkes av at unntaksvilkårene for fritak fra tilknytningsplikten i energiloven er strengere for forbruk enn for produksjon.

Et annet mulig virkemiddel er økt bruk av anleggsbidrag i masket nett. I teorien kan man tenke seg at utstrakt bruk av anleggsbidrag i masket nett i stor grad fjerner behovet for langsiktige lokaliseringssignaler utover energiledd og områdepriser. Det er imidlertid flere praktiske utfordringer knyttet til beregning og ilegging av slike anleggsbidrag (herunder problemet med å identifisere den marginale nettkunden og risikoen for at kundene stilles overfor ulike priser til tross for at de reelt sett påfører systemet de samme kostnadene, jf. igjen von der Fehr, 2017), og det er igjen slik at sprangvise investeringer og andre faktorer medfører at det ikke er mulig å etablere helt presise signaler. Økt bruk av anleggsbidrag i masket nett vil på dette grunnlaget redusere behovet for andre langsiktige prissignaler, men vil ikke fjerne det.

Endelig vil vi påpeke at økt bruk av prisområder kan redusere behovet for lokaliseringssignaler via andre tariffen, særlig dersom dette virkemidlet kombineres med en streng investeringsstrategi fra Statnetts side der områdeprisforskjeller ikke automatisk utløser nettførsterkninger. Vi sikter da til en modell der flaskehalser håndteres ved at det etableres flere prisområder med et mer begrenset geografisk omfang enn i dag. Det vil medføre at overføringsbegrensninger i større grad vil bli synlig for markedsaktørene og ha en økonomisk kostnad, noe som i sin tur vil gi sterkere signaler om lokalisering av nytt forbruk og ny produksjon. Samtidig vil en slik løsning neppe fjerne behovet for mer langsiktige lokaliseringssignaler helt, jf. diskusjonen om sprangvise investeringer. Vi drøfter ikke prisområdeinndelingen nærmere her, men nøyer oss med å påpeke at endringer i markedsdesign

⁶ THEMA og Møreforskning Molde (2011) redegjør for dette i detalj og inneholder referanser til relevant litteratur.

og andre tariffen vil ha betydning for hvordan de øvrige lokaliseringssignalene utformes. Tariffmodellen må vurderes med jevne mellomrom for å se om effektiviteten kan forbedres.

3.3 Oppsummering: Behovet for lokaliseringssignaler

Vi har i dette kapitlet beskrevet og vurdert lokaliseringssignalene i dagens tariffmodell ut fra de samfunnsøkonomiske kriteriene vi etablerte i kapittel 2. Vi gjør følgende vurdering av behovet for lokaliseringssignaler:

- De kortsiktige prissignalene gjennom energiledd og områdepriser er nødvendige, men ikke tilstrekkelige. Det skyldes i særlig grad forekomsten av sprangvise investeringer og det faktum at områdeprisene beregnes for relativt store områder uten at interne flaskehalsen synliggjøres.
- Dagens modell for K-faktor gir misvisende signaler fordi lokaliseringssignalet gis pr. punkt i nettet uten at det tas hensyn til de faktiske langsiktige marginalkostnadene. I tillegg er modellen begrenset til forbruk. Lokaliseringssignaler som gis i tillegg til energiledd og områdepriser bør gjøres gjeldende både for produksjon og forbruk.
- Samlet sett er det derfor ønskelig å vurdere hvordan lokaliseringssignalene i den norske tariffmodellen kan forbedres.

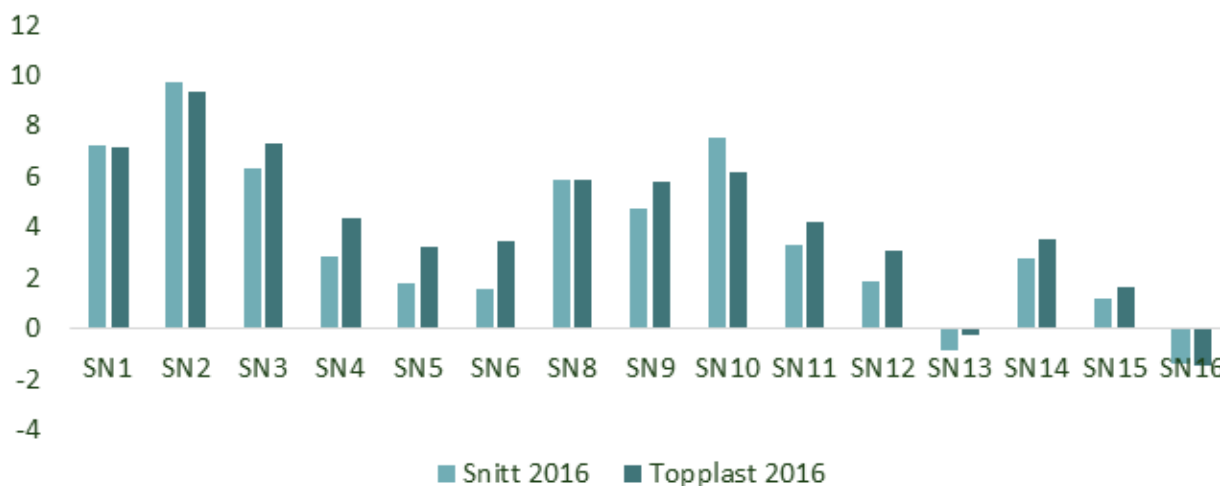
4 SAMMENHENGEN MELLOM PRISSIGNALER OG KOSTNADER I DAGENS TARIFFMODELL

I forrige kapittel konkluderte vi med at det er ønskelig med tariffen som gir lokaliseringssignaler utover det som følger av dagens tariffen og på en mer presis måte enn K-faktor gjør. For å utforme en egnet modell trenger vi da mer informasjon om hvordan de øvrige prissignalene henger sammen med kortsiktige og langsiktige nettkostnader. I dette kapitlet drøfter vi derfor sammenhengen mellom prissignaler i dagens tariffmodell og langsiktige marginalkostnader basert på utvalgte case basert på informasjon i konseptvalgutredninger (KVU). Et viktig spørsmål i den forbindelse er sammenhengen mellom lokaliseringssignalene i form av K-faktor, marginaltap og områdepriser. Et annet sentralt spørsmål er om vi kan si noe om sammenhengen mellom kortsiktige og langsiktige marginalkostnader i nettet, jf. også den teoretiske analysen i kapittel 2.

4.1 Prissignalene i dagens tariffmodell pr. nettavregningsområde

Vår analyse av marginaltapet viser at det er systematiske forskjeller mellom nettavregningsområdene (MGA-områdene).⁷ I figuren nedenfor viser vi det gjennomsnittlige marginaltapet pr. MGA-område på dagtid, referert produksjon (det vil si at en positiv tapsprosent innebærer en betaling fra produksjon). Både marginaltapet i uke 1 (som vi har valgt å definere som topplast) og gjennomsnittet i 2016 er vist i figuren. Det marginale tapet i topplastuken har en liten differanse mot gjennomsnittet, men begge seriene har de samme hovedtrekkene. Marginaltapet er høyest i MGA-områdene som ligger lengst nord i landet (SN1, SN2 og SN3), etterfulgt av noen områder på Vestlandet (SN8, SN9 og SN10). Sør- og Østlandet (SN13 og SN16) har begge negative marginaltap. Ettersom marginaltapet er svært avhengig av driftssituasjonen varierer marginaltapet mye gjennom året flere steder i landet. Vi observerer at forbruksintensive områder som Stor-Oslo og Sør-Rogaland har et gjennomsnittlig negativt marginaltap som favoriserer lokalisering av ny produksjon og et langsiktig investeringsbehov som er utløst av nytt forbruk.

Figur 4: Marginaltap i prosent (dag), gjennomsnitt pr. MGA-område referert produksjon



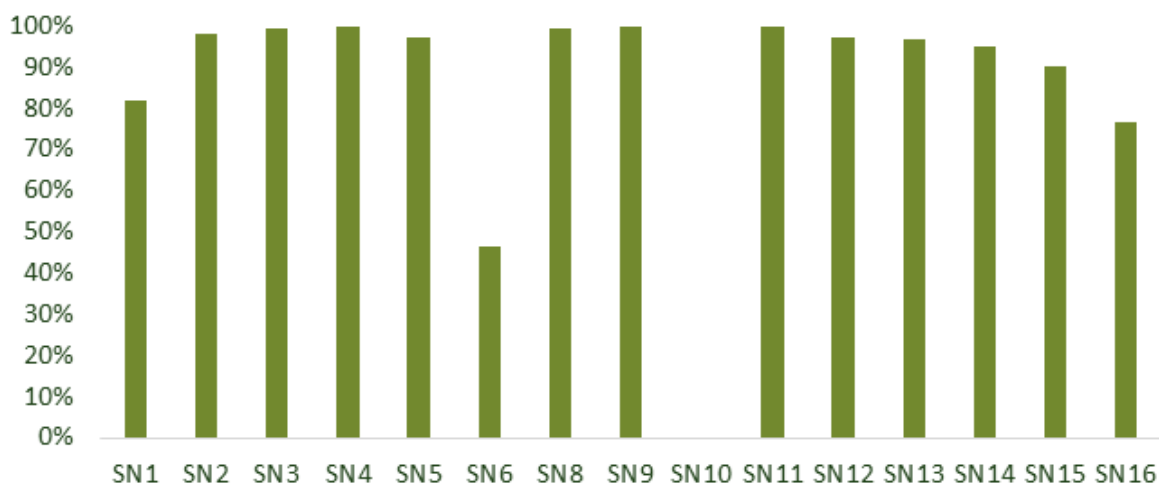
Kilde: THEMA-analyse basert på data fra Statnett

Figuren nedenfor viser den gjennomsnittlige korrelasjonen mellom marginaltapspunktene i hvert MGA-område. Korrelasjonen er beregnet for topplastuken i perioden 2010 til 2016. Marginaltapet er preget av en høy korrelasjon i de fleste områdene. SN6 skiller seg ut med en korrelasjon på under 0,5. Analysene viste at omtrent halvparten av marginaltapspunktene har en korrelasjon på over 0,75,

⁷ Nettavregningsområde er definert i avregningsforskriften som et område fastsatt av avregningsansvarlig hvor uttak, innmating og utveksling av kraft med tilgrensede nettavregningsområder kan måles.

mens resten er ukorrelerte og noen få omvendt korrelerte. SN10 skiller seg ut ved at det bare er ett punkt, og har dermed ingen korrelasjon.

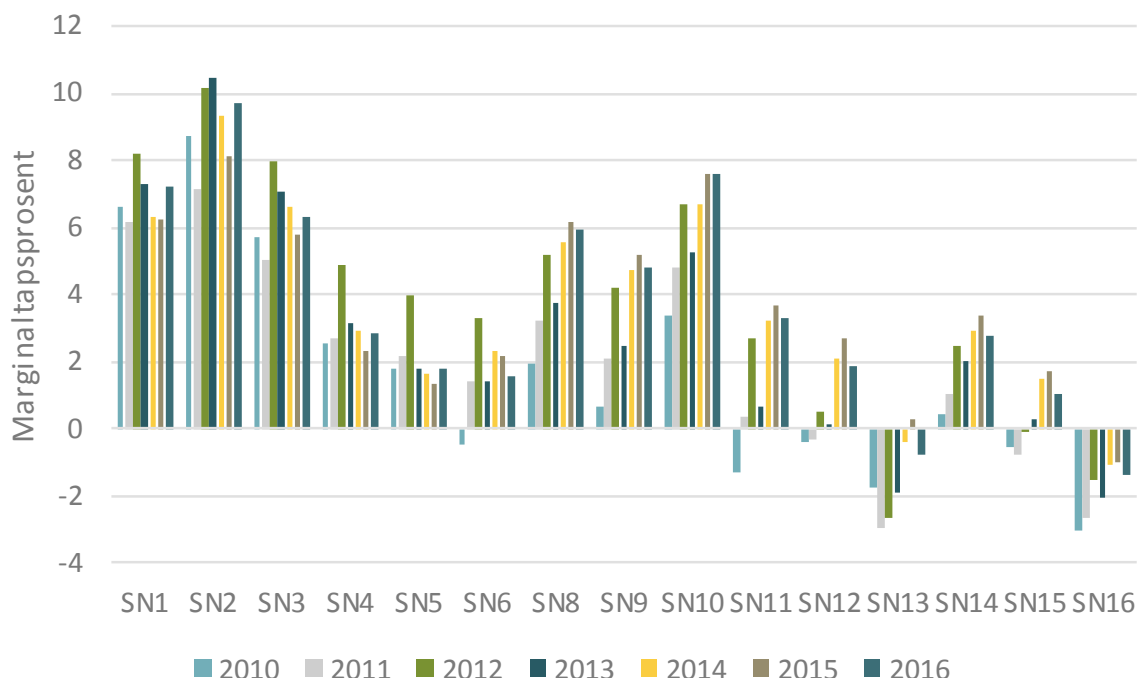
Figur 5: Gjennomsnittlig korrelasjon mellom punktene i hvert MGA-område



Kilde: THEMA-analyse basert på data fra Statnett

I figuren nedenfor viser vi hvordan marginaltapet i topplast (definert som dagtid uke 1) varierer fra år til år. Standardavviket til marginaltapsprosenten pr. område er i størrelsesorden 1 prosent. Det er variasjoner i tapsprosenten fra år til år avhengig av tilsig, temperaturer og selvsagt investeringer i kraftsystemet, men rangeringen mellom områdene er relativt lik.

Figur 6: Marginaltap i topplast pr. MGA-område 2010-2016

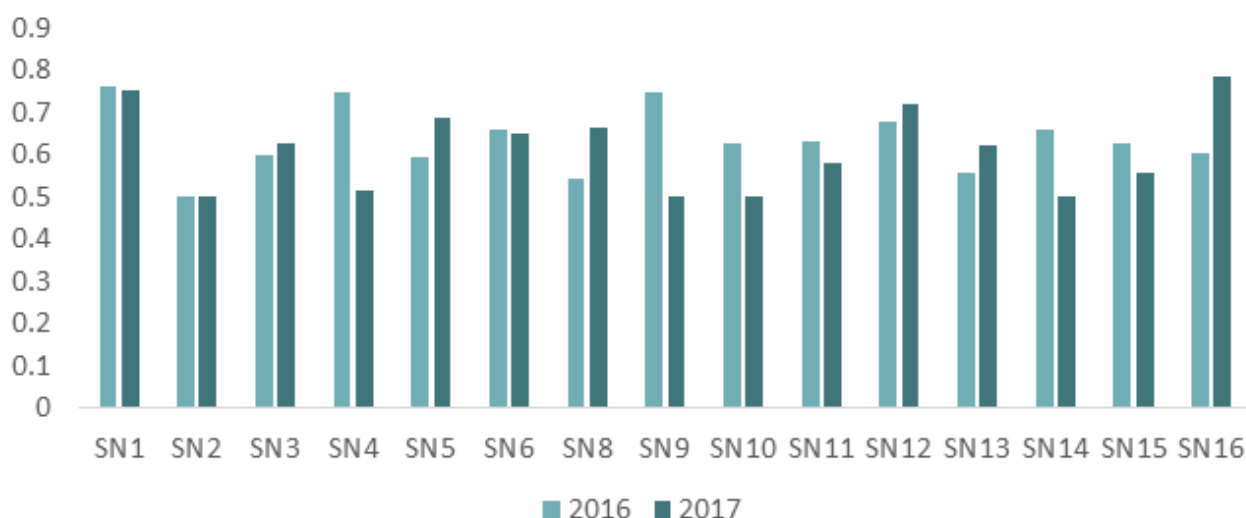


Kilde: THEMA-analyse basert på data fra Statnett

K-faktoren varierer på tvers av MGA-områdene og sender til dels samme signal som marginaltapet. Den gjennomsnittlige K-faktoren pr. MGA-område er vist for 2016 og 2017 i figuren nedenfor. Spesielt viser SN13 og SN16 en god korrelasjon med marginaltapene i topplast, mens det for blant

annet SN12 er større forskjeller. For eksempel har SN13 og SN16 negative marginaltap (referert innmating) i snitt og har en lav K-faktor. Lav K-faktor betyr at det er en relativ høy andel produksjon i området sammenlignet med forbruket, mens høy marginaltapssats betyr at produksjon må betale mer for innmating i nettet. Høye marginaltapssatser for produksjon kan ha sammenheng med svakt nett, lange overføringsavstander og kraftoverskudd, som vi har observert i Nord-Norge. Det vil si at det ser ut til å være en sammenheng mellom kortsiktige og langsiktige marginalkostnader, slik at de kortsiktige kostnadene i noen grad kan tjene som en indikator på kostnadsforskjeller av mer langsiktig og strukturell karakter. Merk imidlertid at K-faktor er begrenset nedad til 0,5, slik at den underliggende spredningen i balansen mellom produksjon og forbruk mellom områdene er større enn det som vises i figuren.

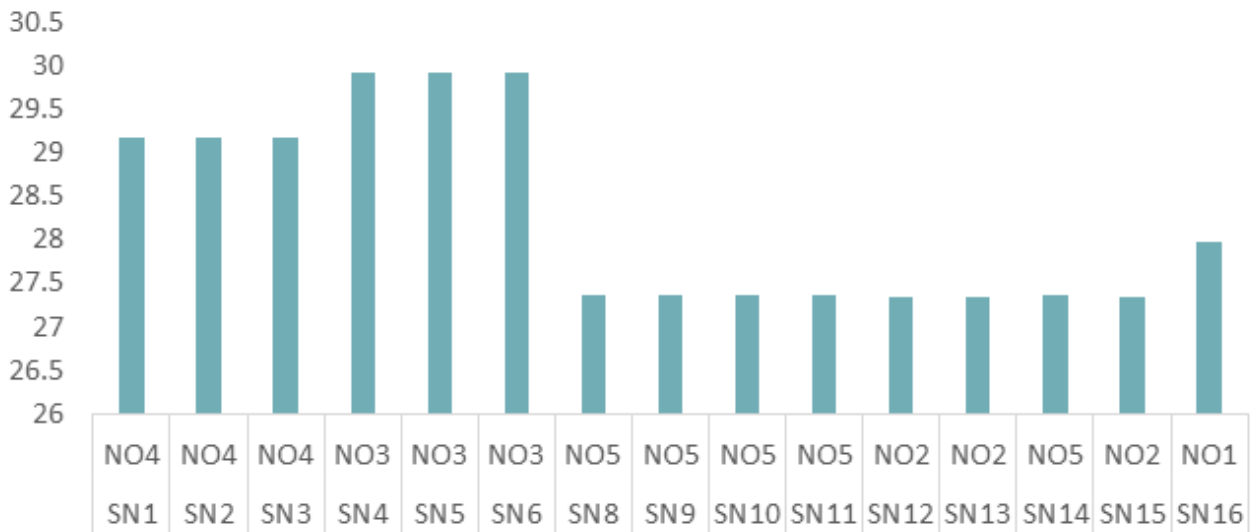
Figur 7: Gjennomsnittlig K-faktor per MGA-område



Kilde: THEMA-analyse basert på data fra Statnett

På grunn av kort historikk og stor variasjon i antall punkter per MGA-område gir korrelasjonen og variansen mellom punktene i hvert område lite informasjon. En viss usikkerhet er derfor knyttet til hvor godt gjennomsnittet i hvert område representerer de underliggende punktene.

Kraftprisen i hvert prisområde sender også et lokaliseringssignal. I figuren nedenfor er den gjennomsnittlige områdeprisen mellom 2010 og 2016 fordelt på MGA-områdene. Områdeprisen er lav på Øst-, Sør- og Vestlandet, mens Midt- og Nord-Norge har høyere priser. Prisene gir signaler som ligner på de marginaltapet gir, men fordi prisområdene har en grovere geografisk oppløsning enn marginaltapet og K-faktoren, er det flere MGA-områder som får forskjellige signaler.

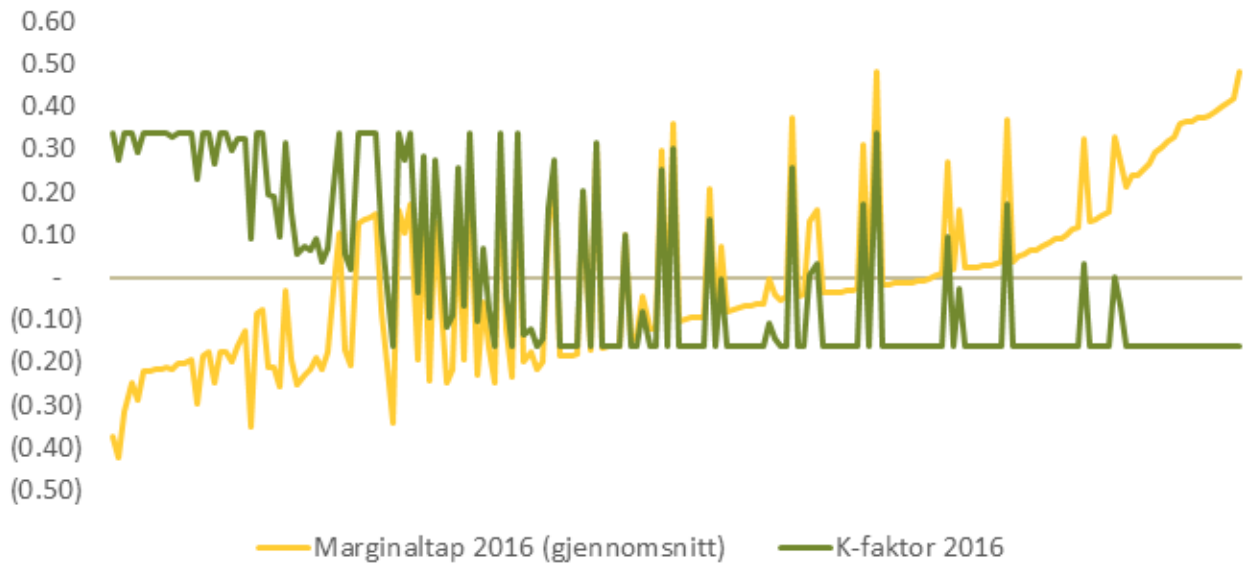
Figur 8: Gjennomsnittlig områdepris 2010-2016 (øre/kWh)

Kilde: THEMA-analyse basert på data fra Statnett

Ordningen med områdepriser må forstås i lys av det underliggende fysiske behovet for kontinuerlig balanse mellom produksjon og forbruk. Områdeprisen gir signaler til produsenter og forbrukere om hvor det er mest verdt å øke produksjonen eller redusere forbruket (i områder med kraftunderskudd). Ordningen med områdepriser bidrar på denne måten til å synliggjøre behovet for tiltak i kraftsystemet. Dette gir også signaler til produsenter og forbrukere om hvor det er mest gunstig å lokalisere ny produksjon.

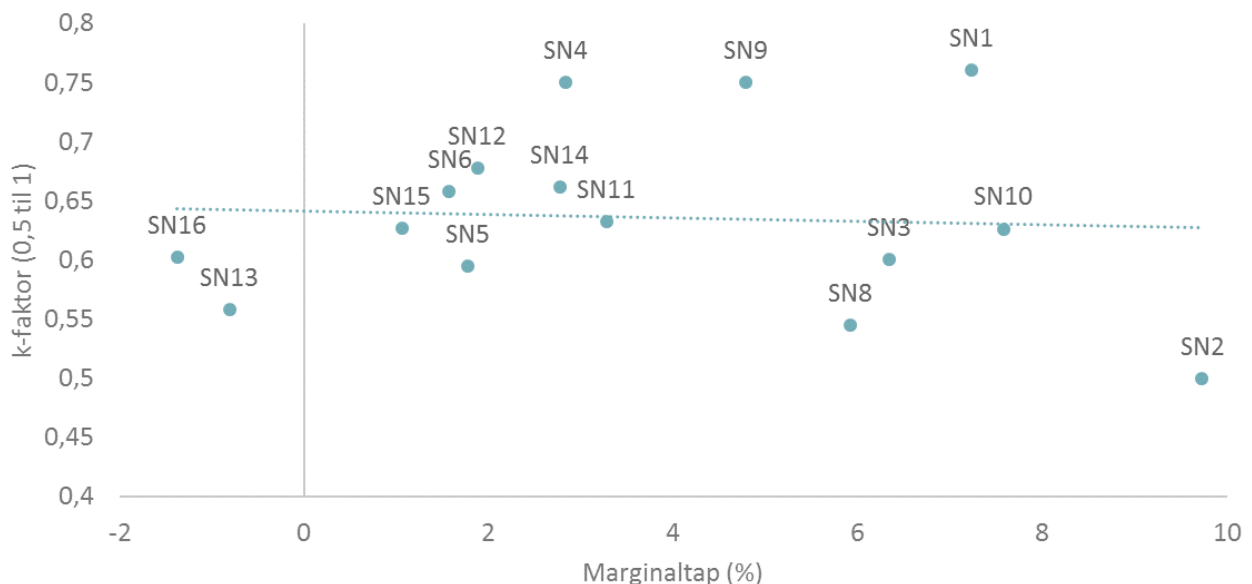
4.2 Sammenhengen mellom K-faktor og marginaltap pr. innmatingspunkt

Det marginale tapet og K-faktoren i hvert innmatingspunkt er svakt negativt korrelert, men forsterkes i ytterkantene (områder med høy andel produksjon eller forbruk). Figur 9 figuren nedenfor viser vi sammenhengen mellom K-faktoren og det gjennomsnittlige marginaltapet per punkt i 2016. Seriene er justert slik at de har et gjennomsnitt på null og de er sortert etter differansen mellom dem (eksempelvis får vi da en maksimal rebasert K-faktor på i overkant av 0,3 og et minimumsnivå på ca. minus 0,20). Punktene som ligger til høyre og venstre i figuren har den største differansen. I disse punktene har marginaltapet og den rebaserte K-faktoren ofte forskjellig fortegn, og gir dermed samme prissignal. For punktene i midten av figuren er differansen liten, og tariffene gir dermed motsatt prissignal. Disse punktene er spredt mellom høye og lave verdier og ser ikke ut til å ha noen åpenbare fellestrekk. En utfordring i sammenligningen er at verdiene er bundet av en øvre og nedre grense. For K-faktoren gjelder dette over halvparten av verdiene, noe som kan gi feilaktige sammenhenger (eller mangel på sammenhenger).

Figur 9: Tilpasset gjennomsnittlig marginaltap og K-faktor per punkt (2016)

Kilde: THEMA-analyse basert på data fra Statnett

I den neste figuren viser vi videre en svak negativ sammenheng mellom gjennomsnittlig marginaltap og K-faktor pr. område med utgangspunkt i de samme dataene som ovenfor. Det vil si at det er en svak sammenheng som tilsier at i et område med høy andel produksjon har en svak tendens til å ha et høyere marginaltap innenfor et større område. Marginaltapedet og K-faktoren i hvert innmatingspunkt er svakt negativt korrelert, men forsterkes i ytterkantene (områder med høy andel produksjon eller forbruk).

Figur 10: Sammenheng mellom gjennomsnittlig marginaltap og K-faktor per MGA-område

Kilde: THEMA-analyse basert på data fra Statnett

4.3 Samlede lokaliseringssignaler i dagens modell

Med utgangspunkt i dataene for de ulike tariffene har vi laget en illustrasjon av de samlede lokaliseringssignalene i dagens tariffmodell, jf. tabellen nedenfor. Vi ser da på et tenkt punkt i

henholdsvis Nordland og Oslo med K-faktor lik 0,5 og 1 og med marginaltapsfaktorer på henholdsvis 9,7 og -1,4 prosent, som er lik gjennomsnittet for hvert av de respektive nettavregningsområdene. Områdeprisene er antatt å være 24,2 og 23,2 øre/kWh basert på gjennomsnitt for de siste fem årene (uten inflasjonsjustering), og disse er multiplisert med de respektive marginaltapsfaktorene.

Tabell 2: Lokaliseringssignaler i dagens norske tariffmodell. Øre/kWh

	Nordland	Oslo	Styrke i lokaliseringssignal
A. Energiledd referert produksjon	2.4	-0.3	2.7
B. Områdepris	24.2	23.2	1.0
C. Fastledd 5000 timer	2.8	5.5	2.8
D. Fastledd 8000 timer	1.7	3.4	1.7
E. Fastledd produksjon	1.3	1.3	0.0
F=B-A-E Nettopris produksjon	20.6	22.3	1.7
G=B-A+C Nettopris forbruk 5000 timer	24.6	29.1	4.4
H=B-A+D Nettopris forbruk 8000 timer	23.6	27.0	3.4

Kilde: THEMA-analyse basert på data fra Statnett. Avrundingsfeil kan forekomme.

Som vi ser av tabellen kan de forskjellige elementene trekke i litt ulik retning. Det gjelder spesielt områdeprisen (her referert Tromsø for Nordlands del) og energileddet. Den samlede effekten av signalene er imidlertid som følger:

- Styrken i lokaliseringssignalet via energileddet er med siste fem års områdepriser 2,7 øre/kWh, slik at det er mer lønnsomt med produksjon i Oslo enn i Nordland isolert sett.
- Når vi tar hensyn til områdepriser, får vi et netto lokaliseringssignal for produksjon på 1,7 øre/kWh i favør av Oslo.
- For forbruk får vi det motsatte fortegnet på lokaliseringssignalet via energileddet slik at forbruk i Nordland blir billigere. K-faktor trekker i retning av lavere nettopris for forbruk i Nordland. Den siste effekten avhenger av brukstid. Jo lavere brukstid, desto sterkere lokaliseringssignal.

I tabellen ovenfor har vi ikke tatt med effekten av rabatten for stort og stabilt forbruk. Den kan redusere lokaliseringssignalet via K-faktor med inntil 90 prosent.

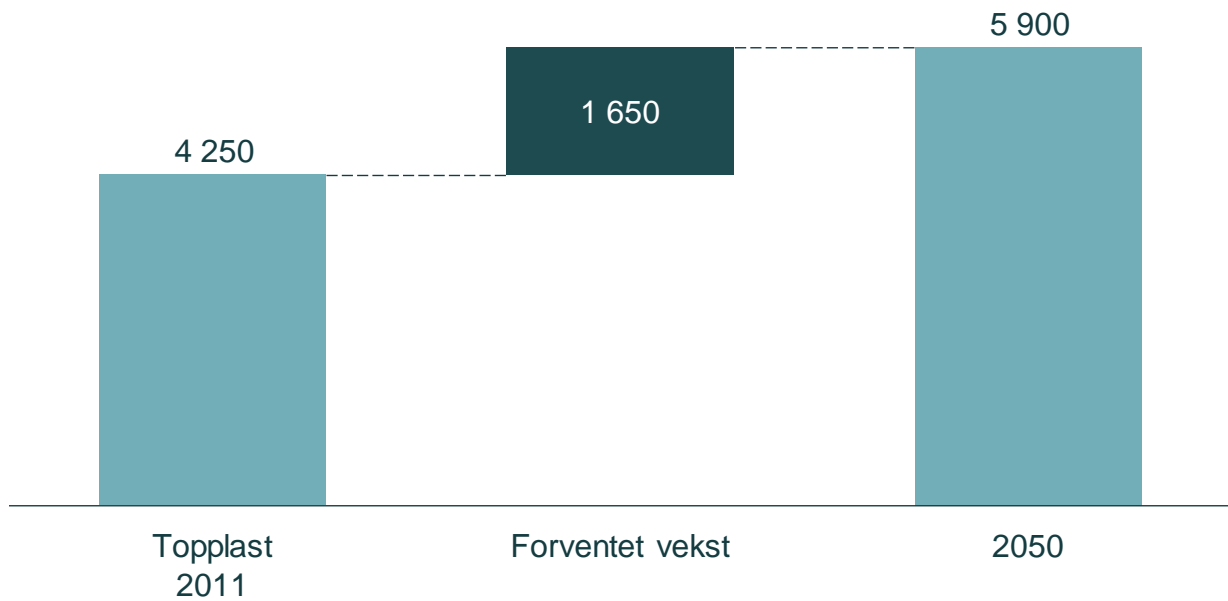
4.4 Langsiktige marginalkostnader i transmisjonsnettet - case

I analysen av langsiktige marginalkostnader må vi basere oss på casestudier der vi ser på konkrete nettinvesteringer basert på utviklingen i kraftproduksjon og forbruksvekst. Casene er definert på grunnlag av stiliserte eksempler som bygger på konseptvalgutredninger til Statnett. I alle casene ser vi bort fra eventuelle anleggsbidrag.

4.4.1 Nettutvikling i Stor-Oslo

Figuren nedenfor viser forventet effektutvikling i Oslo og Akershus som baserer seg på rapporten "Energi- og effektprognoser for Oslo og Akershus mot 2050». I rapporten ble det utarbeidet tre scenarier for framtidig effektbehov. Scenarioene inneholdt en rekke faktorer som påvirker effektbehovet. Med dagens nett er det ikke mulig å forsyne et forbruk høyere enn 5 000 MW. Usikkerhetsanalysen viser et forventet effektbehov på ca. 5 900 MW i 2050. Nåverdien av den totale investeringskostnaden er beregnet til 11 til 12 milliarder kroner⁸, mens tapsbesparelser har en nåverdieffekt på 200-350 millioner kr (nåverdi 2013). Ikke-prissatte virkninger omfatter blant annet arealeffektivitet (frigjøring av arealer) og økt forsyningssikkerhet.

⁸ Et nullalternativ er kun realistisk i en 5 til 10-årsperiode siden reinvesteringsbehov vil inntreffe. Nullalternativet vil i praksis kun være et alternativ til utsettelse av nødvendige investeringer.

Figur 11: Forventet effektutvikling (MW) i Stor-Oslo (MGA område 16)

Kilde: Konseptvalgutredning for ny sentralnettløsning i Oslo og Akershus

For å beregne langsiktig marginalkostnad innenfor området legger vi til grunn at forbruksvekst er prosjektutløsende behov for hele den totale investeringskostnaden (2013-nåverdi) på 11 milliarder kroner justert for tapsbesparelser. Det kan være rimelig å anta at en stor andel av reinvesteringsbehovet kan tillegges eksisterende forbruk, men vi ser bort fra det i vår øvelse. Vi får en langsiktig marginalkostnad på 352 kr/kW for nytt forbruk basert på en reell rente (før skatt) på 4 prosent og 40 års levetid, som tilsvarer 560 millioner i årlig kapitalkostnad (annuitet). Dette er deretter dividert på en forventet vekst på 1 650 MW.

4.4.2 Nettutvikling i Sør-Rogaland

I figuren nedenfor viser vi forventet effektutvikling i Sør-Rogaland og Stavanger som er på omtrent 1400 MW på sitt høyeste. Kraftunderskuddet gjør at transmisjons- og regionalnettet må transportere strøm inn til området fra kraftverkene som ligger lengre sør og øst. Det er kun de regulerbare kraftverkene Statnett regner som sikker lokal produksjon vinterstid. Disse utgjør i dag rundt 300 MW. Det innebærer at vi har et maksimalt overføringsbehov i transmisjonsnettet inn til Sør-Rogaland på ca. 1100 MW som gjør at området er utenfor N-1-forsyning i visse perioder. Statnett forventer vi at forbruket i Sør-Rogaland fortsetter å vokse i takt med befolkningsveksten, det vil si at effektintensiteten per innbygger holder seg konstant slik at maksimalt effektuttak er forventet å være opp mot 1800 MW i 2050.

Figur 12: Forventet effektutvikling (MW) i Sør-Rogaland (MGA-område 13)

Kilde: Konseptvalgutredning Ny 420 kV Seldalsheia – Stokkelandområdet

Forbruksutvikling er prosjektutløsende behov. Investeringskostnader for nettinvestering i Lyse-Stokkelandsområdet er ca. 1,5 til 1,6 mrd. kroner inkl. regionalnett (nåverdi 2016). Investeringen vil føre til økte drifts- og vedlikeholdskostnader, noe avbruddskostnader, reduserte overføringstap og redusert reinvesteringsbehov som samlet gir en positiv nåverdi på ca. 350 MNOK avhengig av løsning. Vi ser bort fra totale reinvesteringskostnader på ca. 2,2 milliarder kroner, som også gjelder i nullalternativet, og ikke prissatte virkninger.

Vi får da en langsiktig marginalkostnad på 43 kr/kW for nytt forbruk basert på en reell rente (før skatt) på 4 prosent og 40 års levetid.

4.4.3 Andre case

Andre mulige case er vurdering av nettutbygging i Finnmark (MGA-området SN1) etter 2020 etter at Ofoten i Nordland til Balsfjord i Troms er på plass. I analysen viser det at mulig vekst overgår tilgjengelig nettkapasitet i regionen og at det er stort forbruk fra petroleumssektoren som er prosjektutløsende behov (alternativet for petroleumssektoren er egenforsyning). Hvis det kommer store nye forbrukspunkter innen petroleumssektoren kan det utløse nye nettinvesteringer, men vil også muliggjøre ny vindkraftutbygging som er en tilleggsgevinst. Forventet i driftsettelse ved behov er estimert til 2030. Sum prissatte virkninger er 4,5 milliarder kroner inkludert gevinst av ny vindkraftutbygging (nåverdi 2015) og mulig scenario for økt petroleumsforbruk er 520 MW som gir en langsiktig marginalkostnad på 437 kr/kW for nytt forbruk basert på en reell rente (før skatt) på 4 prosent og 40 års levetid. I et slikt tilfelle må petroleumssektoren vurdere prissignalet opp mot kostnadene ved egenforsyning.

4.4.4 Erfaringer fra casestudiene

Basert på casene observerer vi at de langsiktige marginale kostnadene ved å øke overføringskapasiteten kan variere mellom 40 til 400 kr/kW og at kostnadene avhenger av de detaljerte forutsetningene fra case til case. Casene illustrerer også noen av de praktiske utfordringene ved å lage gode langsiktige prissignaler. Samtidig viser casene (og for så vidt hele Nettutviklingsplanen) også at det er systematiske forskjeller mellom ulike regioner med hensyn til de langsiktige marginalkostnadene for overføringskapasitet. I noen områder vil det være lettere å integrere ny produksjon eller nytt forbruk enn andre.

Et annet moment er at casestudiene viser en langsiktig marginalkostnad pr. område, samtidig som vi vet at K-faktor kan variere til dels betydelig internt i de aktuelle områdene. Det underbygger vår vurdering av K-faktor som et lite presist prissignal i forrige kapittel.

Videre er det viktig å understreke at de praktiske utfordringene også er relevante for en rekke andre elementer i markedsdesignet og tariffmodellen, slik at de praktiske utfordringene ikke er noe avgjørende argument mot å inkludere ytterligere prissignaler (se også von der Fehr, 2017, som argumenterer på en tilsvarende måte). Snarere er det sentrale kriteriet om imperfekte signaler alt i alt gir en mer effektiv løsning samfunnsøkonomisk enn fravær av prissignaler, gitt at førstnevnte signaler er beregnet på en tross alt hensiktsmessig måte, og at det er en tilstrekkelig grad av samsvar mellom tariffene og underliggende kostnader.

5 LOKALISERINGSSIGNALER I SVERIGE OG STORBRIANNIA

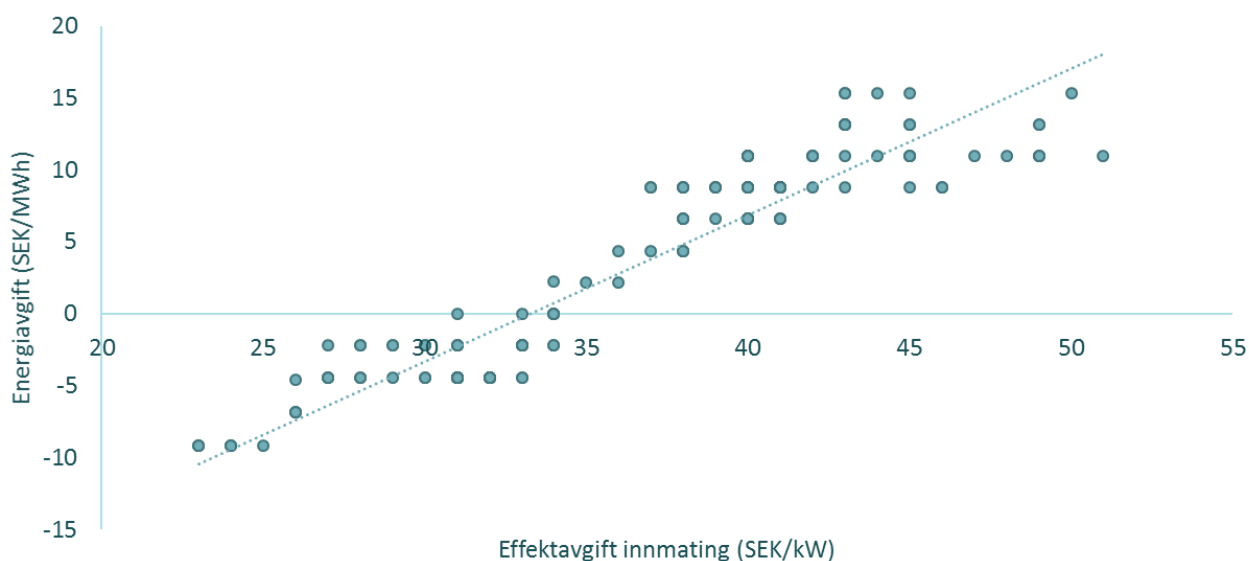
I Europa er det Sverige, Norge, Storbritannia, Irland, Nord-Irland og Romania som praktiserer en form for lokaliseringssignal i tariffmodellen. I dette kapitlet beskriver vi nærmere hvordan lokaliseringssignaler er implementert i Sverige og Storbritannia. Vi har gjennomført intervjuer med SvK og National Grid og gått gjennom sentrale dokumenter for å få en utfyllende forståelse av hvordan de praktiserer bruken av lokaliseringssignaler i tariffen og begrunnelsen for innføring av lokaliseringssignal.

5.1 Sverige (Stamnätstariffen)

Fastleddet i SvKs (Svensk Kraftnät) tariff er knyttet opp til den effekten produsenten abonnerer på å levere. Avgiften pr MW varierer ut fra hvor produksjonen er lokalisert geografisk. Energiledet baseres på faktisk energi som mates inn eller tas ut i nettet, og skal reflektere de marginale kostnadene ved overføring. Avgiften baseres på marginaltapssatser for hvert enkelt tilknytningspunkt.

Bakgrunnen for differensieringen av fastleddet er at det svenske transmisjonsnettet er bygget ut med størst andel produksjon i nord og størst andel forbruk i sør. Det gir et kraftoverskudd i Nord-Sverige og kraftunderskudd i Sør-Sverige. Da differensieringen ble innført på slutten av 1990-tallet ble det gjort grundige analyser av kostnadsforskjellene. Differensieringen av fastleddet er endret proporsjonalt for hele Sverige i etterkant, uten referanse til hvert enkelt punkt. I figuren nedenfor viser vi at effektavgiften er veldig høyt korrelert med energiavgiften (94 prosent korrelasjon), det vil si at områdene med høy effektavgift for innmating i Nord-Sverige også har høy energiavgift. Figuren indikerer at det er en sterk sammenheng mellom vurdering av kostnadsforskjeller i fastleddet og energiledet i Sverige.

Figur 13: Sammenhengen mellom effektavgift (fastleddet) og energiavgift (energiledet)



Kilde: SvK «Stamnätstariffen 2017», THEMA-analyse

Differensieringen ble redusert med 25 prosent da prisområder ble innført i Sverige den 1. november 2011. På grunn av samvariasjon i prissignalet mellom prisområder og fastleddet (effektstariffen) besluttet SvK å redusere den geografiske differensieringen i effektavgiften med 25 prosent fra og med 2012. I 2014 utførte SvK en ny vurdering om hvorvidt differensieringen fortsatt var riktig, og det ble ikke gjort noen større endringer i den geografiske differensieringen av effektstariffen. SvK poengterer i intervjuet at tariffen skal gi relativt grove og stabile signaler.

Effektavgiften skal dekke residuale kostnader og baseres på samlet inntektsramme samt fradrag for andre inntekter. Historisk har forbruk betalt en større andel av effektavgiften, men i de senere år har SvK gradvis endret fordelingen mellom produksjon og forbruk slik at produksjon stadig betaler en større andel. Motivet for å endre fordelingen er at vindkraftutbygging, økt effektuttak i kjernekraft og nye mellomlandsforbindelser står for en betydelig andel av nettinvesteringene og at dette er investeringer som produsentene i stor grad drar nytte av.⁹ Grovt sett går fordelingen mellom forbruk og produksjon mot en 60/40-fordeling.

SvK har tilknytningsplikt. Det benyttes en tilknytningsavgift hvis tilknytningen utløser behov for oppgradering av nettet. SvK beregner hva det koster å knytte kunden til nettet, om det er ledig kapasitet og hva som kreves av eventuelle tiltak. Ordningen har mange likhetstrekk med den norske modellen for anleggsbidrag, men beskrives gjerne som en form for «deep connection charge» i motsetning til den norske modellen som karakteriseres som «shallow» (jf. ENTSO-E, 2016).¹⁰

5.2 Storbritannia (TNUoS)

I Storbritannia består overføringsgebyrene av to hovedkomponenter: tilkoblingsavgifter og bruk av systemet (Use of System).

Tariffen for Transmission Network Use of System (TNUoS) i Storbritannia tilsvarer i store trekk det norske fastleddet. Balansekostnader og marginaltapskostnader inngår ikke i TNUoS, men kalkuleres i BSUoS (Balancing Services Use of System). Hovedelementene i dagens TNUoS-modell har vært på plass siden 2003 etter en større gjennomgang av tariffene i Storbritannia (2003 Charging Review). Gjennomgangen i 2003 resulterte i innføringen av en ny modell der inkrementelle overføringskostnader ble lagt til grunn, endringer i ekspansjonskonstanten og mulighet for årlige revisjoner for fastsettelse av antall områder for produksjon.

National Grid er ansvarlig for fastsettelse av tariffen og beregner TNUoS-tariffen ved hjelp av en modell kjent som «DC Load Flow Incremental Cost Related Pricing» (DCLF ICRP). Bakgrunnen for modellen er at det er en sterk sammenheng mellom bruken av transmisjonsnettet og begrensninger i transmisjonsnettet. Modellen prognostiserer topplast for hele transmisjonsnettet og anslår marginal investeringskostnad for å legge til 1 MW ny kapasitet ved hvert punkt i transmisjonsnettet. Modellen inneholder data om produksjonskapasitet og estimert topplastetterspørsel på forskjellige punkter, samt overføringskapasitet mellom punktene. DCLF-modellen estimerer først lasten i nettverket, deretter legges en ekstra 1 MW (megawatt) produksjon på hvert punkt i nettet og modellen anslår hvordan én enhet ekstra kraftproduksjon vil påvirke lasten i nettet for å møte en tilsvarende økning i etterspørselen. National Grid konverterer lastresultatene til et estimat på behovet for investeringer i overføringslinjer i form av megawatt-kilometer (MWkm). For overføringslinjer som vurderes å ha ledig kapasitet, reduseres mengden med en "Spare Capacity Factor" som er satt til 75 prosent. Hvis flyten endrer retning tildeler modellen det en negativ verdi, tilsvarende en reduksjon i overføringskapasiteten.

National Grid tilordner deretter en "ekspansjonsfaktor" som er forhåndsdefinert for hele nettet i £ per MWkm til hver beregnet MWkm, for å utlede en inkrementell kostnad for overføringskapasitet for hvert punkt. Ekspansjonsfaktoren er lik for hele transmisjonsnettet, men tar hensyn til ulike kostnadsnivåer for ulike typer utvidelser av transmisjonsnettet som kabler, linjer og nettnivå.

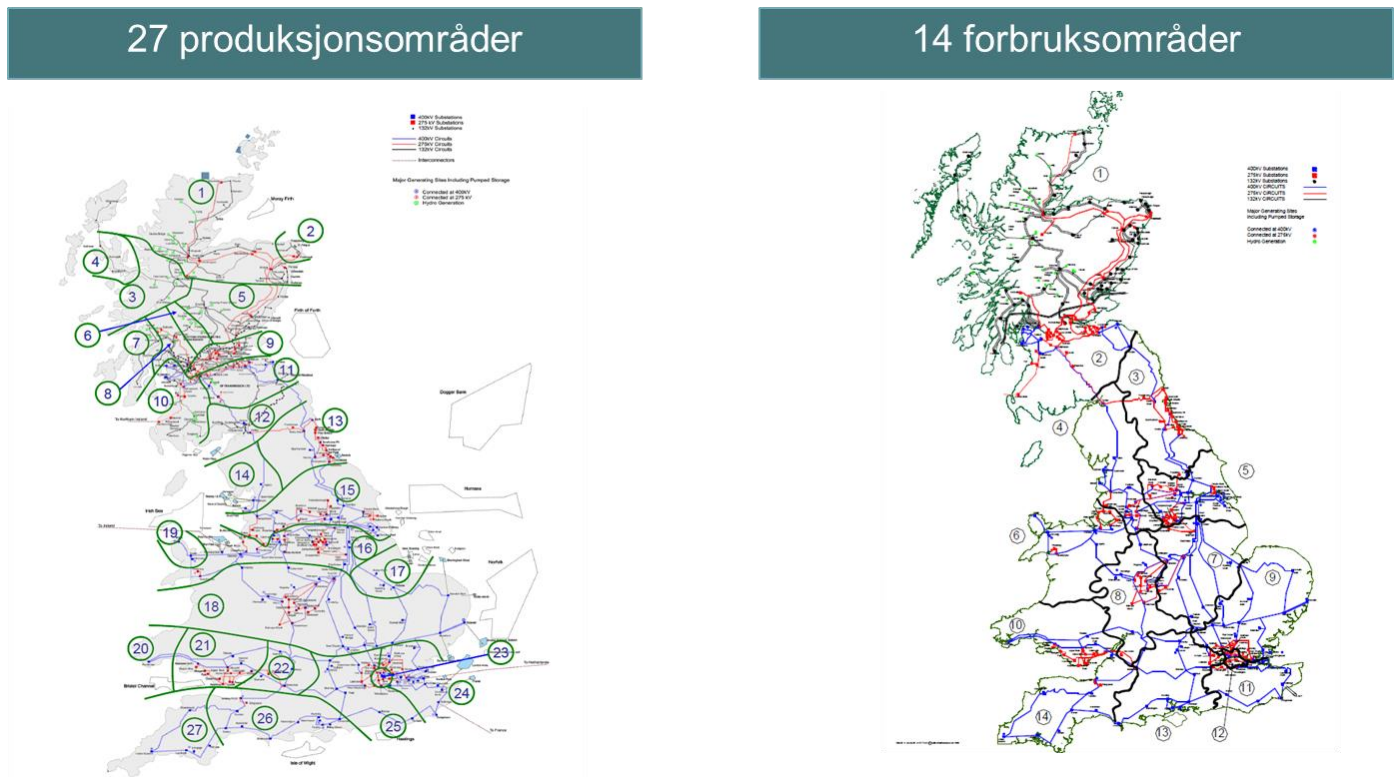
For å konvertere de inkrementelle kostnadene til tariffkostnader for kundene, definerer National Grid et antall soner som for øyeblikket er 27 produksjonsområder og 14 forbruksområder, som vist nedenfor. National Grid tilordner hvert punkt til en sone. National Grid beregner først den

⁹ SvK «Stamnätstariffens utveckling 2012 – 2015».

¹⁰ I henhold til ENTSO-E (2016) defineres disse begrepene som følger: «Shallow»: Nettkundene betaler for infrastrukturen som knytter kundens anlegg til transmisjonsnettet (linjer/kabler og andre nødvendige anlegg). «Deep»: Nettkundene betaler for infrastrukturen som knytter kundens anlegg til transmisjonsnettet («shallow») samt alle andre forsterkninger og utvidelser av det eksisterende nettet som er nødvendig for å sikre tilknytning for kunden.

inkrementelle kostnaden for alle punkter innenfor hver sone og gjør deretter en omregning av estimerte kostnader for hvert punkt av nettverket til en gjennomsnittlig kostnad pr. område som er nødvendig for å innhente tillatte inntekter fastsatt av Ofgem.

Figur 14: Oversikt over produksjons – og forbruksområder i TNUoS



Kilde: National Grid «Forecast TNUoS tariff from 2018/19 to 2021/22»

Bakgrunnen for at det er ulik inndeling av antall områder mellom produksjon og forbruk, er at produksjonsområder er modelloutput og revideres årlig, mens forbruksområdene er historisk betinget basert på ulike områder for distribusjonsnettverk.

I intervju med National Grid påpekes det at de ulike TSOene utarbeider egne langsiktige investeringsplaner og at modellen ikke klarer å fange opp alle detaljene ved en utvidelse av transmisjonsnettverket, men at modellen har en forenklet tilnærming som prøver å være transparent.

I 2004-2005 ble reglene for bruk av tilknytningsavgift (connection charge) endret til en overgang fra «deep» til «shallow» tilknytningskostnader. Dagens tilknytningsavgift kan kun brukes hvis det gjelder ikke-delbare netteiendeler installert for bruk av en individuell aktør og representerer derfor et «shallow» regime. Alle delbare netteiendeler er klassifisert som felles infrastrukturmidler og kostnadene hentes inn gjennom TNUoS-tariffen.

Det har vært rettet kritikk mot TNUoS-modellen til National Grid, blant annet har NERA på oppdrag for ScottishPower påpekt følgende områder (NERA, 2004):

- Lastmodellen som tariffberegningene baseres på har vært ansett som en «black-box»
- Ekspansjonsfaktoren (£ per MWkm) tar ikke hensyn til alternative og rimeligere løsninger til å utvide nettet som har vært brukt av National Grid tidligere
- Modellen klarer nødvendigvis ikke å fange opp virkelig kapasitet i nettet gitt ulike produksjonsteknologier
- Inndeling av produksjonsområder kan til dels baseres på skjønn utfra definisjonen i modellen

- Den subjektive karakteren av forutsetningene og metodene som brukes av National Grid er en kilde til potensiell volatilitet, hvor variasjoner i disse subjektive antagelsene har en uforholdsmessig innvirkning på kostnadene
- Modellen kan ha en tendens til å overdrive det geografiske elementet i kostnadsberegningene

5.3 Sammenligning mellom land

I tabellen nedenfor viser vi en oversikt over lokaliseringssignalene i tariffen i de ulike landene. Et sentralt element er at Storbritannia ikke har lokaliseringssignal gjennom ulike områdepriser som påvirker både kraftprisen og energileddet. Storbritannia har heller ikke praktisert lokaliseringssignal i marginaltapet, men har benyttet et gjennomsnittlig marginaltap for hele systemet. Etter en nærmere gjennomgang er det besluttet å innføre lokaliseringssignal i marginaltapet fra 2018. Begrunnelsen er at fravær av lokaliseringssignal i energileddet, kan være konkurransevridende i kraftmarkedet.

Kraftprisen benyttet i energileddet i Sverige er forhåndsbestemt hvert år for de fire ulike prisområdene og varierer dermed ikke løpende slik som i Norge. Den relative styrken i lokaliseringssignalet i fastleddet er størst i Storbritannia, men må ses i sammenheng med fravær av lokaliseringssignaler gjennom områdepriser og marginaltapet til nå.

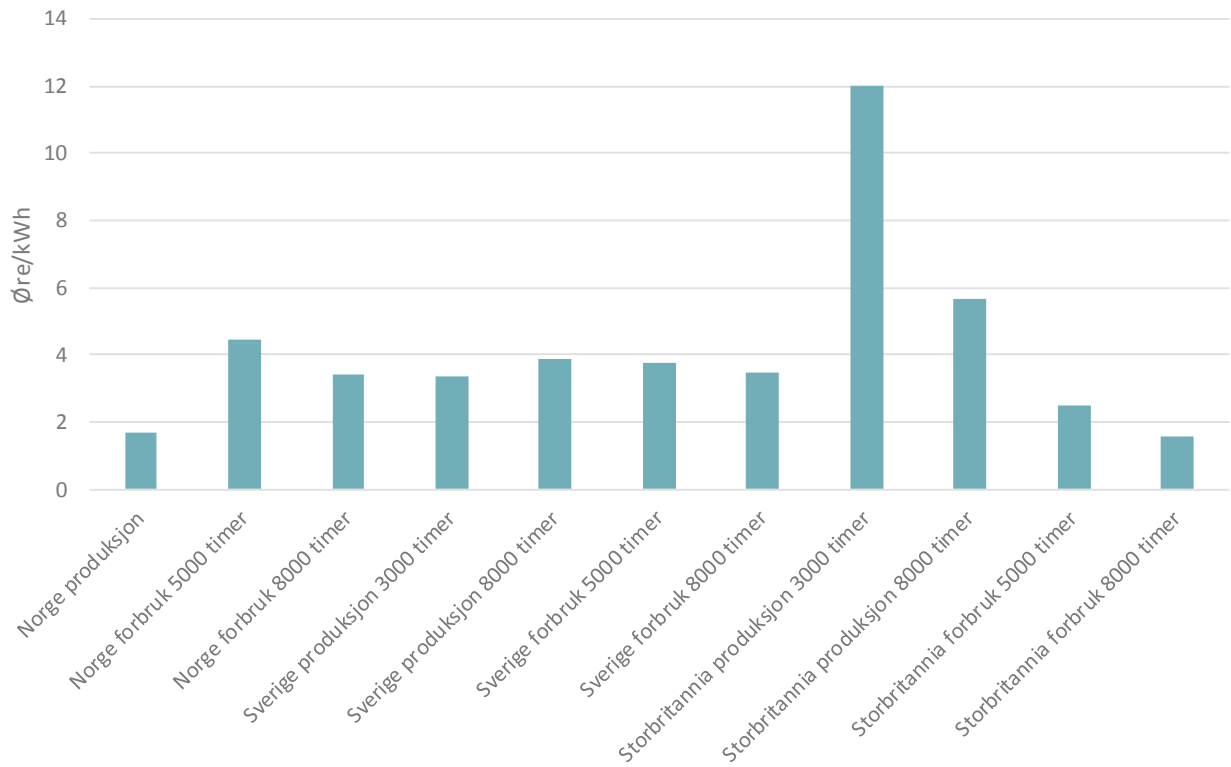
Tabell 3: Lokaliseringssignaler i ulike land

	Kostnadssamsvar Fastleddet	Lokaliseringssignal energileddet	Prisområder	Tilkoblingsavgift	Høyt/lavt lokaliseringsignal fastleddet
Norge	Lav	Ja	5 prisområder	«Shallow»	Uttak: 275 NOK/kW / 137,50 NOK/kW Innmating: 1,1 øre/kWh
Sverige	Basert på en grundig analyse, men reflekterer at flyten går fra nord til sør	Ja	4 prisområder	«Deep»	Innmating 51 NOK/kW / 24 NOK/kW Uttak: 84 NOK/kW / 47 NOK/kW
Storbritannia	Middels	Nei. Lokaliseringssignal innføres i BSUoS fra 2018	1 prisområde	«Shallow»	Innmating: 130 NOK/kW / - 58 NOK/kW Uttak: 605 NOK/kW / 325 NOK/kW

Kilde: National Grid, Statnett, Svenska kraftnät

I figuren nedenfor viser vi størrelsen på lokaliseringssignalene i de tre landene målt ved absoluttverdien av forskjeller i tariffkostnader og eventuelle områdepriser for ulike grupper av nettkunder. Vi har da tatt utgangspunkt i de norske eksemplene fra kapittel 3. For Sverige ser vi på tariffkostnadene i Tonehamn (nord) og Karlshamn (sør) og justerer i tillegg for områdeprisforskjeller. For Storbritannia har vi brukt de maksimale forskjellene for henholdsvis forbruk og produksjon. For forbruk har vi benyttet henholdsvis 5000 og 8000 timers brukstid. For produksjon har vi lagt til grunn 3000 timer og 8000 timer (for Norge spiller ikke brukstid noen rolle).

Figur 15: Samlede lokaliseringssignaler for produksjon og forbruk i utvalgte land. Øre/kWh



Kilde: THEMA-analyse basert på National Grid, Statnett, Svenska kraftnät

6 ANALYSE AV ALTERNATIVE LOKALISERINGSSIGNALER

Vi har i de foregående kapitlene drøftet behovet for lokaliseringssignaler med utgangspunkt i samfunnsøkonomisk teori og gjort en overordnet vurdering av signalene i dagens modell og drøftet sammenhengen mellom ulike tariffelementer og langsiktige nettkostnader. Vi har også sett nærmere på hvordan lokaliseringssignaler er utformet i Sverige og Storbritannia. I dette kapitlet analyserer vi et utvalg alternative modeller for lokaliseringssignaler i det norske transmisjonsnett. Vi legger vekt på følgende vurderingskriterier:

- *Kostnadssamsvar.* Dette kriteriet handler om forholdet mellom de langsiktige nettkostnadene og signalene som gis i tariffene. Selv om vi har argumentert for at det er umulig å praksis å lage helt presise signaler, er det likevel ønskelig at det er en viss grad av samsvar.
- *Administrativ enkelhet.* Det bør ikke være behov for omfattende administrativ ressursbruk verken hos Statnett, NVE eller kundene i transmisjonsnett for å utarbeide eller tilpasse seg signalene. Signalene bør heller ikke gi opphav til et stort antall klagesaker.
- *Transparens.* Lokaliseringssignalene bør ikke endres for ofte for å ivareta hensyn til forutsigbarhet for nettkundene ved investeringer i nytt storskala forbruk eller ny produksjon i transmisjonsnett. Det bør være mulig for kundene å forstå grunnlaget for tariffene og ha tilgang til nødvendig informasjon for å kunne beregne tariffkostnadene. Ved strukturelle endringer, for eksempel som følge av større investeringer i nye forbindelser mellom områder, bør signalene imidlertid oppdateres. Offentliggjøring av prognoser og annet informasjonsarbeid, herunder i forbindelse med nettutviklingsplanen, er mulige virkemidler for å bidra til transparens.
- *Stabilitet.* Med dette kriteriet sikter vi til at modellen bør være stabil og troverdig over tid, slik at nettkundene forventer at den vil vedvare og at de derfor vil tilpasse seg signalene. Risiko for strategisk atferd fra nettkundene er en annen faktor som kan bidra til lav stabilitet. Med dette sikter vi til at nettkundene vil ha incentiver til å påvirke Statnett eller myndigheter for å sikre seg en mest mulig gunstig tariff i sitt område, i den grad modellen åpner for slik påvirkning.

Vi har valgt å se nærmere på følgende modeller:

1. Ingen lokaliseringssignaler utover marginaltapsfaktoren i energileddet, områdepriser og anleggsbidrag (K-faktor fjernes)
2. Justering basert på effektbalansen pr. område (videreutvikling av K-faktor-modellen)
3. Signaler basert på inkrementelle kostnader (jf. modellen i Storbritannia)
4. Forsterkning av eksisterende lokaliseringssignaler
5. Situasjonsbetingede signaler (jf. den tidligere innfasingstariffen for produksjon)

I samtlige modeller legger vi til grunn at energiledd, områdepriser og anleggsbidrag videreføres som i dagens modell. Alle modellene er compatible med at anleggsbidrag i masket nett brukes i større utstrekning enn i dag, men vi forutsetter at omfanget vil være begrenset slik at det fortsatt er behov for lokaliseringssignaler (som nevnt i kapittel 2 er det gode teoretiske grunner til ikke å benytte anleggsbidrag i masket nett i stor utstrekning). Vi legger også til grunn at rabattene for stort og stabilt forbruk videreføres.

I det følgende beskriver vi og analyserer de aktuelle modellene nærmere. Avslutningsvis oppsummerer vi og sammenligner modellene med dagens tariffmodell, som vi har vurdert i tidligere kapitler.

6.1 Ingen lokaliseringssignaler

6.1.1 Beskrivelse

Med denne modellen fjernes K-faktor-justeringen for uttak. Både uttak og innmating betaler de samme faste leddene som i dag (med sine respektive satser pr. kW og kWh) uavhengig av lokalisering i nettet.

6.1.2 Konsekvenser

Kostnadssamsvar

Modellen gir relativt dårlig samsvar med langsiktige nettkostnader, gitt vår analyse av at prissignalene i dagens system ikke er tilstrekkelige. Vi vurderer også at samsvaret blir dårligere enn i dagens modell, gitt at K-faktor tross alt reflekterer underliggende langsiktige nettkostnader i noen grad (om enn på en imperfekt måte og begrenset til forbruk).

Administrativ enkelhet

Modellen er enkel å administrere, og enklere enn dagens modell ettersom K-faktor bortfaller.

Transparens

Modellen er i utgangspunktet forutsigbar og transparent ettersom lokaliseringssignalene pr. definisjon er null.

Stabilitet

Hvorvidt modellen er stabil over tid, avhenger av om Statnett, NVE og nettkundene oppfatter modellen som god. Dersom den gir opphav til økte nettkostnader som følge av feil lokalisering av forbruk og produksjon, vil den ikke nødvendigvis være stabil.

6.2 Effektbalansejustering

6.2.1 Beskrivelse

I stedet for punktvis K-faktorer som i dagens modell beregnes det en effektbalansejustering pr. område, for eksempel med utgangspunkt i dagens nettavregningsområder (MGA). Det innføres også en tilsvarende faktor for produksjon. Det vil si at produksjon i områder med en sterk effektbalanse (mye produksjon i forhold til forbruk) får et tillegg, mens produksjon i områder med en svak effektbalanse får et fradrag. Tilleggene og fradragene kan beregnes i forhold til et hvilket som helst gjennomsnittsnivå – det viktige er at tariffen varierer avhengig av lokalisering.

6.2.2 Konsekvenser

Kostnadssamsvar

Modellen gir bedre kostnadssamsvar enn dagens modell ettersom sammenhengen mellom langsiktige nettkostnader og forholdet mellom forbruk og produksjon er klarere pr. område enn pr. punkt. I en punktvis modell kan utslaget for lokaliseringssignalet være relativt tilfeldig (det er mulig med en lav K-faktor i et punkt inne i et område med stort underskudd på kraft og betydelige flaskehals).)

Administrativ enkelhet

Modellen medfører om lag de samme administrative kostnadene som i dag. Det må etableres et opplegg for å beregne en faktor for effektbalansejustering for produksjon, men de nødvendige dataene finnes i Statnetts systemer allerede i dag.

Transparens

Modellen har en høy grad av forutsigbarhet gitt at endringer i produksjon og forbruk pr. MGA skjer relativt langsomt. Den vil trolig også være mer forutsigbar enn dagens modell fordi stabiliteten i parameterne i modellen må antas å være høyere pr. område. Den vil være minst like transparent som dagens modell.

Stabilitet

Modellen vil være mer stabil enn dagens modell fordi den gir bedre samsvar mellom kostnader og tariffen også for produksjon og fordi den beregnes pr. område, slik at risikoen for feil lokalisering blir mindre.

6.3 Inkrementelle kostnader

6.3.1 Beskrivelse

Det beregnes et årlig lokaliseringssignal basert på de langsiktige marginalkostnadene ved å øke innmating og uttak i ulike områder, for eksempel basert på nettavregningsområdene eller pr. punkt. Vi vil anta at det i praksis vil være nødvendig å benytte samme modell enten tariffen beregnes pr. punkt eller pr. område. Tariffen blir uansett høy i områder/punkter med knapphet på kapasitet og lav i områder med rikelig kapasitet. Den kan om ønskelig også være negativ dersom det er kostnadsbesparelser ved økt innmating eller uttak.

Modellen har på denne måten klare likhetstrekk med den britiske modellen vi har beskrevet, i hvert fall på et prinsipielt plan (den britiske modellen inneholder også kapasitetsbegrensninger og et sjablongmessig beregnet tapselement, som gis som egne signaler i den norske modellen). Modellen er også prinsipielt i samsvar med anbefalingene i von der Fehr (2017).

6.3.2 Konsekvenser

Kostnadssamsvar

Modellen kan gi vesentlig bedre kostnadssamsvar enn dagens modell ettersom den bygger på eksplisitte analyser av forholdene i nettet.

Erfaringene fra Storbritannia tyder imidlertid også på at en modell for beregning av tariffen basert på langsiktige marginalkostnader må være enklere enn modellene som ligger til grunn for analyser av den langsiktige nettutviklingen. Statnetts egne vurderinger trekker i samme retning. Det begrenser potensialet for å oppnå godt kostnadssamsvar, men den praktiske betydningen av dette kan likevel være begrenset. Prinsipielt er det mest riktig å beregne tariffene pr. punkt, men resultatene kan eventuelt aggregeres opp til områder i henhold til bestemte kriterier (for eksempel nivået på kostnadsforskjellene mellom ulike punkter som ligger nær hverandre geografisk).

Administrativ enkelhet

Modellen kan bli svært kompleks å håndtere i praksis selv med nødvendige forenklinger, og vil kreve store mengder data og analysearbeid. Den vil trolig også stille høye krav til transparens og muligheter for etterprøving fra regulator og nettkunder. Det er en risiko for klagesaker knyttet til både modellutforming og data, ettersom det må gjøres mange forutsetninger om usikre faktorer et godt stykke fram i tid. Risikoen kan trolig reduseres gjennom prosesser for etablering av forutsetninger og data som inkluderer nettkundene, men da blir også de administrative kostnadene høyere.

Transparens

Forutsigbarheten av lokaliseringssignalene avhenger delvis av hvor ofte modellen oppdateres. Som følge av at nettinvesteringer som gir vesentlige kostnadsendringer tar lang tid å gjennomføre, vil vi imidlertid vente at de årlige endringene i tariffene vil være relativt små. Avhengig av modellvalg kan

modellen være mer eller mindre transparent for nettkundene, selv om det i lys av britiske erfaringer trolig vil være en viss utfordring med hensyn til transparens.

Stabilitet

At modellen bør gi godt kostnadssamsvar, taler for at den vil være relativt stabil. Kompleksiteten er på sin side en faktor som over tid kan skape ustabilitet, blant annet som følge av diskusjoner om forutsetninger og metodevalg.

6.4 Forsterkning av eksisterende signaler

6.4.1 Beskrivelse

Som vist tidligere i rapporten er det en betydelig grad av korrelasjon mellom de ulike lokaliseringssignalene i dagens tariffmodell og forskjeller i områdepriser. Det er mulig å tenke seg at de eksisterende signalene oppskaleres for å styrke lokaliseringssignalene.

Vi kan tenke oss to hovedmodeller:

- Oppskalering av marginaltapsfaktorene.
- Oppskalering av områdeprisforskjeller

Den første modellen synes å være den mest praktiske og bygger på det mest stabile og objektive kriteriet for differensiering, og vi konsentrerer oss derfor om denne modellen nedenfor.

Signalene kan beregnes pr. punkt eller pr. nettavregningsområde. Videre kan de bygges inn i eksisterende tariffen eller innføres som egne tariffledd.

6.4.2 Konsekvenser

Kostnadssamsvar

I den grad de langsiktige nettkostnadene er korrelert med de kortsiktige marginalkostnadene (marginaltap) og forholdet mellom produksjon og forbruk, vil kostnadssamsvaret bli bedre enn i dagens modell. Det gjelder under forutsetning av at lokaliseringssignalene beregnes områdevis. Med en punktvis modell er det mer usikkert ettersom det også kan være betydelige forskjeller i tapsprosenten innad i områder. Kostnadssamsvaret blir best dersom en fremadskuende modellberegning legges til grunn (jf. diskusjonen av modeller basert på inkrementelle kostnader), men også en tilnærming basert på historiske data vil over tid gi godt samsvar ettersom denne vil fange opp endringer i kraftsystemet etter hvert som de skjer. Hovedforskjellen ligger i når signalet sendes og hvorvidt det er prognoser eller faktiske tap som ligger til grunn.

Administrativ enkelhet

Modellen gir ikke betydelige merkostnader sammenlignet med dagens modell dersom den bygger på historiske marginaltapsdata. Med mer avanserte metoder basert på fremadskuende analyser kan merkostnadene bli store.

Transparens

Modellene gir ikke vesentlige endringer i forutsigbarheten sammenlignet med dagens modell, i og med at den bygger på de samme underliggende faktorene. Det gjelder i hvert fall for forbruk. Når det gjelder produksjon, vil innføring av et differensiert fastledd medføre økt uforutsigbarhet for enkeltkraftverk. Det generelle tariffnivået vil imidlertid fortsatt være forutsigbart gitt EUs regulering av det maksimale nivået på innmatingstariffen utenom energiledd og andre direkte kostnadsbaserte tariffen (forordning 838/2010). Graden av transparens vil avhenge av modellvalg, men gitt at historiske marginaltapsdata legges til grunn, vil vi anta at modellen vil være om lag like tilgjengelig og forståelig som dagens tariffmodell.

Stabilitet

Vi forventer at modellen vil være om lag like stabil som dagens modell.

6.5 Situasjonsbetingede signaler

6.5.1 Beskrivelse

Lokaliseringssignaler gis her gjennom differensiering av de faste leddene tariffene for innmating og uttak mellom ulike områder basert på en vurdering av de langsiktige nettkostnadene, men uten automatisk kobling til resultatene fra analyser i en underliggende nettmodell. Signalene fastsettes altså administrativt. Signalene kan være positive eller både positive og negative, og de kan også godt være null. Det sentrale er at det skjer en differensiering mellom områder.

De situasjonsbetingede signalene kan baseres på effekt eller energi, og det kan også differensieres mellom produksjon og forbruk som i dagens tariffmodell. For produksjon kan det argumenteres for at gjennomsnittlig energiproduksjon er det beste grunnlaget, som i dagens modell.

Modellen har likhetstrekk med ordningen med innfasingstariff som Statnett har benyttet for innmating i utvalgte områder historisk, der ny produksjon ble gitt en rabatt på det faste leddet for innmating i områder der det var særlig gunstig for nettet i påvente av at planlagte nettførsterkninger ble gjennomført (BKK-området og Midt-Norge). Modellen kan på denne måten ses på som en generalisering av den tidligere innfasingstariffen.

6.5.2 Konsekvenser

Kostnadssamsvar

Modellen bør gi et godt samsvar med de langsiktige marginalkostnadene i nettet. Vi forutsetter da at signalet baseres på analyser av nettkostnader, gjerne i tilknytning til arbeidet med nettutviklingsplanen og konseptvalgutredninger.

Administrativ enkelhet

Modellen er administrativt enkel dersom den knyttes til prosesser og analyser som uansett utføres i Statnett. Det er imidlertid en risiko for at modellen vil være sårbar for klagesaker og strategisk atferd, ettersom overgangen fra analyser til tariff nødvendigvis vil bygge på skjønn.

Transparens

Forutsigbarheten i modellen avhenger av hvor ofte signalene endres og hvilke kriterier som legges til grunn for endringer. Graden av transparens kan bli lav ettersom modellen i betydelig grad vil bygge på skjønnsmessige vurderinger fra Statnetts side.

Stabilitet

Stabiliteten i modellen vil avhenge av hvordan den praktiseres over tid og hvorvidt det skjer på en måte som myndigheter og nettkunder har tillit til. I og med at modellen i noen grad vil være skjønnsbasert, er det en risiko for strategisk atferd som undergraver stabiliteten til modellen.

6.6 Samlet vurdering av alternative modeller

6.6.1 Prinsipielle vurderinger

Det er vår vurdering at det ikke er ønskelig å videreføre dagens tariffmodell, der det i tillegg til energiledd, områdepriser og anleggsbidrag gis lokaliseringssignaler til forbruk gjennom K-faktor. Det skyldes i hovedsak at K-faktor gir prissignaler som i noen grad er tilfeldige og at signalene ikke gjøres gjeldende for produksjon.

Vi anbefaler heller ikke å gå videre med en modell uten lokaliseringssignaler utover energiledd og områdepriser (og anleggsbidrag). Det skyldes at det er grunn til å anta at det er systematiske forskjeller i langsiktige nettkostnader og at ikke alle disse forskjellene fanges opp i tilstrekkelig grad gjennom øvrige prissignaler, blant annet som følge av sprangvise investeringer.

En modell basert på lastflytanalyser og inkrementelle kostnader krever god koordinering med Statnetts lastmodeller. Slike modeller øker kompleksiteten til beregning av tariffene, men kan gi større samsvar med de langsiktige kostnadene i nettet. Vi anbefaler imidlertid ikke å gå videre med en slik modell nå. Det skyldes behovet for å gjøre omfattende nettanalyser som deretter konverteres til tariffen. Erfaringene fra Storbritannia er at det kreves betydelige administrative ressurser og at en slik modell ikke nødvendigvis gir den ønskede stabiliteten over tid. På sikt kan dette likevel være en interessant mulighet.

Vi står da igjen med tre modeller som alle vil gi bedre signaler enn dagens modell, men som har litt forskjellige egenskaper:

- En modell med effektbalansejustert tariff (med utgangspunkt i de samme parameterne som dagens K-faktor) som også gjøres gjeldende for produksjon, gir bedre kostnadssamsvar ved at produksjon inkluderes, og ved at tilfeldige variasjoner mellom punkter i nettet utjevnes. Modellen kan relativt lett innføres med utgangspunkt i data som allerede finnes.
- Forsterkning av eksisterende signaler kan for eksempel gjøres ved å reskalere energileddet slik at signalene som gis gjennom marginaltapsfaktoren forsterkes, eller bruke informasjon om marginaltap til å justere faste ledd eller innføre et nytt tariffledd. Samsvaret med langsiktige nettkostnader er bedre enn i dagens modell gitt at det er en sammenheng mellom marginaltap og langsiktige nettkostnader, samtidig som tariffene i mindre grad påvirkes av tilfeldigheter i sammensetningen mellom produksjon og forbruk i hvert punkt, og det er relativt enkelt å innføre modellen siden den bygger på data og analyser som allerede finnes.
- En modell med situasjonsbetinget tariff kan gi godt samsvar med underliggende kostnader, men kan bli administrativt kompleks avhengig av hvordan modellen praktiseres og aktørenes tillit til den. Den er også mer sårbar for strategisk atferd enn de andre modellene.

Det er uansett valg av modell ønskelig at det over tid er en sammenheng mellom investeringene i nettet og prissignalene som gis, det vil si at lokaliseringssignalene bør oppdateres. Hvor ofte oppdatering bør skje, avhenger av avveiningen mellom kostnadssamsvar og de øvrige kriteriene (administrativ enkelhet, transparens og stabilitet).

Modellen med situasjonsbetinget tariff anser vi som den minst ønskelige av disse modellene. Begrunnelsen for det er at den nødvendigvis må baseres på en betydelig grad av skjønn og at den vil være mindre stabil enn de øvrige modellene fordi den er sårbar for strategisk atferd og høye administrative kostnader.

Valget mellom en tariff basert på områdevis effektbalanse og en marginaltapsbasert tariff, er mer komplisert. Alt i alt anbefaler vi å gå videre med en modell der avregningsgrunnlaget for de faste leddene beholdes som i dagens modell både for produksjon og forbruk, men de justeres for forskjeller i gjennomsnittlige marginaltap mellom ulike områder.

Vi begrunner valget av modell i følgende:

- Vi har i den teoretiske analysen vist at det er ønskelig å forsterke signalene i markedet og det eksisterende tariffsystemet. En justering basert på marginaltap oppfyller åpenbart dette kriteriet.
- Korrelasjonen mellom marginaltap og langsiktige kostnader må antas å være høyere enn den tilsvarende korrelasjonen med effektbalansen, også dersom effektbalansen beregnes pr. område. Vi begrunner dette med at effektbalansen i et område kan være sterk eller svak uten at det nødvendigvis er en indikator på at overføringskapasiteten er knapp eller at de langsiktige nettkostnadene er høye. Et eksempel er Midt-Norge (sør for Trondheimsfjorden)

og Sogn og Fjordane. Sogn og Fjordane har et stort kraftoverskudd og Midt-Norge et betydelig underskudd. Med en justering basert på effektbalanse vil produksjon i Sogn og Fjordane og forbruk i Midt-Norge få høye tariffer (og omvendt for henholdsvis forbruk og produksjon i de to områdene). Med idriftsettelsen av Ørskog-Fardal-forbindelsen er det imidlertid grunn til å vente vesentlig færre flaskehalser mellom områdene og risiko for innestengt kraft i Sogn og Fjordane eller anstrengte kraftsituasjoner i Møre og Romsdal.¹¹ Marginaltapene vil derimot fange opp den underliggende kapasiteten i nettet i større grad og ta hensyn til situasjonen også i tilgrensende områder. Med en modell basert på effektbalanse må områdeinndelingen vurderes nøye dersom den skal gi signaler som reflekterer den faktiske nettkapasiteten, og det kan også diskuteres om tariffjusteringen bør reflektere situasjonen i naboområder. Alt i alt kan det gi en relativt kompleks modell med flere trinn av beregninger og justeringer.

- Det er klart at de langsiktige nettkostnadene vil variere over tid med investeringer i produksjon, forbruk og nett. Signalene i en modell basert på marginaltap vil bli automatisk oppdatert over tid i forbindelse med utarbeidelsen av grunnlaget for energileddene. Det er også mulig å gjøre egne analyser av marginaltap med et mer langsiktig perspektiv (mer framoverskuende) dersom det er ønskelig. Det gir riktignok økt kompleksitet ettersom de ukentlige beregningene uansett må beholdes, men vi ser ikke på det som noe uoverstigelig hinder. Med en modell basert på effektbalanse må de nødvendige endringene gjøres ad hoc, jf. diskusjonen under forrige punkt, og vil bli minst like kompleks som den marginaltapsbaserte modellen.
- En modell basert på marginaltap kan tenkes å gi opphav til større svingninger i tariffjusteringene enn en effektbalansemodell. Dette kan enkelt løses ved å bruke gjennomsnittlige marginaltap over en lengre periode, for eksempel 5-10 år, gjerne med utgangspunkt i årlig topplast.
- Når det gjelder valg av tariffledd som skal justeres for marginaltap, anbefaler vi å gjøre justeringen via de faste leddene. Begrunnelsen er at en justering av energileddet kan gi svært sterke utslag og påvirke tilbuds- og etterspørselskurven. Om eksempelvis marginaltapsprosenten doubles fra 10 til 20 prosent og kraftprisen er 40 øre/kWh, får vi en maksimal styrke i lokaliseringssignalet på 16 øre/kWh (fra minus 20 til pluss 20 prosent).
- Det må vurderes om styrken i lokaliseringssignalene bør være symmetriske eller om de bør være like. Det kan argumenteres for at det samfunnsøkonomisk er større kostnader ved at det kommer økt forbruk i underskuddsområder med svakt nett enn at det bygges ny produksjon i områder med stort overskudd på kraft. Kostnadene ved avbrudd er høyere enn kostnadene ved en svært lav kraftpris (jf. estimerte avsavnsverdier i forbindelse med KILE-ordningen). Det taler for sterkere prissignaler generelt i underskuddsområder enn i overskuddsområder.
- Videre er det et spørsmål om det bør skilles mellom lokaliseringssignalene for produksjon og forbruk. I utgangspunktet vil vi anta at det er ønskelig med like sterke signaler ut fra en vurdering av at 1 MW produksjon og forbruk har om lag lik virkning på dimensjoneringen av nettet, alt annet likt. Det kan likevel være et spørsmål om signalet bør kalibreres ut fra effekt eller energi. Her er det mulig å tenke seg en løsning der både produksjon og forbruk får lokaliseringssignaler basert på effekt. Produksjon kan fortsatt avregnes på grunnlag av gjennomsnittlig energiproduksjon, men det kan være mulig å kalibrere signalet ut fra en gjennomsnittlig brukstid. Særskilte egenskaper med hensyn til fleksibilitet eller andre parametere bør belønnes gjennom andre elementer i tariffsystemet eller markedsdesignet.

¹¹ Dette caset er mer komplisert i virkeligheten, blant annet ettersom det også er flaskehalser ut av Sogn og Fjordane sørover. Det prinsipielle poenget består imidlertid: Det er ikke nødvendigvis noen sammenheng mellom regional/lokal effektbalanse og kapasitetsknapphet i nettet.

I tabellen nedenfor oppsummerer vi egenskapene til alternative modeller for lokaliseringssignal. Vurderingen av modellen med forsterkning av eksisterende prissignaler bygger på en modell med historiske marginaltap som grunnlag for differensiering.

Tabell 4: Egenskaper ved alternative modeller for lokaliseringssignaler

	Kostnadssamsvar	Administrativ enkelhet	Transparens	Stabilitet
Dagens modell	Lavt	Enkel	Middels	Middels
Ingen lokaliseringssignaler	Lavt	Enkel	Høy	Middels
Effektbalansejustering for produksjon og forbruk	Middels	Enkel	Middels	Høy
Modell basert på inkrementelle kostnader	Høy	Kompleks	Lav	Middels
Forsterkning av eksisterende signaler	Middels	Enkel	Middels	Høy
Situasjonsbetinget tariff	Høyt	Kompleks	Høy	Lav

6.6.2 Forslag til modell

Alt i alt anbefaler vi å gå videre med en modell der avregningsgrunnlaget for de faste leddene beholdes som i dagens modell både for produksjon og forbruk, men de justeres for forskjeller i gjennomsnittlige marginaltap mellom ulike områder.

Den detaljerte modellutformingen må avklares nærmere, men vi kan gi noen foreløpige anbefalinger.

Det kan være hensiktsmessig å beregne et eget tariffledd for lokaliseringssignalet for å skille det fra energileddet og de faste leddene som skal bidra til å dekke transmisjonsnettets inntektsbehov.

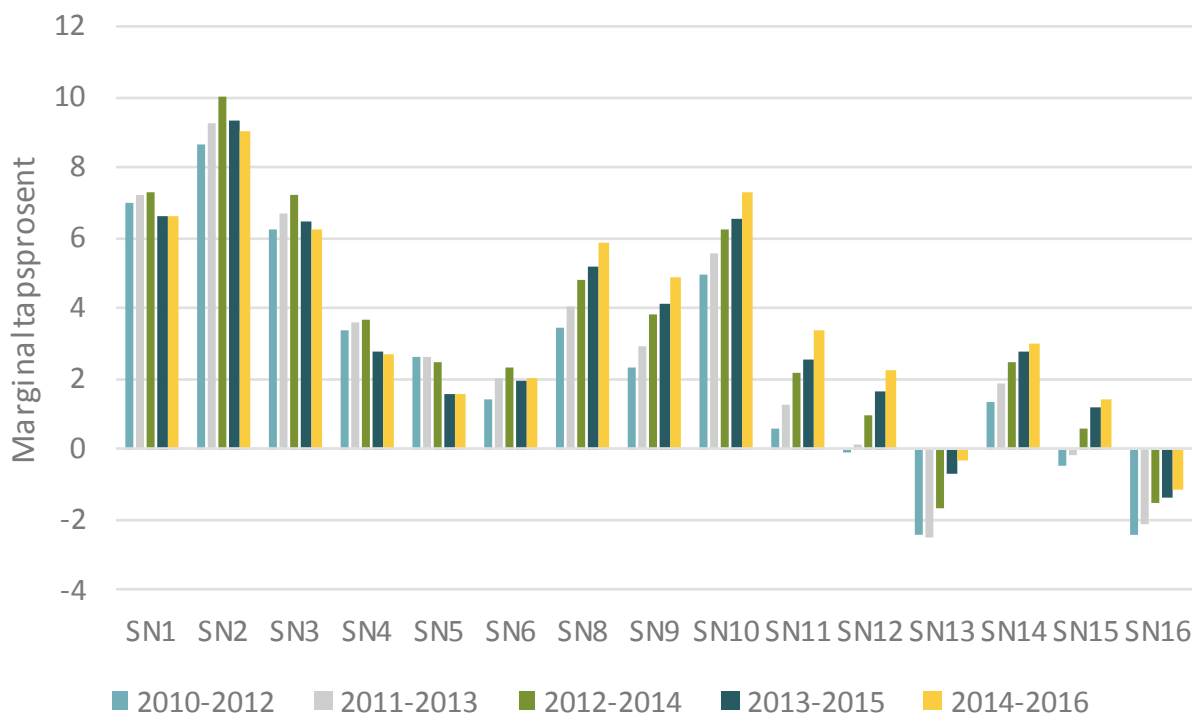
Vi anbefaler å basere de nye tariffleddene på det samme avregningsgrunnlaget som de faste leddene, det vil si gjennomsnittlig effektuttak i systemets topplasttime for forbruk og gjennomsnittlig energiproduksjon for innmating. Et energibasert tariffledd kan gi svært sterke utslag og påvirke tilbuds- og etterspørselskurven. Om eksempelvis den effektive marginaltapsprosenten doubles fra 10 til 20 prosent og kraftprisen er 40 øre/kWh, får vi en maksimal styrke i lokaliseringssignalet på 16 øre/kWh (fra minus 20 til pluss 20 prosent). Et annet moment er at avregningen av de faste leddene er basert på en etablert metodikk og en grundig samfunnsøkonomisk vurdering.

Referansepunktet for marginaltapene bør være systemets topplast, og områdeinndelingen bør bygge på nettavregningsområdene som er etablert av Statnett (totalt 16 stykker). Hovedbegrunnelsen er vi antar at det vil være en underliggende korrelasjon mellom marginaltap i topplast og langsiktige kostnader. Høye marginaltap er en indikator på knapp overføringskapasitet, selv om sammenhengen er relativt komplisert i praksis.

Videre foreslår vi å benytte historiske gjennomsnitt av marginaltap som grunnlag for tariffjusteringen, for eksempel et tre- eller femårssnitt. I figuren nedenfor viser vi rullerende treårssnitt pr. nettavregningsområde for perioden 2010-2016. Som vi ser, er variasjonen vesentlig mindre enn den årlige, jf. analysen i kapittel 4. Bruk av gjennomsnitt over flere år reduserer betydningen av tilfeldige variasjoner som følge av tilsig, temperaturer og andre faktorer. Endringer i kraftsystemet vil medføre endringer i både marginaltap og de langsiktige marginale nettkostnadene i ulike områder. Justering av faste ledd basert på historiske marginaltap gir i det perspektivet ikke nødvendigvis riktige signaler. Over tid vil imidlertid endringer i kraftsystemet også reflekteres i marginaltapsfaktorene. Rasjonelle markedsaktører vil tilpasse seg de forventede tariffene og ikke dagens nivåer, og på den måten vil en modell basert på historiske tapsfaktorer også gi riktige signaler. Det er imidlertid viktig for forventningsdannelsen at Statnett informerer om de forventede konsekvensene for tariffene over tid av endringer i produksjon, forbruk og overføringskapasitet.

Nivået på lokaliseringssignalet kan også variere, men med utgangspunkt i dagens nivå på k-faktor og observerte nivåer i Sverige og Storbritannia foreslår vi et maksimalt nivå på +/- 2 øre/kWh ved marginaltapsfaktorer på +/- 15 prosent (det vil si et maksimalt utfallsrom på 4 øre/kWh). For forbruk må det gjøres en konvertering til en effekttariff, for eksempel basert på en standardisert brukstid.

Figur 16: Rullerende treårssnitt av marginaltap i topplast pr. nettavregningsområde



Kilde: THEMA-analyse basert på data fra Statnett

For å illustrere forslaget mer konkret, har vi konstruert et stilisert eksempel:

- Gjennomsnittlig marginaltap i topplast i et nettavregningsområde er beregnet til 7,5 prosent referert innmating. Det vil si at innmating betaler et positivt energiledd og at uttak får betalt.
- Det maksimale lokaliseringssignalet ved +/- 15 prosent marginaltap er +/- 2 øre/kWh. Mellom ytterpunktene interpoleres det lineært.
- For innmating får vi da et signal på 7,5 prosent / 15 prosent = 50 prosent x 2 øre/kWh, det vil si 1 øre/kWh i ekstra tariffkostnad i tillegg til energileddet og fastleddet.
- For uttak må vi konvertere det maksimale signalet på 2 øre/kWh til en kostnad pr. kWh. Vi velger å gjøre dette ved hjelp av en normert brukstid på 5000 timer. En tariff på 100 kr/kWh

svarer da til 2 øre/kWh. Siden forbruk får betalt via lokaliseringssignalet, får vi et lokaliseringsledd på -7,5 prosent / 15 prosent = -50 prosent x 100 kr/kW = -50 kr/kW.

I tabellen nedenfor oppsummerer vi hovedelementene i den foreslåtte modellen.

Tabell 5: Hovedelementer i foreslått tariffmodell

Element i tariffmodell	Beskrivelse
Tariffledd	Eget tariffledd
Avregningsgrunnlag	Som for de faste leddene (effekt i topplast for forbruk, gjennomsnittlig energiproduksjon)
Grunnlag for lokaliseringssignal	Marginaltap i topplast, gjennomsnitt pr. nettavregningsområde og gjennomsnitt over 3 år
Nivå på lokaliseringssignal	I størrelsesorden +/- 2 øre/kWh, dvs. maksimal differanse 4 øre/kWh

REFERANSER

- Brunekreeft, G., K. Neuhoff og D. Newbery (2005): "Electricity transmission: An overview of the current debate", *Utilities Policy*, 13 (2005), 73-93.
- Bråten, J. (2001): Det økonomiske samspillet mellom nett og kraftmarked. Sammendragsrapport. Forskningsrapport 92/01, ECON Senter for økonomisk analyse.
- CEPA (2015): Scoping towards potential harmonisation of electricity transmission tariff structures. Final report, August 2015. Cambridge Economic Policy Associates Ltd.
- Econ Pöyry (2007): Vilkår for ny kraftproduksjon. Rapport 2007-97.
- Econ Pöyry (2008): Optimal network tariffs and allocation of costs. Report 2008-129.
- ENTSO-E (2016): Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2015. June 2016
- Hogan, W. W. (2003) "Transmission market design", Arbeidsnotat, 4. april, Harvard University, Cambridge, Massachusetts.
- Joskow, P. and J. Tirole (2005): "Merchant transmission investment", *Journal of Industrial Economics*, Volume LIII June 2005, No. 2.
- NERA (2004): Review of GB-wide transmission pricing. A Report for ScottishPower UK Division. NERA Economic Consulting.
- Statnett (2002): Statnetts tariffprosjekt 2003.
- THEMA (2013a): Innkreving av residuale nettkostnader med AMS. R-2013-22.
- THEMA (2013b): Prising av overføringskapasitet med AMS. R-2013-22.
- THEMA og Møreforskning Molde (2011): Kraftpriser, forsyningssikkerhet og kostnader. THEMA-rapport 2011-19.
- Von der Fehr, N.H.M. (2017): Hvordan skal nettkostnader dekkes? En overordnet og prinsipiell analyse. Mai 2017.

VEDLEGG: MGA-OMRÅDER

Tabell 6: MGA-områder

MGA-nummer	MGA-navn
SN1	Norgenord I
SN2	Norgenord II
SN3	Helgeland
SN4	Trøndelag I
SN5	Trøndelag II
SN6	Møre
SN8	Indre Sogn
SN9	Ytre Sogn
SN10	Regionalnett 1
SN11	BKK
SN12	SKL
SN13	Norgesyd
SN14	Hallingdal
SN15	Telemark
SN16	Norgeøst