



GROUP

EC Group

Trondheim
Beddingen 8
7042 Trondheim

Oslo
c/o Aker Brygge Business
Centre
Postboks 1433 Vika
0115 Oslo

T: (+47) 73 600 700
E: firmapost@ecgroup.no

Nettmessig nytte av stort og stabilt forbruk

STABILE KUNDER REDUSERER SYSTEMDRIFTSKOSTNADER

Kunde: Statnett SF
Referanse: Ketil Røn

Dato: 29/6-17

Ansvarlig: Jørgen Bjørndalen
Deltagere: Jørn Bugge
Svein Sandbakken

Forord

Statnett implementerte med virkning fra 2015 en ny tariffordning for store, stabile forbrukere. Bakgrunnen for ordningen var at stort og stabilt forbruk representerer en nettmessig nytte, som i medhold av Kontrollforskriften (FOR-1999-03-11-302) gir grunnlag for redusert tariff. "Nettmessig nytte" betyr i denne sammenheng bidrag til reduserte kostnader til infrastruktur og/eller systemdrift. I forbindelse med evaluering av dagens tariffprinsipper i transmisjonsnettet ønsket Statnett også en evaluering av tariffordningen for stort og stabilt forbruk. Statnett inviterte derfor til konkurranse om en slik vurdering. I slutten av mars 2017 ble oppdraget tildelt EC Group AS. Denne rapporten er vårt svar på oppdraget.

I arbeidet med rapporten har Statnett bidratt med to arbeidsmøter for datainnsamling. Ansatte med oppgaver knyttet til henholdsvis nettplanlegging og landssentralen har bidratt til å belyse kostnadsdrivere for henholdsvis kapitalkostnader og kostnader til systemdrift. Vi har i tillegg hatt et møte for å diskutere et tidligere utkast til rapporten. I tillegg har alle vi har spurt i Statnett stilt velvillig opp for ytterligere diskusjon per telefon eller mail. Vi takker for verdifulle synspunkter og gode diskusjoner. Ansvaret for den endelige versjonen er likevel fullt og helt vårt.

Ordningen for store, stabile forbrukere gir redusert nettleie til store uttakskunder basert på kundenes brukstid, forbruksendring fra time til time og sesongfordeling. Det er ingen geografisk differensiering i ordningen – geografisk differensiering av tariff for uttak ivaretas i dag gjennom k-faktoren. Selv om både tariffing av innmating og geografisk differensiering kan være viktige tema i forbindelse med tariffing av store enkeltkunder, ligger begge deler utenfor mandatet for dette oppdraget. Tvert om har en av premissene for vårt oppdrag vært at geografisk differensiering, i den grad det er aktuelt, skal ivaretas av andre mekanismer enn de vi skal vurdere.

Vi takker for oppdraget og ønsker Statnett lykke til med det videre arbeid med tariffstrategien.

Oslo/Trondheim, 29. juni 2017.

Sammendrag

Dagens ordning for kunder med stort forbruk med høy brukstid gir til dels betydelige reduksjoner i transmisjonsnettets fastledd for store uttakskunder i transmisjons- og regionalnettet. I 2017 tilsvarer dette en reduksjon på ca 600 millioner kroner sammenlignet med om de aktuelle kundene skulle ha betalt samme tariff som alminnelig forsyning. Ordningen ble utarbeidet under antagelse om at store kunder med høy brukstid har gunstig virkning på kapitalkostnader i transmisjonsnettet og på systemdriftskostnadene. Ordningen forutsetter også at geografiske forskjeller i nettkostnader tas hensyn til gjennom andre ordninger (for eksempel k-faktoren).

Vår analyse viser at det er gode grunner for betydelige endringer i ordningen. Vi finner ingen holdepunkter for at uttak med svært høy brukstid har systematisk forskjellig virkning på kapitalkostnadene i transmisjonsnettet enn alminnelig forsyning har, når vi skal se bort fra geografiske forskjeller. Et forbruk med makslast på 1 MW krever like mye nettkapasitet enten brukstiden er høy eller lav. Mer presist er det ikke brukstiden eller bruksmønsteret som forklarer forskjeller på hvor stort kapitalbehov den enkelte kundes tilknytning skaper i transmisjonsnettet. Derimot synes nettopp geografiske forhold å ha vesentlig betydning. Dessuten er det ingenting som tyder på at en reduksjon av forbruk med høy brukstid vil måtte medføre nytt forbruk med vesentlig lavere brukstid og derav følgende høyere makslast og høyere kapitalkostnader.

På den annen side synes det udiskutabelt at kunder med stort og stabilt forbruk har gunstige virkninger på systemdriftskostnadene. Høyt uttak om sommeren fører til at Statnetts kostnader til sikring av normal primærreserve (FCR-N) blir lavere enn de ellers ville ha vært. Relativt liten døgnvariasjon sammenlignet med alminnelig forsyning tilsier videre at denne kundegruppen ikke bidrar til Statnetts kostnader til sikring og bruk av sekundærreserver (aFRR). I den grad aktuelle kunder har motsatt døgnvariasjon (høyere nattforbruk enn dagforbruk) bidrar de dessuten til å redusere behovet (volumet) for sekundærreserven.

Dermed er det grunnlag for å utforme en generell tariffmodell som reflekterer den positive virkningen av aktuelle kunder på systemdriftskostnadene. Våre anslag tyder på at nyttevirkningene på systemdriftskostnadene tilsvarer om lag en tiendedel av total tariffreduksjon i 2017.

Enkelte uttakskunder i transmisjonsnettet står for nedtransformering selv. Det er neppe rettferdig om disse kundene ikke bare skal dekke de fulle kostnadene for egen nedtransformering, men gjennom fastleddet også betale en andel av kostnadene for nedtransformering til alle andre kunder i transmisjonsnettet, også selv om dette er redusert i henhold til virkningen på systemdriftskostnadene. Isolert sett tilsier dette at en gjennomsnittlig kunde med egen nedtransformering skal ha større reduksjon i fastleddet enn en tilsvarende kunde uten egen nedtransformering.

Innhold

1	Introduksjon	5
2	Dagens tariffmodell for store forbrukere	5
3	Premisser for analysen i denne rapporten	8
3.1	Geografisk differensiering	8
3.2	Effektive priser.....	9
3.3	Incentivvirkninger	10
4	Store forbrukere og kapitalkostnader i transmisjonsnettet	10
4.1	Brukstid og kapitalkostnad	11
4.2	Hvordan skulle man ellers utnyttet kraftproduksjonen?.....	14
4.3	Nedtransformering er inkludert uttakstariffen.....	18
4.4	Delkonklusjon	19
5	Store forbrukere og systemdriftskostnader	19
6	Samlet potensial for tariffreduksjon.....	27
7	Fordelingsnøkler mellom kvalifiserte kunder	32
7.1	Kvalifikasjonskrav.....	32
7.2	Brukstid.....	32
7.3	Sommerforbruk	33
7.4	Timesvariasjon	35
7.5	Egen transformering	37
8	Reduksjonsskalaer/beregning av fastledd	37

1 Introduksjon

Allerede fra innføringen av punktтарiffer i 1992 har norsk industri i praksis stått overfor lavere fastledd enn alminnelig forsyning i transmisjonsnett. Siden 2015 har store sluttbrukere med relativt stabilt uttak kvalifisert til redusert fastledd etter en ordning som blir kalt 'tariffmodell for store forbrukere'. Denne ordningen er begrunnet med at store kunder med jevnere uttak enn alminnelig forsyning antas å representere en 'nettmessig nytte'.¹ Nyttens er beskrevet med at denne kundegruppen bidrar til lavere kapitalkostnader og lavere kostnader til systemdrift enn andre uttakskunder. Reduksjonen for den enkelte beregnes ut fra brukstid, gjennomsnittlig lastendring fra time til time og størrelsen på sommerforbruket relativt til resten av året.

I denne analysen skal vi vurdere 1) størrelsen på den nettmessige nytten (samlet sett), 2) gjennomsnittlig og maksimal reduksjon i fastledd sammenholdt med den nettmessige nytten, og 3) vektlegging av de tre ulike faktorene som brukes for å beregne reduksjonen. Geografisk variasjon i nettkostnader, og dermed potensiell nytte av stort og stabilt uttak, er ikke en del av den aktuelle ordningen og er derfor ikke vurdert her. Dette kan være likevel høyst relevante forhold ved tariffing av store enkeltkunder, men er behandlet i andre analyser Statnett har fått utført.

I kapittel 2 gir vi en mer spesifikk beskrivelse av dagens ordning. I kapittel 3 drøfter vi enkelte sentrale premisser for vår analyse. Kundegruppens bidrag til transmisjonsnettets kapitalkostnader behandles i kapittel 4. I kapittel 5 fortsetter vi med en tilsvarende drøfting av systemdriftskostnader. Dette legger grunnlaget for en samlet vurdering i kapittel 6 av den nettmessige nytten denne kundegruppen representerer.

I kapittel 7 går vi nærmere inn på de enkelte reduksjonsfaktorene og drøfter dagens modell i lys av funnene presentert i kapittel 4 og 5. I kapittel 8 samles dette til konkrete forslag til beregning av fastledd for store forbrukere.

2 Dagens tariffmodell for store forbrukere

Den nettmessige nytten knyttet til store forbrukere, som ikke avhenger av den geografiske plasseringen av uttaket, ble i 2014 anslått til 450 millioner kroner per år. Av dette var 300 millioner kroner knyttet til reduserte kapitalkostnader – store kunder med høy brukstid ble antatt å bidra til lavere dimensjonering av transmisjonssystemet. Videre ble det antatt at liten variasjon

¹ Jf. Statnetts presentasjon på informasjonsmøte 14. oktober 2014 om den nye tariffmodellen for stort forbruk.

i lasten fra time til time bidrar til lavere kostnader til systemdrift (for eksempel i form av betaling for beredskap som reserve) med ca 50 millioner kroner per år. Endelig ble det antatt at det relativt høye sommerforbruket bidrar til at såpass mange kraftverk uansett er i drift om sommeren slik at markedsprisen for å stille primærreserve til rådighet blir lavere enn den ellers ville ha vært. Besparelsen ble antatt å bety om lag 100 millioner kroner årlig.

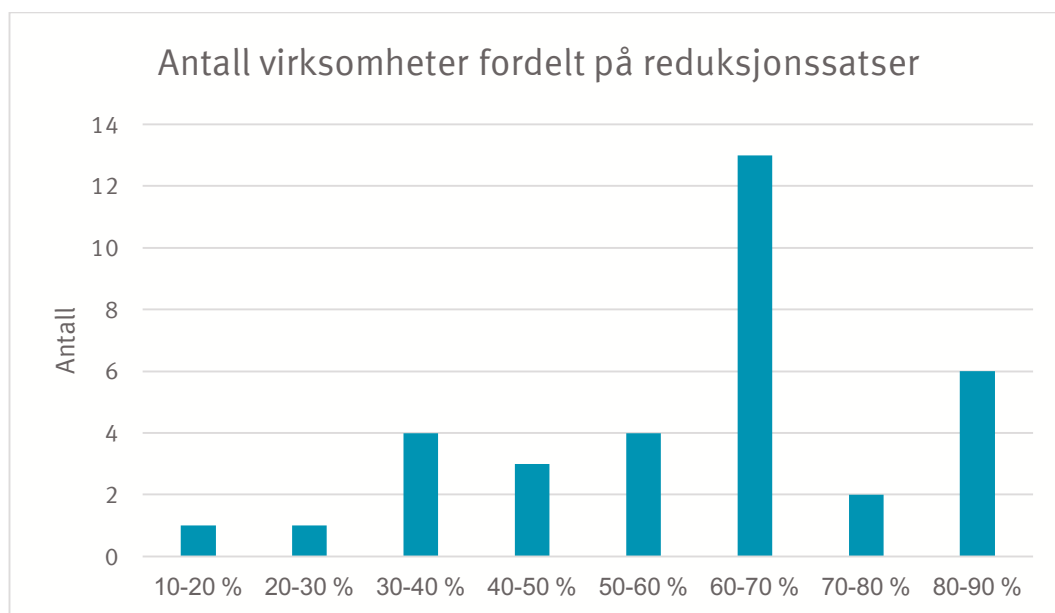
Definisjonen av store kunder ble satt ved et uttak på minst 15 MW fra ett uttakspunkt i mer enn 5000 timer i året. Volumkravet på 15 MW ble begrunnet i at enkeltaktørens størrelse er viktig for at stabilitetskriteriene skal ha en verdi av betydning og at administrative kostnader med å praktisere tariffmodellen bør holdes nede.

Den konkrete beregningen av tariffreduksjonen ble knyttet til tre faktorer. Hver faktor kan bidra til en prosentvis reduksjon i fastleddet mellom null og et øvre tak som varierer mellom faktorene på denne måten:

- **Bruktid:** Innslagspunktet er som nevnt over 5000 timers brukstid, der brukstid er definert med utgangspunkt i kundens maksimale uttak. Full brukstid, 8760 [8784] timer, gir en reduksjon på 50 prosent. Mellom 5000 timer og full brukstid øker satsen for reduksjon lineært. I praksis er brukstiden for de mest stabile kundene om lag 8300-8400 timer. Brukstiden for alminnelig forsyning er om lag 5000 timer. Gjennomsnittlig rabatt for brukstid er vel 39 prosent.
- **Timesvariasjon:** Timesvariasjon beregnes som gjennomsnittlig absoluttverdi av lastendring fra time til time (MW), dividert med kundens 'topplast', der topplast er definert som det 95 prosent høyeste timeforbruket. For å kvalifisere til tariffreduksjon må variasjonen være mindre enn 1,8 prosent. Tariffreduksjonen øker lineært med synkende timesvariasjon, oppad begrenset til 15 prosent tariffreduksjon hvis lastendringen er null (altså fullstendig konstant uttak). I praksis får de mest stabile kundene beregnet en timesvariasjon ned mot 0,3 prosent. Alminnelig forsyning samlet sett har til sammenligning en variasjon mellom 1,6 og 1,8 prosent. Gjennomsnittlig rabatt for lav timesvariasjon er i underkant av 7 prosent.
- **Sommerforbruk:** Sommerforbruk beregnes som gjennomsnittlig uttak i juni, juli og august sett i forhold til gjennomsnittlig uttak i resten av året. Innslagspunktet er satt til 80 prosent. Tariffreduksjonen øker lineært med økende forholdstall, oppad begrenset til 25 prosent tariffreduksjon ved sommerforbruk identisk med uttaket resten av året. I praksis har de mest stabile kundene et sommerforbruk som er til forveksling likt forbruket resten av året. Gjennomsnittlig rabatt for høyt sommerforbruk er 22 prosent, noe som tilsvarer et gjennomsnittlig effektuttak om sommeren på knappe 98 prosent av det gjennomsnittlige uttaket resten av året.

Begrunnelsen for ikke å ta hensyn til geografisk plassering var at nyttevirksomheter knyttet til geografiske forskjeller i nettkostnader skulle rendyrkes og ivaretas på en annen måte.

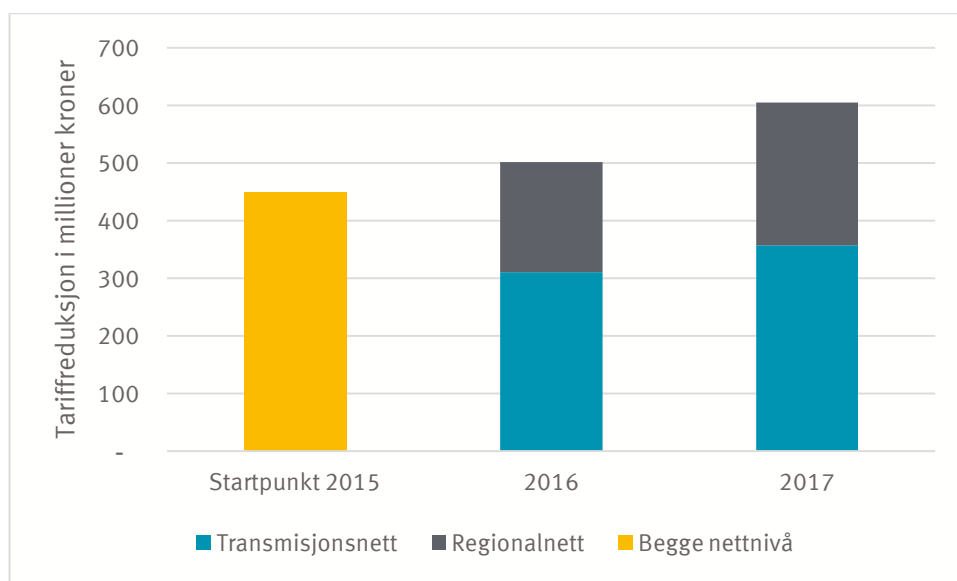
Samlet reduksjon for den enkelte bedrift er summen av reduksjonen beregnet for hver faktorene. Maksimal reduksjon blir dermed $50 + 15 + 25 = 90$ prosent. Den gjennomsnittlige reduksjonen for kvalifiserte virksomheter er om lag 68 prosent i 2017. Utfallsrommet er stort og spenner fra knapt 20 til nær 90 prosent, se også Figur 2-1 nedenfor.



Figur 2-1 Utfallsrom for tariffreduksjoner, 2017 (basert på tall fra Statnett)

Siden starten med denne modellen har tariffsatser for uttak økt fra 200 kr/kW i 2015 via 230 til 275 kr/kW i 2017. Avregningsgrunnlaget for stort forbruk har derimot ikke endret seg nevneverdig i perioden – både samlet uttak, brukstid og bruksmønster synes å være relativt stabilt i disse tre årene. Ettersom reduksjonssatsene også har blitt holdt uendret betyr dette at samlet tariffreduksjon i kroner har økt relativt kraftig i perioden.

Mens utgangspunktet var en antatt nettmessig nytte på om lag 450 millioner kroner, var tariffreduksjonen på 500 millioner kroner i 2016. For 2017 ser det ut til å bli vel 600 millioner kroner, se også Figur 2-2. Fordelingen mellom uttak i regionalnett og transmisjonsnett ser også ut til å holde seg stabilt fra år til; rundt 60 % av reduksjonen kan knyttes til uttak fra transmisjonsnettet.



Figur 2-2 Tariffreduksjoner vokser selv om forbruket ikke endres

3 Premisser for analysen i denne rapporten

3.1 Geografisk differensiering

Vi har store geografiske forskjeller i nettkostnader i Norge. Det betyr blant annet at virkninger på norske nettkostnader av endringer i uttaket fra stort, stabilt forbruk i stor grad avhenger av hvor i nettet uttaksendringen finner sted. Nå er det ikke sikkert at den geografiske dimensjonen er ulik for kunder med svært høy brukstid og for mer alminnelig uttak. Det er ikke bare det stabile uttaket fra overskuddsområder som kan være gunstig rent nettmessig – også ujevnt forbruk på dagtid kan bidra til å redusere de problemer et lokalt kraftoverskudd ellers kan forårsake.

Siden 2015 har Statnett rendyrket tariffmekanismene for uttak slik at alt som har med geografi å gjøre er forsøkt ivaretatt gjennom k-faktoren, mens ordningen for stort, stabilt uttak er utformet for å ta hensyn til det som ikke har med geografi å gjøre. Den siste ordningen rendyrker med andre ord det som har med uttaksmønstre over tid å gjøre – uavhengig av beliggenhet.

Av denne grunn er det ingen diskusjon i det følgende om hvordan nettnytten av stort, stabilt uttak varierer geografisk.

3.2 Effektive priser

Tarifiering i kraftnett innebærer i praksis en rekke kompromisser mellom kryssende hensyn. Tariffer skal helst være samfunnsøkonomisk effektive og samtidig virke rettferdige for nettkundene. Effektivitetskravet tilsier blant annet at priser kun burde reflektere kortsiktige marginalkostnader, så som marginaltap og verdien av knapp kapasitet, og at slike priser bør være like (eller likt beregnet) for alle. Slike priser ville imidlertid verken gitt tilstrekkelig finansiering av nettet eller vært praktisk mulig å implementere. Både rettferdighetskravet og hensyn til langsiktig effektivitet tilsier derfor at det er nettkundene, og eksempelvis ikke skattebetalere, som må ta ansvar for fullfinansieringen av nettet. Til dette benyttes såkalte residuale tariffledd, som fastledd og effektledd.

Effektivitetshensyn tilsier at slike residuale tariffledd skal påvirke forbruket av nettjenester minst mulig. Ett av de aktuelle dilemmaene er hvis like residualledd har ulik virkning på kundenes etterspørsel. Hvis kundenes etterspørsel er karakterisert ved ulik priselastisitet kan samme effektledd være uproblematisk for én kunde mens for en annen kunde kan det føre til så sterkt svekket lønnsomhet at etterspørselen etter nettjenester faller eller uteblir. En klassisk anbefaling fra økonomisk litteratur er derfor å differensiere fastledd og effektledd etter kundens priselastisitet, slik at kunder med stor følsomhet for priser betaler relativt mindre enn kunder hvor prisen ikke har så mye å si for kundens tilpasning (Ramsey-priser). Poenget bak anbefalingen er at slik prisdiskriminering kan bidra til større samfunnsøkonomisk effektivitet – i form av mindre 'ekskludering' eller fortrengning av prisfølsomt uttak enn vi ellers ville sett med like priser for alle. En sentral premis er at prisdiskrimineringen kun skal omfatte priser som fastledd eller effektledd.

I norske regler for nettariffer er det imidlertid liten åpning for å bruke dette prinsippet. Et sentralt krav i forskrift om kontroll av nettvirksomhet (kontrollforskriften; FOR-1999-03-11-302) er at eventuell differensiering av priser skal være basert på objektive og kontrollerbare kriterier og være nettmessig begrunnet. Ramsey-priser oppfattes normalt som kundemessig begrunnet differensiering. Dessuten kan det diskuteres om en kundes betalingsvilje er objektiv og kontrollerbart kriterium for differensiering.

Selv om det åpenbart kan argumenteres for at Ramsey-priser bidrar til høyere samfunnsøkonomisk effektivitet, synes kontrollforskriften og NVEs praktisering av denne å være til hinder for en slik motivasjon for tarifiering. I tillegg er det flere praktiske utfordringer ved Ramsey-priser, som for eksempel at priselastisitet er mer avhengig av næringskode enn bruksmønster, at priselastisiteten ikke nødvendigvis er den samme for hele forbruket til kunden, at kunder med likt bruksmønster kan ha svært ulike konkurranseforhold og ikke minst at betalingsvilligheten kan variere sterkt over tid (konjunkturer). Det følger av dette at bruksmønster neppe er noen god indikator på priselastisiteten. I tråd med vårt mandat har vi derfor ikke gått videre med å vurdere differensiering basert på betalingsvilje.

Vår problemstilling handler derfor ikke først og fremst om effektive priser; så langt det lar seg gjøre er det presumptivt ivaretatt gjennom energiledd og områdepriser, hvor alle nettkunder behandles likt – i tråd med både folks rettferdighetsoppfatning og økonomisk teori. Derimot skal vi undersøke om det finnes nettmessige grunner utenom geografisk beliggenhet til at noen bør betale lavere residualledd enn andre. Kan det for eksempel være rettferdig og eventuelt også effektivt med noe lavere residualledd til store stabile forbrukere?

Gitt at svaret på dette spørsmålet er 'ja', skal vi også vurdere hvordan differensiering eventuelt bør innrettes i praksis.

3.3 Incentivvirkninger

Dagens tariffmodell for store og stabile forbrukere gir som forklart foran lavere nettleie til kunder som har relativt stabilt uttak gjennom året. Dette har fått noen kunder til å tilpasse sin adferd for derved å få lavere nettleie. Slike incentivvirkninger er i praksis uunngåelige – ingen ønsker å betale mer enn nødvendig. Så lenge kostnadene med å endre uttaksmønster ikke overstiger de reelle gevinstene for nettet er slike incentivvirkninger heller ikke problematiske.

I vårt tilfelle synes det rimelig klart at motivasjonen for prisdifferensiering i større grad er knyttet til rettferdig fordeling og å 'premiere' forbruk med en bestemt egenart, snarere enn å 'kjøpe' en bestemt forbruksprofil. Man kan derfor ikke uten videre gå ut fra at de konkrete incentivvirkningene kan knyttes til presise estimat på kostnadsforskjeller ved ulike typer adferd. Litt forenklet kan motivasjonen oppfattes mer som å 'premiere' forbrukets egenart enn det faktiske forbruket.

Etter vårt syn tilsier dette at incentivvirkningene vurderes først hvis en står overfor ellers like gode alternative modeller for differensiering. Fordi differensiering neppe gir uttrykk for presise kostnadsforskjeller, er det alt annet likt fordelaktig om incentiver til atferdsendring kan dempes noe, for eksempel ved å benytte data for eksempelvis de siste fem år, eller differensiere på grunnlag av gjennomsnittsbetraktninger.

4 Store forbrukere og kapitalkostnader i transmisjonsnettet

Nettvirksomhet er kapitalkrevende virksomhet. Nettjenester, som er et nettselskaps 'produksjon', fremstilles når nettkunder bruker nettanlegg, eller anvender realkapitalen slik

Økonomer gjerne kunne sagt det. Den viktigste enkelt-faktoren som forklarer et nettselskaps kostnader er størrelsen på realkapitalen, eller mengden nettanlegg.² Jo mer nett, jo høyere kostnader. For at kostnadene ikke skal bli unødvendig høye er det derfor sentralt at 'nettmengden' ikke er større enn den behøver å være. Nett kunder som i kraft av sin egenart krever mindre nett enn 'vanlige' nett kunder er derfor attraktive for nettet – de bidrar til at kostnadene blir lavere enn de ellers ville ha vært.

Ett resultat av denne tankegangen er at hovedregelen for avregning av uttakskunder i nær sagt alle nettselskap i hele verden, er at avregningsgrunnlaget for en vesentlig del av nettariffen er antallet MW kunden tar ut 'på det meste'. Hvorvidt avregningsgrunnlaget er kundens uttak når samlet uttak for alle kunder er på det høyeste eller når kundens uttak er på det høyeste kan variere, men felles for svært mange tariffsystemer er at kunder som ber om 2 MW betaler om lag dobbelt så mye som kunder som ber om 1 MW.

En sentralt premiss for den nåværende norske ordningen for store uttakskunder er som nevnt i kapittel 2 en antagelse om at kunder med høy brukstid bidrar til lavere dimensjonering av transmisjonssystemet enn vi ellers ville hatt. Denne antagelsen er problematisk – av to grunner. For det første er det tvilsomt om brukstiden har noe å si for kapitalmengden som er nødvendig for å tilfredsstille etterspørselen etter en bestemt kapasitet. For det andre er det ikke godt å si hva vi ellers ville hatt. Derimot har vi avdekket andre relevante forskjeller på uttakskunder i transmisjonsnettet, som ikke er vektlagt i dagens tariffmodell. Nedenfor går vi nærmere gjennom disse tre momentene. I tråd med oppdraget har vi *ikke* vurdert geografiske forskjeller. Der det synes relevant har vi imidlertid påpekt dette.

4.1 Brukstid og kapitalkostnad

Utgangspunktet for nettplanlegging er at det er kundens maksimale lastbehov som er dimensjonerende for kundens tilknytning. Om en kunde ønsker mulighet for å ta ut 100 MW hele tiden eller bare noen få timer i året, er det i utgangspunktet behov for den samme

² Nettselskap har naturligvis en rekke andre kostnader enn de som er direkte relatert til størrelsen på kraftnettet (som lønnskostnader, IKT-kostnader, tapskostnader, etc.), men mange av disse er likevel påvirket av størrelsen, eller av nettkapasiteten. Større nett betyr flere ansatte til å planlegge, bygge og vedlikeholde nettet. Veldrevne nettselskap vil typisk gjøre dette med færre ansatte enn mindre effektive nettselskap hvis de ellers har like mye nett. IKT-kostnader er trolig mindre proporsjonale med størrelse – stordriftsfordeler kan være betydelige. For nettet er det en trade-off mellom tap og nettkapasitet relativt til bruken av nettet. For systemansvarlige nettselskap har en dessuten systemdriftskostnader (se kapittel 5) som i likhet med IKT-kostnader nok har en svak sammenheng med størrelsen på nettet. Poenget er likevel at kapitalmengden er en vesentlig indikator for de samlede kostnadene for nettselskap.

infrastrukturen. Nettplanleggere trenger slik sett ikke vite så mye om hvordan kunden har tenkt å utnytte den tilgjengelige kapasiteten eller hva den skal brukes til, for å planlegge en effektiv forsyning. En MW er enkelt sagt en MW, uavhengig av brukstid.

Bildet er imidlertid noe mer komplisert i praksis. Feil og avbrudd i nettet er ikke til å unngå, og nett må dimensjoneres slik at feil ikke skal få for store konsekvenser. For tilknytningspunktene i sentralnettet er 'standardkravet' N-1, hvilket betyr at kunder i punktet skal kunne få forsyning som om intet hadde skjedd selv om det skjer én feil. Har det først skjedd én feil, eller nettet er svakt dimensjonert i utgangspunktet, vil nettet kunne driftes med N-0. Skjer det feil da, har det imidlertid vesentlig større konsekvenser enn under N-1. Enkelte kundetyper i transmisjonsnettet kan tåle drift på N-0 litt bedre enn andre. Det kan være regionale nettselskap med et tilstrekkelig omfang av fleksible kunder eller det kan være visse store sluttbrukere som ikke har altfor omfattende kostnader ved et eventuelt avbrudd. Samtidig finnes det andre prosesser hvor drift på N-0 er svært risikabelt. Konsekvensene av avbrudd som rammer alminnelig forsyning kan også bli så alvorlige at man kanskje ligger nærmere N-2 enn N-1. Bildet er derfor så sammensatt at det neppe er grunnlag for å argumentere entydig for at kunder med høy brukstid eller kunder over en viss størrelse i realiteten 'krever' mindre nett enn alminnelig forsyning. Det kan faktisk være motsatt.

Foruten faren for feil er behovet for vedlikehold også et argument for å utforme nettet med N-1 (eller mer). Her spiller imidlertid kundens brukstid en vesentlig rolle. Med lav brukstid vil det være enklere å finne perioder hvor forbruket er såpass lavt at man med relativt lav risiko kan foreta utkoblinger av komponenter og gjennomføre vedlikehold. Dersom kundens brukstid er svært høy, må vedlikehold på linjer koordineres tettere med kunden og det kan være vanskelig å finne tidsmessig plass til å gjennomføre vedlikehold med mindre nettet forsterkes. Dette trekker isolert sett i retning av at nettmengden som er nødvendig for store kunder med høy brukstid faktisk kan være høyere enn for kunder innenfor alminnelig forsyning. Dette kan også fremstilles som at store kunder med relativt jevnt uttak oftere vil ligge på maksforbruk og dermed oftere enn alminnelig forsyning kan 'fremprovosere' N-0 og slik 'forsvare' eller utløse relativt mer nett per MW maksimalforbruk enn alminnelig forsyning.

Hensynet til nettap trekker i samme retning. Ved høy brukstid vil verdien av sparte nettap kunne forsvare økt tverrsnitt. Høy brukstid trekker derfor rent generelt i retning av høye kapitalkostnader. Det tilsier dyrere nett per MW maksimalforbruk enn om varigheten av maksimallasten er kort og gjennomsnittlig kapasitetsutnyttelse er lav.

Med store enkeltkunder er det praktisk mulig å ha en dialog om fremtidig etterspørsel, mens man for alminnelig forsyning ikke har annen mulighet enn å lage prognoser. Det kan trekke i retning av lavere nettkostnader per MW maksimalforbruk for store kunder. Faren for store uventede endringer i fremtidig nettetterspørsel kan imidlertid være større for store enkeltkunder enn for alminnelig forsyning. Alle sluttforbrukere kan i prinsippet relativt hurtig ta beslutning om opptrapping eller avvikling, men alle kunder i alminnelig forsyning i et bestemt område kommer

ikke til å treffe lik beslutning på samme tidspunkt. Dette trekker i retning av at kunders størrelse og brukstid ikke sier noe entydig om nettselskaps risiko for prognosefeil vedrørende fremtidig kapasitetsbehov.

På den annen side kan det være enklere å etablere preventive tiltak og gjøre avtaler med få, store enkelt-kunder for håndtering av knapphets situasjoner i nettet, fremfor mange avtaler med flere små eller mellomstore kunder. Hos store kunder kan det være aktuelt med systemvern eller andre rimeligere tiltak enn alminnelig nettkapasitet. Sammen med kostnader av mer administrativ karakter kan dette trekke i retning av noe lavere kostnader knyttet til store enkeltkunder. I transmisjonsnettet er det imidlertid allerede etablert generelle tariffier for kunder med ulike typer fleksibilitet, som formodentlig imøtekommer transmisjonsnettets behov for fleksibilitet.

Endelig er det en geografisk dimensjon i dette. Vi kan for eksempel tenke oss etablering av en kunde som skal ha 100 MW med svært jevn brukstid og store potensielle kostnader ved avbrudd. Anta at det vurderes to alternative lokaliseringer; et område med svært mye produksjon i forhold til det lokale forbruket (for eksempel Sogn) og et område med svært lite produksjon sammenlignet med eksisterende forbruk (for eksempel Haugaland). Det er her nærliggende å tenke seg at etablering av sikker forsyning vil være rimeligere i overskuddsområdet enn i underskuddsområdet. I det første tilfellet er det ikke sikkert det er behov for å bygge nevneverdig nytt nett, mens i det andre tilfellet kan det tenkes at det er behov for en ny transmisjonslinje over relativt store avstander. Da er det vanskelig å argumentere for at det er kundeforhold som driver nettkostnadene – det er snarere den valgte lokaliseringen sammenholdt med den eksisterende konfigurasjonen av kraftsystemet som enten er gunstig eller ugunstig.

Samlet sett er det derfor etter vårt skjønn tvilsomt om det kan settes opp en entydig sammenheng mellom brukstid og kapitalkostnader for nettet. Det kan finnes eksempler på store enkeltkunder som krever svært lite nett per MW maksforbruk, og det kan finnes andre eksempler der enkeltkunder krever mer transmisjonsnett per MW maksforbruk enn hva som er gjennomsnittet for alminnelig forsyning. Tilsvarende kan det tenkes nokså stor variasjon i 'nødvendig' nettmengde per MW maksforbruk innenfor alminnelig forsyning også.

Brukstiden spiller imidlertid en annen og helt vesentlig rolle for store uttakskunder med relativt høy energiintensitet, som prosessindustri. Selv om en stor kunde med høy brukstid betaler samme pris per MW som alminnelig forsyning, kan residualleddet regnet per MWh være ned mot halvparten for den store kunden (for eksempel hvis brukstiden er henholdsvis 8000 og 4000 timer). Dette er naturligvis ikke en rabatt, men en besparelse på kundens hånd fordi den store kunden utnytter sine MW bedre enn alminnelig forsyning.

Rent hypotetisk kan det også tenkes nettkunder med såpass avvikende bruksmønster at deres uttak i realiteten ikke har noen betydning for kapasitetsbehovet i nettet. Alle kunder med uttak

under høylast vinterstid vil typisk bidra med sin 1/n-del til kapasitetsbehovet. Skulle det være kunder som bruker lite strøm i vintersesongen kan forholdet være annerledes, i hvert fall for transmisjonsnettets vedkommende siden vinterforbruk under høylast er dimensjonerende på dette nettnivået. I praksis har vi nok bare slike kunder i distribusjonsnett, for eksempel i form av sommerhytter som er helt avstengt vinterstid eller i næringer med betydelig sesongvariasjon. Gårdsbruk kan for eksempel ha sin topplast knyttet til korntørking på høsten og vesentlig lavere forbruk når kraftsystemet har sin topplast. Et annet eksempel kan være alpinanlegg med snøkanoner – snøkanoner brukes vanligvis på høsten og tidlig vinter, men ikke midtvinters.

Imidlertid er slike kunders 'manglende' forbruk under topplast allerede reflektert i deres nettselskaps avregningsgrunnlag vis-à-vis transmisjonsnett. Følgelig betales det ikke uttakstariff til transmisjonsnett for rent sommerforbruk, selv om sommerhytter og alpinanlegg nok bidrar til å dekke sitt nettselskaps kostnad til overliggende nett. Hadde vi hatt kunder med et slikt bruksmønster i transmisjonsnett (vi kan tenke på det som en stor iskremfabrikk med neglisjerbar vinterretterspørsel), ville disse selv uten dagens tariffmodell for stort og stabilt forbruk stått overfor en svært lav tariff.

4.2 Hvordan skulle man ellers utnyttet kraftproduksjonen?

Skulle man på tross av diskusjonen ovenfor likevel legge til grunn at kunder med høy brukstid bidrar til lavere dimensjonering av transmisjonssystemet enn andre, må man stille spørsmålet: hva skal sammenligningsgrunnlaget være? Hva slags nett ville 'andre' ha krevet? I norsk debatt om tariffer har premissen typisk vært at hvis vi ikke hadde hatt energiintensiv industri, ville energien blitt brukt innenfor alminnelig forsyning. Siden alminnelig forsyning har lavere brukstid, ville det betydd behov for større nettkapasitet for å fordele energien (som industrien bruker nå) på færre timer. Dette er eksplisitt lagt til grunn for dagens ordning for stort, stabilt uttak.

Vi er uenige med Statnett i at dette er et rimelig utgangspunkt. Skal vi først tenke oss det norske kraftsystemet med lavere industriforbruk, må vi velge tidsperspektiv og drøfte om vi skal se fremover eller bakover i historien. Videre må vi stille spørsmål om det er riktig å holde energivolumet innenlands 'konstant'. Alternativet kan for eksempel være å holde innenlands maksimaleffekt konstant og la kraftutvekslingen med utlandet variere.

I historisk perspektiv er det temmelig sikkert at uten kraftintensiv industri ville det norske kraftsystemet sett ganske annerledes ut enn det gjør. I Norge er til og med bosetting delvis bestemt av lokalisering av vannkraftressurser som egnet seg som grunnlag for industrietablering for 100 år siden. Etter hvert som kostnadene for transmisjon over betydelige avstander falt, ble andre forhold enn nærhet til vannkraftressursene også viktig for lokalisering, som nærhet til andre råvarer eller nærhet til havn eller andre transportsystemer, eller nærhet til

kompetansemiljøer. Antagelig ville vi hatt mindre kraftproduksjon i Norge om det aldri var blitt etablert industri her. Uten industrien ville Norge vært et helt annet land enn det faktisk er.

Vi kan imidlertid konstatere at vi har det kraftsystemet vi har. Fortiden får vi ikke gjort så mye med, verken på godt eller vondt; selv om den har historisk interesse. I den grad vi kan påvirke noe, er det den fremtidige utviklingen av kraftsystemet vi må ha i tankene. Spørsmålet er derfor ikke hva vi burde eller ville ha gjort hvis vi ikke hadde hatt industri i Norge, men snarere hva som eventuelt ville vært alternativene dersom denne kundegruppen i større eller mindre grad skulle redusere aktiviteten i Norge i fremtiden. Sparer vi noen nettkostnader på at industrien forblir her, eller motsatt, vil nedtrapping av industri føre til kostnadsøkninger i nettet? Dette kunne være nettmessige forhold som eventuelt kunne begrunne ulike residualledd for uttaks kunder på samme sted.

Når vi ser fremover må vi tenke på både kort sikt og lang sikt. Virkningene av et eventuelt fall i industrietterspørsel vil før eller siden gjøre seg gjeldende innen både kraftproduksjon, nettutvikling og forbruksutvikling, herunder også bosetting. Å gjøre en fullstendig og grundig analyse av dette faller langt utenfor mandatet og budsjettet for dette prosjektet, men vi kan jo stikkordsmessig skissere noen sentrale poeng. La oss ganske enkelt anta at industriforbruket i Norge av en eller annen grunn falt signifikant og brått.

- På kort sikt ville det ikke vært noen virkning på nettkapasiteten i Norge, ei heller på produksjonskapasiteten for kraft eller de tekniske mulighetene til å øke kraftforbruket. Utnyttelsen av eksisterende kapasitet kan derimot endres på kort sikt – dette er selve definisjonen av *kort sikt*.
 - Siden vannkraften ikke har andre signifikante variable kostnader enn alternativverdien av vannet ville det ikke vært grunnlag for å stenge kraftverk. Årlig kraftproduksjon i Norge ville derfor vært om lag uendret, bortsett fra eventuell økning i flomtap. Virkningene vil være ulike om det er uttak fra overskuddsområde eller fra et underskuddsområde som faller.
 - Det ville trolig føre til et umiddelbart fall i kraftprisene, som kunne stimulere substitusjon fra andre energibærere til kraft, for eksempel til varmeproduksjon både direkte i bygg og i fjernvarmesektoren.
 - Resten av den 'frigjorte' energien ville etter alt å dømme blitt eksportert.
 - Samlet ville dette ha betydd en forskyvning i tid for kraftproduksjonen slik at den passet bedre med 'den nye' kraftetterspørselen fra så vel innenlandske kunder som utlandet. Flyttingen i tid ville vært begrenset av magasinkapasitet og nettkapasitet. Verdien av kraftproduksjonen ville falt (lavere grunnrente i vann- og vindkraft), selv om totalvolumet var uendret.
- Etter hvert ville vi sett endringer, eller tilpasninger, på flere fronter.
 - Lavere verdi av kraft ville ha bremset investeringer i nye kraftverk, både små og store, og både vann-, vind- og solkraft, og reist tvil om lønnsomheten i pågående nettprosjekter.

- Det er vanskelig å tenke seg at et fall i kraftprisene skulle bidra signifikant til migrasjon til Norge eller plutselig ekspansjon innen bestemte sektorer. Men etter hvert ville noen sektorer trolig øke sitt kraftforbruk. Avkarboniseringen av samfunnet, spesielt innen transportsektoren, ville kunne foregå raskere enn den ellers ville. Kanskje var det initiale prisfallet dråpen som fikk datasentre til å oppleve sterk vekst i Norge, kanskje ville det komme landbaserte oppdrettsanlegg for fisk i et helt annet omfang enn ellers, eller kanskje ville noen funnet på noe helt nytt og lurt å bruke den frigjorte kraften til i Norge. I mellomtiden ville krafthandelen med utlandet vært annerledes enn den ville ha vært uten det initiale fallet i industriforbruk.
- Det som er sikkert, er at på lang sikt ville det blitt gjennomført investeringer både på tilbuds- og etterspørselssiden som i sum ville ha utnyttet både energi- og effektkapasiteten i kraftsystemet. Nøyaktig hvilke investeringer som ville ha blitt gjennomført er det ikke mulig å ha noen sikker oppfatning om, selv om en kan tenke seg en rekke ulike scenarioer, jf. Tabell 4-1 nedenfor.
 - Ett slikt scenario er at det 'nye' bruksmønsteret for norske kraftressurser fører til at dagens nett ikke ville være tilstrekkelig og at det ville ha blitt etterspørsel etter større kapasitet i transmisjonsnett. Det er imidlertid slett ikke sikkert at det i en slik situasjon ville ha vært lønnsomt å forsterke transmisjonsnett. Det ville avhenge av flere forhold vi i dag ikke kan vite så mye om:
 - *Ett viktig forhold er den geografiske dimensjonen. Det ville temmelig sikkert ha spilt en vesentlig rolle om det var industrien på Helgelandskysten eller i Grenland som eventuelt reduserte forbruket. Skulle det vise seg at et fall i industrietterspørselen ga støtet til sterk økning i nettoeksporten av kraft, ville det neppe vært stort behov for innenlands nettforsterkning om den aktuelle industrien lå i et område som kunne være endepunktet for en ny utenlandsforbindelse og med god forsyning og sterkt nett til resten av landet.*
 - *Et annet viktig forhold er ikke bare brukstiden men også bruksmønsteret for den nye kraftetterspørselen. Eksempelvis kan det tenkes at det ville være rimeligere enn nytt nett å sørge for at transportsektorens kraftetterspørsel hovedsakelig ble tilfredsstilt utenom 'rushtiden' i kraftnettet. Ettersom ingen vet hvilke forbruksformål som ville fått sterk økning er det neppe mulig å ha noen presis oppfatning om det nye forbruket ville ha krevd mer nett enn 'det gamle'.*
 - *Et tredje forhold er verdiskapingen per energienhet i de nye anvendelsene sammenlignet med verdiskapingen i virksomheten som eventuelt avvirket. Hvis verdiskapingen er høyere i ny virksomhet, er det ikke nødvendigvis noe problem om nettkostnadene øker.*
- Et sentralt poeng er at gitt det initiale bortfallet av industrietterspørsel kan vi ikke anta noe annet enn at de senere nettinvesteringene ville vært lønnsomme for samfunnet.

En mer systematisk gjennomgang av tenkbare scenarioer kan ta utgangspunkt i at forbruket som reduseres enten var i et underskuddsområde (lokal etterspørsel større enn lokalt tilbud året sett

under ett) eller alternativt i et overskuddsområde. I tråd med forklaringen ovenfor legger vi til grunn at nytt forbruk før eller siden kommer. En mulighet er da at dette kommer i samme område. Alternativt kan forbruket øke i et område med motsatt kraftbalanse (selv om årsakssammenhengen da kan være noe uklar).³ La oss også anta at det nye forbruket enten er stort og stabilt (svært høy brukstid) eller som alminnelig forsyning. Tabellen nedenfor viser kort hvordan nettkostnadene kan tenkes å utvikle seg etter en initial reduksjon. Vi ser for enkelthets skyld bort fra eventuelle forskjeller i krav til forsyningssikkerhet.

Tabell 4-1 Aktuelle scenarier ved redusert forbruk

	Nytt forbruk	Nytt forbruk i samme område		Nytt forbruk i et område med motsatt kraftbalanse	
		Høy brukstid	Alminnelig forsyning	Høy brukstid	Alminnelig forsyning
Redusert forbruk i	Underskuddsområde	Uendret behov for nett	Økt behov for nett	Redusert behov for nett	Redusert behov for nett
	Overskuddsområde	Uendret behov for nett	Redusert behov for nett	Økt behov for nett	Økt behov for nett

Konklusjonen er ganske enkelt at vi vet ikke hva vi ellers ville hatt av kraftforbruk om uttaket fra de store kundene i transmisjons- og regionalnettet reduseres. Vi vet derfor heller ikke noe om dette nye forbruket ville ha medført behov for mer (eller mindre) nett enn om de store uttakskundene fortsetter som før. Oppstilling av aktuelle scenarier bidrar ikke til å skape klarhet. Ettersom vi ikke kan vite noe om hva som kommer istedenfor, kan vi heller ikke ta stilling til om mindre industri og mer 'noe annet' er mer eller mindre effektivt, eller lønnsomt, for samfunnet. Å forutsette noe annet fremstår som ren spekulasjon og ikke som en objektiv, kontrollerbar nettmessig begrunnelse.

I den grad klima- og energipolitikken fører til stadig økende elektrifisering av samfunnet er det nærliggende å tro at etterspørselen etter nett vil øke, på alle nettnivåer. I en slik situasjon kan det like gjerne tenkes at redusert industriforbruk fører til at elektrifiseringen totalt sett blir billigere enn den ellers ville ha vært.

³ Et tredje alternativ er at forbruket øker i et annet område, men med samme egenskaper som området som mistet forbruk.

Vår konklusjon etter dette er at 'alternativ-argumentet' ikke er et egnet grunnlag for differensiering innenfor gjeldende forskrift.

4.3 Nedtransformering er inkludert uttakstariffen

Uttakskundene i transmisjonsnettene er enten (store) sluttbrukere eller nettselskap som leverer videre til sluttforbrukere eller andre nettselskap. For begge grupper er leveransen vanligvis definert som uttak nedtransformert én gang, normalt til 132 eller 66 kV. Men for snaut halvparten av sluttforbruket i transmisjonsnettene står kundene for nedtransformering selv. Disse kjøper således ikke samme vare eller tjeneste som de andre kundene i transmisjonsnettene.

Dette er en soleklar nettmessig begrunnelse for differensiering. Statnett kunne i prinsippet valgt å dele transmisjonstariffen i 2 'nivåer' eller definere leveransen som to tjenester – transport og transformering – og innrettet tariffen deretter, med marginaltapsledd og residualledd for begge tjenester. De fleste kundene ville rimeligvis kjøpt begge tjenester, men kunder som eier eller bekoster nedtransformering selv ville åpenbart bare kjøpt transport-tjenesten. Men selv om Statnett i praksis bare har én tariff, er faktum at noen kunder ikke mottar kraften en gang nedtransformert.

Transformering er kostbart og utgjør en signifikant del av kostnadene i transmisjonsnettene. Et grovt anslag tilsier at ca 40 prosent av Statnetts kapitalbase er transformatorstasjoner.⁴ Om vi da forestiller oss en todelt tariff for transmisjonsnettene kan det tilsi at transporttariffen kunne vært om lag 60 prosent og betalingen for transformering ca 40 prosent av den nåværende 'integreerte' tariffen (om vi holder for eksempel administrative kostnader og kostnader til systemdrift utenom).

For de store uttakskundene i transmisjons- og regionalnett sett under ett ville dette naturligvis vært noe ganske annet enn dagens modell. En transformeringsrabatt ville kun kommet en håndfull kunder til gode. Det er 14 uttakspunkt for sluttforbrukere i transmisjonsnettene, og i 6 av disse bekoster kundene nedtransformering selv. Ingen av uttakskundene i regionalnettene ordner nedtransformering fra transmisjons- til regionalnett selv (det kan naturligvis ikke utelukkes at noen av dem står for transformering fra regionalnettene selv, men det er en helt annen sak).

⁴ Vi har anslått andelen av bokført verdi for transmisjonsnettene eksklusive den delen av kapitalen som kan knyttes til utenlandsforbindelser til 43 prosent. Se Appendix for detaljene i regnestykket.

4.4 Delkonklusjon

Den nettmessige nytten av stort og stabilt forbruk på kapitalkostnader, eller kostnader relatert til størrelsen på nettkapasiteten, skiller seg ikke systematisk fra andre typer forbruk. Gitt at geografisk variasjon i nettkostnader er hensyntatt på annen måte, er vi uenige med Statnett i at stort, stabilt uttak har noen gunstig virkning på nettkostnadene. Det er heller ikke entydig at eventuell reduksjon i etterspørselen fra stabile forbrukere vil føre til høyere nettkostnader – resultatet kan like gjerne bli redusert behov for nettkapasitet.

Derimot er det en nettmessig nytte av kunder som ordner med nedtransformering selv – de sparer transmisjonsnettet for kostnader til bygging og drift av transformatorstasjoner, inkludert tap ved nedtransformering. En redusert uttakstariff til disse kundene burde være ukontroversielt, på samme måte som fritak for energiledd er ukontroversielt for kunders egenproduksjon i distribusjonsnettet.

5 Store forbrukere og systemdriftskostnader

En del av Statnetts kostnader er knyttet til utøvelsen av systemansvaret, ofte omtalt som systemdriftskostnader. Kostnadene redegjøres for i en årlig rapport fra systemansvarlig (Statnett, 2016), og hovedtallene gjengis i Tabell 5-1 og Figur 5-1 nedenfor.

Det er to hovedgrunner til at disse kostnadene oppstår:

- **Ubalanser:** Den planlagte balansen mellom produksjon og forbruk, som aktørene etablerer på egenhånd før driftstimen, gjelder på timebasis. I løpet av enhver driftstime vil det likevel oppstå ubalanser, som følge av driftsforstyrrelser (utfall av linje, kraftverk eller forbruksanlegg) og variasjon i forbruk og produksjon. Systemansvarlig benytter ulike typer reserver samt stiller krav til produksjonsanlegg for å håndtere slike ubalanser.
 - **Eksempel:** Om en balanseansvarlig aktør på vegne av sine kunder har meldt inn en endring fra 100 til 110 MW fra en time til den neste, er det lite sannsynlig at aktørens kunder øker forbruket med nøyaktig 10 MW momentant idet timeskiftet passerer – tvert i mot vil det vanlige være at kundenes forbruk til å begynne med i den andre timen er mindre enn 110 og ved slutten av timen over 110 MW, men i beste fall slik at forbruket i gjennomsnitt er 110 MW gjennom timen. Tilsvarende kan en produsent ha planlagt å levere 100 MW den første timen og 110 MW den neste timen. Selv om begge aktører er i balanse på timebasis, vil Statnett ha kostnader knyttet til koordineringen som sikrer balanse fra sekund til sekund. Disse kostnadene inngår i systemdriftskostnadene.

- **Flaskehals i regional- og transmisjonsnett:** I den utstrekning ordningen med separate budområder ikke er tilstrekkelig til å sikre at overføring mellom områder kan foregå uten å belaste nettkomponenter uforsvarlig, kan systemansvarlig benytte spesialregulering for å sørge for at kraftflyten er akseptabel. Ressursbruken til dette formål rapporteres også som systemdriftskostnader.

Dette betyr at i praksis kan Statnetts systemdriftskostnader plasseres i to grove kategorier: kostnader til *spesialregulering*, som i hovedsak benyttes til flaskehalshåndtering samt til håndtering av spenningsproblemer og ved feil i forbindelse med inn- og utkobling av linjer, og kostnader til *primær-, sekundær- og tertiær-reserver, systemvern og diverse annet*, som i hovedsak benyttes til å håndtere driftsforstyrrelser og ubalanser.

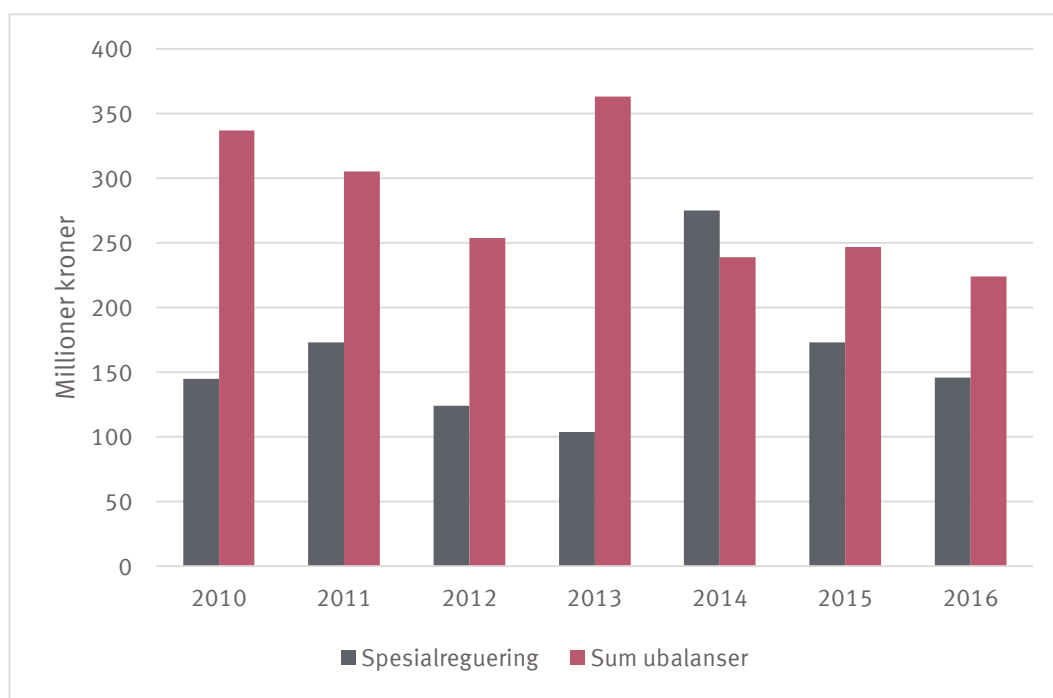
For reserver har Statnett generelt kostnader knyttet til både å sikre at reservene er i beredskap (betalte reservasjoner) og til bruk av reservene (aktivering). Kostnader til ordinær aktivering av tertiær-reserve vil i hovedsak dekkes av balanseansvarlige aktører som er i ubalanse på timebasis (altså ulikt eksemplet ovenfor) og inngår ikke i Statnetts rapportering av systemdriftskostnader, og heller ikke i tabellen nedenfor. Tertiær-reserve aktiveres også for å håndtere flaskehals. Slik aktivering kalles for spesialregulering og er skilt ut på egen linje i Statnetts rapportering. Alle andre kostnader ved reserver kan dermed knyttes til håndtering av driftsforstyrrelser og håndtering av volumendring fra time til time.

Tabell 5-1 Systemdriftskostnader fra 2010 (kilde: Statnett)

Ressurser	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Primærreserve	201	199	98	135	104	104	85
Sekundærreserve			12	62	20	29	7
Tertiærreserve	79	31	65	87	35	46	76
Netto balanse og effektkraft	-4	5	22	19	32	20	16
Øvrige systemtjenester	61	70	57	60	48	48	40
Sum ubalanser	337	305	254	363	239	247	224
Spesialregulering	145	173	124	104	275	173	146
Sum systemdriftskostnader	482	478	378	467	514	420	370

Merk at sekundærreserve gjennom hele perioden har vært en forsøksordning, med litt ulike arrangement for anskaffelse det enkelte år. I 2016 var det eksempelvis ingen innkjøp i første halvår. Kostnadene til spesialregulering varierer relativt kraftig fra år til år og har nær sammenheng med dels den hydrologiske situasjonen det enkelte år og Statnetts byggeaktivitet

med tilhørende behov for midlertidig utkobling av linjer. De ekstra høye kostnadene i 2014 blir eksempelvis forklart med betydelig utkoblinger på grunn av arbeidet med Ørskog-Sogndal.

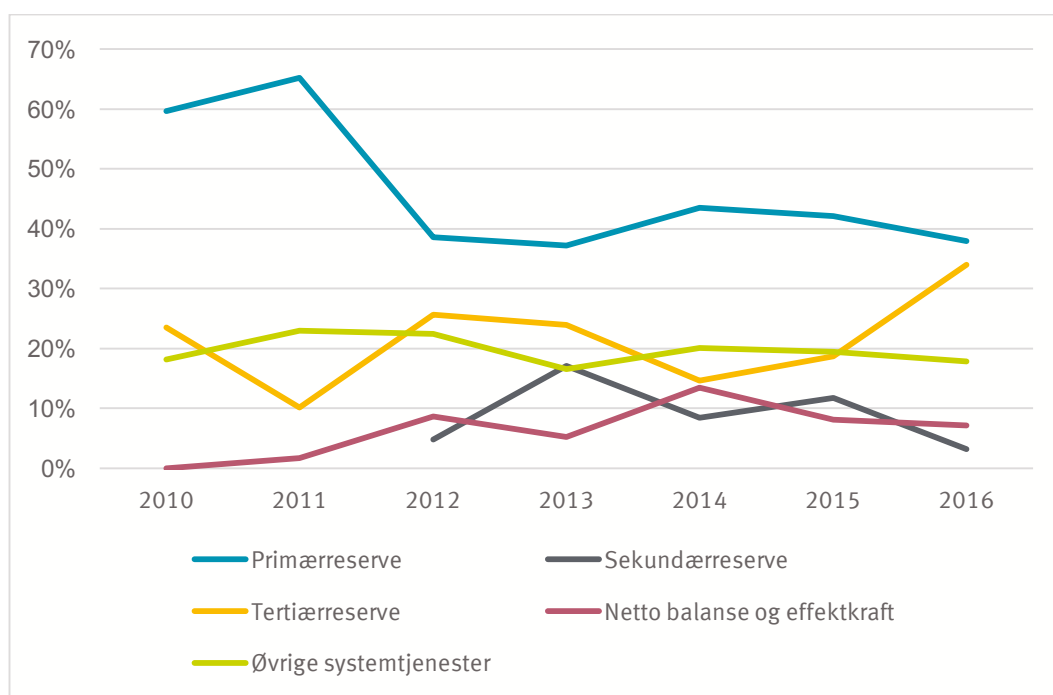


Figur 5-1 Utvikling i systemdriftskostnader

Ingen gruppe av uttaks kunder i transmisjonsnettene kan sies å være en større drivkraft for kostnader til spesialregulering enn andre. Uttaksmønster eller forbruksformål har ingen innvirkning på forekomsten av flaskehals eller spenningsproblemer. Det er ikke endringer i forbruk i seg selv som eventuelt skaper utfordringer – det er summen av uttak versus summen av innmating i et område på et gitt tidspunkt som eventuelt er problematisk. Den nettmessige nytten av bestemte kundeforbrukskarakteristika blir således en meningsløs parameter i sammenheng med kostnadene til spesialregulering.

Dette er annerledes for de andre systemdriftskostnadene, der kostnadene i hovedsak drives av endringstakten i forbruket og av forekomsten av driftsforstyrrelser. Det er nettopp stabiliteten i forbruket, eller den lave endringstakten både over døgnet, gjennom uken og mellom sesonger som er den største nettmessige forskjellen mellom de store uttaks kundene og alminnelig forsyning. Vi skal derfor se nærmere på utviklingen i disse kostnadene og drivkreftene bak dem.

Vi starter med å se nærmere på hvordan de enkelte ressursene bidrar til totalkostnaden over tid, se Figur 5-2. Kostnadene til primærreserve synes å ha stabilisert seg omkring 40 prosent av den delen av systemdriftskostnadene som ikke er knyttet til spesialregulering. Øvrige kostnader og netto for balansering og effektkraft varierer mellom 20 og 30 prosent, mens sekundær- og tertiærreserve i sum varierer mellom 30 og 40 prosent.



Figur 5-2 Utvikling i kostnader over tid

1. Primærreserve (FCR): Kostnadene i Tabell 5-1 og den blå kurven i Figur 5-2 er summen av betaling for reservasjon og aktivering av primærreserve, fratrukket inntekter fra videresalg av reservasjon til Sverige og Finland.⁵ Statnett reserverer kapasitet for FCR gjennom to ulike ordninger: Den ene er et frivillig marked der Statnett gjennom auksjon kjøper døgn- og ukekontrakter fra kraftprodusenter. I tillegg er kraftverk over 10 MVA som ikke leverer på slike markedsbaserte kontrakter forpliktet til å levere en såkalt grunnleveranse via krav

⁵ Det som videreselges (og dermed gir inntekt til Statnett) er reservasjon. Utenlandske TSOer kan be Statnett kjøpe inn reserve i Norge til oppfylling av de utenlandske TSOers 'kvote'.

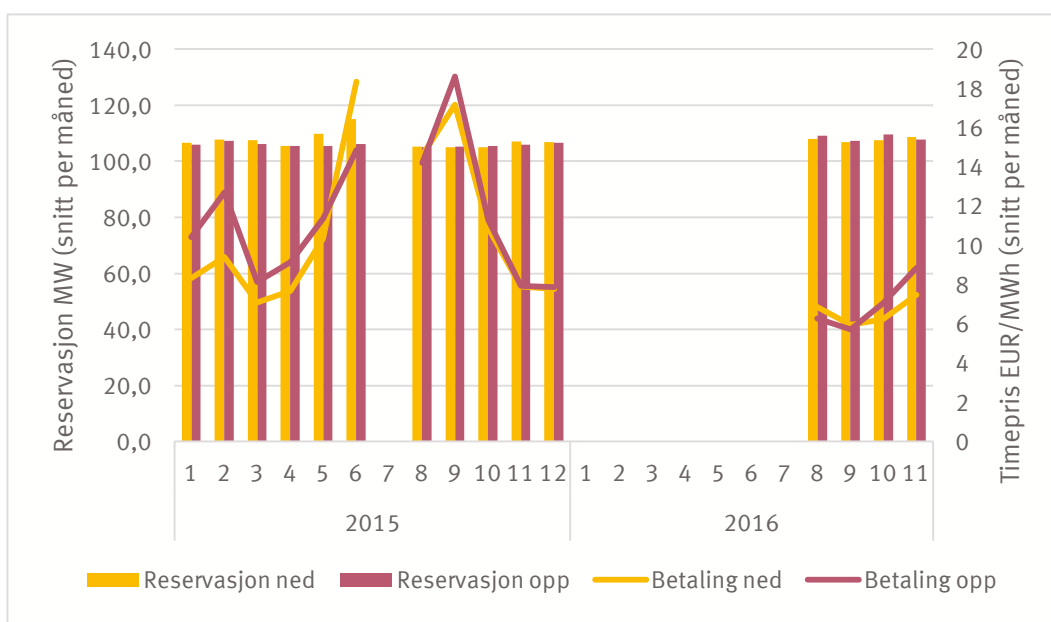
til statikkinnstilling for turbinene. Grunnleveransen honoreres med en pris Statnett bestemmer.

- a. Samlet reservasjonsvolum kan forstås som en sum av to kategorier; FCR-N og FCR-D. Kravet til FCR-N er basert på et nordisk krav om at man i synkronområdet skal ha minimum 600 MW FCR-N tilgjengelig totalt. Dette fordeles per land etter årsforbruk. Statnett sikrer sitt krav til FCR-N (som er 212 MW) gjennom uke- og døgnmarkedet. Kravet til FCR-D er knyttet til største dimensjonerende feil i Norden. Største dimensjonerende feil ligger i Sverige og er på 1400 MW. Kravet per land fordeles deretter proporsjonalt basert på dimensjonerende feil per land. Kravet til Norge er på 350 MW og anskaffes fullt ut gjennom grunnleveransen.
- b. Basert på dette vil volumet FCR-N kjøpt i markedet være relativt stabilt på ca 212 MW, tidvis noe mer, avhengig av størrelsen på siste bud (auksjonsvilkårene åpner ikke for delvis aksept av bud). Volumet fra grunnleveransen varierer gjennom døgnet, uken og med årstidene. Grunnleveransen er generelt mindre i sommermånedene, mens det er rikelig om vinteren – mest på dag, noe mindre på natt, og mer på hverdag enn i helg. Forklaringen bak variasjonen er ganske enkelt at fordi grunnleveransen er avhengig av kravet til statikkinnstilling vil høy kraftproduksjon tilsi høy kapasitet for FCR. Høyere forbruk tilsier høyere produksjon og flere innfasede aggregater. Men vi kan også ha kortere perioder med høyt forbruk og lite grunnleveranse, dersom vi samtidig har høy import. I perioder med høy produksjon av vindkraft på kontinentet har vi typisk høy import, mange vannkraftanlegg som står, og vi får lite grunnleveranse.
- c. Aktivering av FCR betales/belastes med aktuell pris for regulerkraft (mFRR). Volumet estimeres med utgangspunkt i aksepterte bud og frekvensmålinger. Prisene for aktivering følger dermed det 'vanlige' forløpet for kraftpriser; som regel høyere om vinteren enn om sommeren.
- d. Da auksjonsordningen ble innført i 2008 senket Statnett kravet til grunnleveranse.⁶ Det innebærer blant annet at prisene for kjøp av primærreserve i større grad enn før reflekterer alternativkostnadene for ressursen. Dette er særlig tydelig om sommeren. Da er forbruket generelt lavt, prisene gjerne lavere enn om vinteren og magasinverk holder lav produksjon, for å fylle magasinene i påvente av høyere priser og på grunn av vedlikehold. Betalingen bør da være god om man heller skal kjøpe kraftverket slik at det kan levere primærreserve. Kostnadene kan også være høye i perioder med høye kraftpriser, fordi leveranse av primærreserve krever ledig effekt på aggregatet.
- e. Siden det i hovedsak er magasinverk som leverer primærreserver, påvirkes kostnadene også av økende import og større andel ikke-regulerbar produksjon, som vind, småkraft og etter hvert også sol. Om økt utvekslingskapasitet øker kostnadene avhenger imidlertid av den hydrologiske situasjonen, spesielt i sommerhalvåret. I eksportsituasjoner kan økt utvekslingskapasitet tvert imot redusere kostnadene for

⁶ Senkningen foregikk ved at det såkalte statikk-kravet ble hevet fra 6 % til 12 %. Høyere tall for statikk-innstillingen betyr mindre automatisk justering av produksjonen når frekvensen endres.

- primærreserve. De relativt høye kostnadene i 2010 og 2011 sammenlignet med årene etterpå forklares i hovedsak av at de siste fem årene har hatt godt tilsig og høy produksjon i magasinverkene også om sommeren.
- f. Til forskjell fra alminnelig forsyning har store forbrukere som oftest et relativt høyt forbruk i sommermånedene. Det innebærer at mer norsk produksjon vil være roterende enn om disse forbrukerne hadde hatt et mer 'alminnelig' forbruksmønster eller om nettoeksporten økte. Konsekvensen av dette er blant annet at markedsprisene på primærreserve blir lavere enn de ellers ville ha vært.
 - g. På den annen side bidrar høyt sommerforbruk også til høyere volum av grunnleveransen (enn om sommerforbruket var lavt). Denne volumeffekten virker motsatt av den gunstige priseffekten. Nettoeffekten er etter alt å dømme likevel slik at høyt sommerforbruk bidrar til lavere total kostnad for primærreserve enn om alt forbruk hadde hatt et forbruksmønster som i alminnelig forsyning.
2. Sekundærreserver (aFRR) er automatiske reserver som avløser primærreservene, slik at disse blir frigjort til å håndtere nye endringer i frekvensen. Statnett tok i bruk denne ressursen første gang i desember 2012, og markedet er fortsatt under utvikling. Historiske volum og kostnader er derfor ikke nødvendigvis representative for det fremtidige underliggende behovet.
- a. Nordiske TSO-er beslutter i fellesskap hvilke volumer som skal kjøpes inn, når de skal brukes, og hvordan de skal fordeles mellom nordiske land. Reservene kjøpes inn i nasjonale markeder med noe ulike design. Fremover kan dette bli et velintegreert nordisk marked ikke veldig ulikt markedet for tertiærreserver, men det gjenstår å se.
 - b. Til nå har det vært vanlig at Statnett betaler for reservasjon noen timer hver morgen og ettermiddag eller kveld på hverdager. Dette korresponderer delvis med de timer hvor lastendringen er relativt stor i Norge. I 2015 var det ingen reservasjon i juli, mens i 2016 var det ingen reservasjon før august, se Figur 5-3. Fra 2017 er det så langt lagt opp til reservasjon hver uke fra uke 2 frem til og med uke 25.
 - c. De viktigste kostnadsdriverne for sekundærreserven er rampingen i kraftsystemet og stokastiske effektvariasjoner. Med ramping sikter vi til de regelmessige lastendringene morgen og kveld, uavhengig om disse skyldes den normale døgnvariasjonen (først og fremst i alminnelig forsyning) eller normal døgnvariasjon i kraftutvekslingen med utlandet. Høy rampinghastighet gjør det vanskelig å sikre god frekvenskvalitet. Med stokastiske effektvariasjoner sikter vi til variasjoner i uttak (eller innmating) innen driftstimen. Slike variasjoner bidrar til svekket frekvenskvalitet eller at oppgaven med å sikre god frekvenskvalitet blir vanskeligere og dyrere enn den ville ha vært med jevnt uttak.
 - d. Sekundærreserver er, sammen med kvartersflytting og produksjonsglatting (se nedenfor), det viktigste verktøyet den systemansvarlige har for å holde god frekvenskvalitet.
 - e. Isolert sett tilsier dette at det kan argumenteres for at jo mer stabilt en kundes forbruk er over døgnet og innen den enkelte time, jo lavere blir kostnadene til

sekundærreserver. Kunder med noenlunde jevn aktivitet og energiforbruk over døgnet skiller seg i så måte fra alminnelig forsyning.



Figur 5-3 Reservasjon av og betaling for sekundærreserver

3. Tertiærreserver (mFRR, også kalt regulerkraft i Norge) er manuelle reserver som benyttes til både flaskehalshåndtering og avlastning av primær- og sekundær-reservene. Gjennom den nordiske systemdriftsavtalen forplikter de nordiske TSOene seg til å ha nok tilgjengelig tertiærreserve til å kunne håndtere en dimensjonerende feil i sitt nettområde (1200 MW for Statnetts vedkommende). Statnett reserverer i tillegg om lag 500 MW for å dekke ubalanser innad i Norge.
 - a. Mens markedene for primær- og sekundær-reserve til nå bare forsynes av kraftproduksjon, kan også forbrukssiden delta i markedene for tertiærreserver. I perioder, spesielt om vinteren, kan det være få ressurser tilgjengelig for oppregulering (økt produksjon eller redusert forbruk). Er kraftprisene høye kan det være mer attraktivt å produsere kraft for Elspot enn å stå i beredskap for oppregulering, uavhengig om prisene skyldes høy innenlands eller høy utenlandsk etterspørsel. For å sikre at det er tilstrekkelige reguleringsressurser tilgjengelig betaler Statnett derfor både produksjon og forbruk for å stå i beredskap for oppregulering, gjennom RKOM (regulerkraftopsjonsmarkedet) og bilaterale avtaler. Behovet for RKOM er hovedsakelig fra november til mars, men kan unntaksvis strekke seg helt ut til juni.

- b. Kostnadene for normal aktivering av tertiærreservene dekkes i hovedsak av balanseansvarlige aktører når disse er i ubalanse (avvik mellom planlagte, innmeldte verdier og faktiske verdier for produksjon eller forbruk). Aktivering utenom merit order (altså at ikke det billigste budet blir aktivert, men et annet og dyrere) kalles som forklart ovenfor spesialregulering og 'bæres' dermed av flaskehalshåndteringen. Selv om det siste altså er reelle kostnader for Statnett og som sådan inngår i Statnetts tariffgrunnlag, gir det ikke mening å diskutere om spesielle aktørgrupper har en mer eller mindre gunstig virkning på kostnadene til spesialregulering.
 - c. Tilsvarende er det imidlertid heller ikke meningsfylt å diskutere ulike aktørgruppers virkning på kostnadene for å ha tertiærreserver i beredskap. Verken størrelse, brukstid eller bruksmønster for den enkelte kunde har spesiell betydning for beredskapskostnadene. Det er summen av alt som kan gå galt, snarere enn den enkelte hendelse, som er kostnadsdrivende.
4. En liten del av systemdriftskostnadene omtales som netto balanse- og effektkraft. Dette er knyttet til kraftutvekslingen med utlandet og kan ikke sies å være spesielt påvirket av karakteristika ved den enkelte kundegruppe hos Statnett.
 5. Posten 'Øvrige systemtjenester' i Tabell 5-1 og den grønne kurven i Figur 5-2 består av mange relativt små kostnadsposter, jf. gjennomgangen nedenfor. De to første av disse er tett knyttet til rampingen av kraftsystemet – det faktum at den typiske døgnprofilen for forbruk og netto etterspørsel fra utlandet innebærer rask stigning i norsk produksjon i morgentimene og forholdsvis hurtig reduksjon på ettermiddagen/kvelden. Kostnadene for disse kan dermed sies å være drevet av forbruksmønsteret. Kostnadene for de andre seks tiltakene er i større grad knyttet til tekniske egenskaper ved det norske kraftsystemet og kan i mindre grad sies å avhenge av egenskaper ved etterspørselen etter transmisjonstjenester.
 - a. Kvartersflytting av produksjon er betalt fremskynding eller utsettelse av planlagt produksjonsendring med inntil femten minutter, for å sikre bedre samsvar mellom planlagt produksjon og forventet forbruksutvikling. Kvartersflytting iverksettes nær realtid.
 - b. Produksjonsglatting er en frivillig ordning relevant for aktører med regelmessig produksjonsendring fra en time til den neste over 200 MW. Også her er formålet å sikre bedre samsvar mellom planlagt produksjon og forventet forbruksutvikling. Statnett bestiller eventuelt en fordeling av planlagte produksjonsendringer kvelden før driftsdøgnet og betaler for dette.
 - c. Systemvern er løsninger som utløser automatiske koblinger for å unngå sammenbrudd eller øke overføringsgrenser. Produksjon som kan frakobles får en årlig kompensasjon for dette, samt betaling ved eventuell frakopling. Forbruk tilknyttet regional- eller transmisjonsnett får eventuelt kompensasjon for reelle kostnader ved frakopling. Systemvern er i prinsippet et alternativ til langt høyere investeringskostnader i nettet.
 - d. Energiopsjoner er avtaler med store enkeltkunder om redusert forbruk i avtalte uker dersom faren for rasjonering blir stor. Avtalene bidrar til beredskap for tørrår og/eller

svært høyt kraftforbruk. Statnett betaler for beredskap og ved eventuell bruk av opsjonene.

- e. Reaktiv effekt håndteres i utgangspunktet av Statnetts egne installasjoner, som batterier, spoler og SVC-anlegg, men suppleres tidvis fra produksjonsanlegg ved raske endringer i nettspenningen. Det synes vanskelig å knytte dette til kundekaraktistika.
- f. Omberamning av revisjoner kan gi Statnett kostnader dersom Statnett finner å måtte flytte en tidligere godkjent revisjon og dette utløser merkostnader for de som berøres.

Oppsummert tilsier gjennomgangen ovenfor at de store og relativt stabile uttakskundene kan påberope seg signifikante positive virkninger for systemdriftskostnadene. Relativt høyt sommerforbruk bidrar til lavere kostnader til reservasjon av primærreserve enn vi ellers ville hatt. Både kostnader til sekundærreserve, kvartersflytting og produksjonsglatting synes i hovedsak å være drevet av den relativt raske forbruksendringen i alminnelig forsyning (og utlandets netterspørsel vis-à-vis Norge) på morgenen og i noen grad om kvelden samt til kunder med tilsynelatende stokastisk effektuttak innen driftstimen. Kunder med relativt stabilt forbruksmønster over døgnet, og i mange tilfeller også 'motsatt' forbruksmønster av alminnelig forsyning, bidrar i liten grad til disse kostnadene. I noen grad kan det argumenteres for at enkelte av de aktuelle kundenes uttaksmønster ikke bare er uproblematisk, men faktisk bidrar til reduksjon av problemene med den bratte gradienten i døgnprofilen. Vi kommer tilbake til dette i neste kapittel.

6 Samlet potensial for tariffreduksjon

Drøftingen i kapittel 4 og 5 viser at det er gode grunner for å legge om dagens tariffmodell for kunder med stort og stabilt uttak.

For det første kan vi ikke se noen overbevisende argumenter for at uttak med svært høy brukstid har noen annerledes virkning på kapitalkostnadene i transmisjonsnettet enn alminnelig forsyning har. Et forbruk med makslast på 1 MW krever simpelthen like mye nettkapasitet enten brukstiden er høy eller lav. Mer presist er det ikke brukstiden eller bruksmønsteret som forklarer forskjeller på hvor stort kapitalbehov den enkelte kundes tilknytning skaper i transmisjonsnettet. Derimot har geografiske forhold vesentlig betydning. Det er slett ikke sikkert at en reduksjon av forbruk med høy brukstid vil måtte medføre nytt forbruk med vesentlig lavere brukstid og derav følgende høyere makslast.

Derimot er det flere uttakskunder i transmisjonsnettet som står for nedtransformering selv. Det er neppe rettfærdig om disse kundene ikke bare skal dekke de fulle kostnadene for egen nedtransformering, men også betale en $1/n$ av kostnadene for nedtransformering til alle andre kunder i transmisjonsnettet. Isolert sett tilsier dette at en gjennomsnittlig kunde med egen

nedtransformering skal ha større reduksjon enn en tilsvarende kunde uten egen nedtransformering. Vi kommer tilbake til detaljene nedenfor.

For det andre synes det klart at kunder med stort og stabilt forbruk har gunstige virkninger på systemdriftskostnadene. Det er et klart utgangspunkt for å utforme en generell tariffmodell for aktuelle kunder. Som forklart i kapittel 5 er det snakk om litt ulike virkninger for de ulike typene av systemdriftskostnader:

1. Reservasjon av primærreserver: Reservasjonskostnadene blir lavere enn de ellers ville vært jo større forbruket er når etterspørselen ellers er lav. Kunder med en relativt høy andel av sitt forbruk i sommermånedene bidrar derfor til at reservasjonskostnadene blir lavere enn de ellers ville ha vært. Totalt sett synes det å være snakk om et beløp i størrelsesorden 100 millioner kroner, som alternativt ville ha vært noe større.
 - a. Analyse av auksjonsresultater for primærreserve kan tyde på at merkostnaden til reservasjon av FCR-N ville ha vært i underkant av 10 millioner kroner per år. Vi har ved enkel regresjon funnet en sammenheng mellom gjennomsnittlig last per måned (Norge totalt) og gjennomsnittlige auksjonsresultater per måned. Fordi markedsprisen blant annet er påvirket av hydrologiske forhold vil merkostnaden variere fra år til år. Vår gjennomgang av data for 2014, 2015 og 2016 viser betydelig variasjon, men avhengig av forutsetningene synes merkostnadene å ligge fra nær null til opp mot 14 millioner kroner per år.
 - b. Som et regneeksempel legger vi nedenfor til grunn at forventet årlig besparelse er 10 millioner kroner, som de aktuelle kundene burde kunne dele mellom seg i tariffreduksjon. Ved konkret tariffberegning for et kommende år vil vi anta man kan ta utgangspunkt i budsjett-tall.
 - c. Vi har i eksemplet valgt å se bort fra volumvirkningen av høyt sommerforbruk. Ved siden av lavere markedspriser betyr høyt sommerforbruk også høyere volum gjennom grunnleveransen. Ettersom grunnleveransen har en pris på 2 til 3 kroner per MW/h mens markedsprisene gjerne varierer mellom 20 og 100 kroner per MWh, er det liten tvil om at nettovirkningen av høyt sommerforbruk er gunstig for kraftsystemet uansett.
2. Reservasjon av sekundærreserver og bruk av kvartersflytting og produksjonsglatting: Kostnadene er i hovedsak knyttet til relativt raske endringer i forbruket over døgnet, spesielt oppkjøringen fra morgen til formiddag og den noe langsommere reduksjonen på kvelden på hverdager. Kunder med jevnt forbruk over døgnet bidrar i liten grad til disse kostnadene – det er annet innenlandsk forbruk og utlandets nettoetterspørsel som er kostnadsdrivende. Kunder med lavere forbruk på dagen enn på natten bidrar til et mindre behov og derfor lavere kostnader enn vi ellers ville hatt. Følgelig kan det argumenteres for at slike kunder i liten grad bør bidra til finansiering av disse kostnadene, eventuelt også at de bør belønnes for bidrag til kostnadsreduksjoner.
 - a. Kostnadene til sekundærreserver fremover er vanskelig å anslå. De var 60 millioner i 2013, og kun 7 millioner i 2016 med svært begrenset reservasjon av ressursen. Reelt

sett vet vi svært lite om disse kostnadene i fremtiden. Som et regneeksempel legger vi nedenfor til grunn at forventet årlig kostnad er 50 millioner kroner. Ved konkret tariffberegning for et kommende år vil vi anta man kan ta utgangspunkt i budsjett-tall.

- b. Kostnadene for kvartersflytting har ligget omkring 10 millioner kroner årlig de siste fem årene. Vi antar dette er representativt for fremtiden også.
- c. Kostnadene til produksjonsglatting lå på 6 millioner kroner i 2016. Vi har som et regneeksempel antatt at forventet årlig kostnad ligger på 10 millioner kroner.
- d. Samlet tilsier dette at om lag 70 (=50+10+10) millioner kroner av det residuale inntektsbehovet bør belastes alminnelig forsyning direkte.
- e. Hvor mye kunder med 'omvendt' døgnprofil bidrar til å redusere kostnadene er svært vanskelig å si. Som et regneeksempel har vi lagt til grunn en besparelse på 10 millioner kroner, som de aktuelle kundene burde kunne dele mellom seg i tariffreduksjon.

Dette tilsier at det kan argumenteres for årlige tariffreduksjoner for kundegruppen sett under ett med en størrelsesorden tilsvarende summen av 10 millioner kroner for primærreserve og 10 millioner kroner samt verdien av å ikke betale en pro rata andel av 70 millioner kroner for sekundærreserve etc. I tillegg er det altså enkelte kunder i transmisjonsnettet som både dekker kostnadene ved nedtransformering selv og betaler fastledd til transmisjonsnettet på linje med andre kunder. Tabellen nedenfor illustrerer hvordan tariffkalkylen kan bli, gitt forutsetninger som angitt ovenfor eller i tabellen.

Tabell 6-1 Eksempel på beregning av gjennomsnittstariff

Forutsetninger	
3 700 000 000	kroner skal hentes inn
700 000 000	andel av kostnader som er uavhengig av nettnivå, transformering etc. (systemdrift, administrasjon, ..)
3 200	MW k-justert forbruk, store kunder totalt
12 700	MW k-justert forbruk, alminnelig forsyning
1 000	MW k-justert forbruk, kunder i transmisjonsnett med egen transformering
Stort forbruk har gunstig virkning på (=reduserer) noen reservekostnader	
20 000 000	kroner som store kunder skal dele
Stort forbruk er ikke kostnadsdrivende	
70 000 000	kroner som bare skyldes alminnelig forsyning
Noen kunder har egen nedtransformering	
1 200 000 000	kroner som dekker nedtransformering
Konkrete tariffer, kroner per MW	
147 838	Gjennomsnittlig storkunde med egen transformering
228 375	Gjennomsnittlig storkunde uten egen transformering
240 137	Alminnelig tariff
Mellomregning	
154 088	Basistariff uten transformering før andre reduksjoner
Hva tilsvarer dette i tariffreduksjon	
94 391 119	kroner. Hva store ville betalt hvis ingen får tariffreduksjon minus hva de betaler med denne modellen
232 704	kroner per MW. Hva tariffen ville vært om ingen fikk tariffreduksjon
118 174 708	kroner. Hva store ville betalt med 'ny' alminnelig tariff minus hva de betaler med denne modellen
-36 %	Gjennomsnittlig storkunde med egen transformering ift om ALLE betaler det samme
-2 %	Gjennomsnittlig storkunde uten egen transformering ift om ALLE betaler det samme
3 %	Alminnelig forsyning ift om ALLE betaler det samme
-38,44 %	Gjennomsnittlig storkunde med egen transformering
-4,90 %	Gjennomsnittlig storkunde uten egen transformering

Tabellen viser at dersom alle kunder i transmisjonsnettet skulle betalt det samme, ville tariffen vært 232 704 kroner per MW. Siden til sammen 3200 MW forbruk skal ha ca 120 millioner kroner i reduksjon i forhold til alminnelig forsynings tariff, må de som ikke får noen reduksjon betale mer; den alminnelige tariffen stiger da til 240 137 kroner per MW. Når 70 millioner kroner bare belastes alminnelig forsyning, inkluderer tariffen for disse et tillegg på 5 512 kroner per MW (70 millioner kroner fordelt på 12 700 MW). Når de kvalifiserte kundene skal fordele en ytterligere reduksjon på 20 millioner kroner (10 pluss 10) på 3 200 MW blir det en reduksjon på 6 250 kroner per MW i gjennomsnitt. Forskjellen mellom den alminnelige tariffen og tariffen for en gjennomsnittlig storkunde uten egen transformering blir da 11 762 kroner (som er summen av 5512 og 6250), noe som gir en pris på 228 375 kroner per MW for en gjennomsnittlig storkunde

uten egen transformering. Transformering 'koster' 80 537 kroner per MW.⁷ Prisen for en gjennomsnittskunde men med egen transformering blir da 80 537 kroner lavere, altså 147 838 kroner per MW.

Tabellen viser også at med disse forutsetningene kan de aktuelle kundene til sammen få en tariffreduksjon på 118 millioner kroner i forhold til dersom de skulle ha betalt det samme som alminnelig forsyning (som i så fall må betale 240 137 kroner per MW). Men hadde de betalt det samme som alminnelig forsyning ville tariffen vært lavere (232 704) og i forhold til den alternative tariffen er reduksjonen 'bare' 94 millioner kroner. Det fremgår av kalkylen, men ikke synlig i tabellen, at reduksjonen kan tilskrives mellom de tre hovedårsakene slik (kroner og kroner per MW for en gjennomsnittskunde):

Tabell 6-2 Tariffreduksjon per faktor

Faktor	Samlet reduksjon	Reduksjon per MW for snitt-kunde
Høyt sommerforbruk	10 000 000	3 125
Gunstig døgnvariasjon	27 637 795	8 637
Egen transformering	80 536 913	80 537
Sum og gjennomsnitt	118 174 708	36 930

Den overveiende delen av kostnadene i transmisjonsnettene er kapitalkostnader. Det er vanskelig å se at besparelsene knyttet til systemdriften skulle være proporsjonale med disse, selv om det heller ikke er grunn til å tro at besparelsene diskutert ovenfor vil være konstante over tid. Men ettersom kapitalgrunnlaget nå øker relativt raskt i transmisjonsnettene synes det ganske klart at den årlige besparelsen knyttet til systemdriften vil utgjøre en fallende andel av de totale kostnadene i årene fremover. Etter vårt syn tilsier dette at Statnett regelmessig må ta stilling til størrelsen på beløpene som er 'fordelt' i regneeksemplet i Tabell 6-1, og deretter 'kalibrere' formelverket for beregning av konkrete tariffer, eventuelt også beregne reduksjonssatser i kroner i stedet for i prosent.

⁷ 40 prosent av 3,7 milliarder kroner fratrukket 700 millioner kroner er 1,2 milliarder kroner, som er et anslag på den del av residualkostnaden som kan knyttes til nedtransformering. Fordelt på 14 900 MW blir det 80 537 kroner per MW.

7 Fordelingsnøkler mellom kvalifiserte kunder

I dagens modell benyttes brukstid, sommerforbruk og timesvariasjon som konkrete mål på hvor nyttig en gitt aktørs forbruk er for nettet. I lys av hva vi har klarlagt om kostnadsfunksjonen for nettet og stabile kunders bidrag til disse kostnadene er det grunn til å se nærmere på både kvalifikasjonskravet (minst 15 MW forbruk i minst 5000 timer) og de konkrete parameterne for fordeling av samlet reduksjonsbeløp mellom aktørene. I dette kapitlet ser vi på hvilke faktorer som bør benyttes, mens vi i neste kapittel drøfter vektlegging mellom de ulike faktorene og hvordan en bør skille mellom 'stort' og 'lite' bidrag til nettnytten innenfor hver faktor.

7.1 Kvalifikasjonskrav

Det synes klart at det er relativt høyt sommerforbruk og gunstig forbruksprofil over døgnet som har positiv betydning for kostnadene i transmisjonsnettet, og hvor de aktuelle kundene skiller seg ut i forhold til alminnelig forsyning. Det er mulig å ha gunstig døgnprofil og høyt sommerforbruk uten at brukstiden er svært høy. Det tilsier etter vårt skjønn at brukstid som kvalifikasjonskrav ikke er relevant – selv om kunder med gunstige egenskaper som oftest nok vil ha høy brukstid. Krav om høy brukstid kan faktisk virke mot sin hensikt, se kapittel 7.2 nedenfor.

Tilsvarende er det fullt mulig å ha gunstig virkning på nettkostnadene selv om makslasten bare er 14 MW. På den annen side er det nok grunn til å ha et krav til minstestørrelse – selv om rene sommerhytter nok har en høy andel av forbruket i sommerperioden gir det lite mening å beregne deres (manglende) bidrag til kostnadene i transmisjonsnettet. Et alternativ til effektkravet kunne være at man er kunde i regional- eller transmisjonsnett. Imidlertid kan det være lite hensiktsmessig dersom regionalnett blir borte som begrep og 'innlemmet' i distribusjonsnett. En annen mulighet kunne være å sette et minstekrav til energiforbruk, men vi tviler på at det er mer relevant enn minstekrav til effekt. Vi har kommet frem til at et krav knyttet til spenning kan være mer hensiktsmessig. Om vi forstår tallgrunnlaget korrekt er det godt under 100 kunder i Norge med uttak på 33 kV eller høyere, inkludert samtlige av de som er kvalifisert i dagens ordning. Velger man 22 kV som nedre grense kommer man både opp i antall og bort i en del avgrensingsproblematikk som man ellers slipper med 33 kV som grense.

7.2 Brukstid

Ettersom det er sommerforbruk og timesvariasjon som har reell betydning, ser vi ingen grunn til å premiere høy brukstid separat. I praksis vil nok de fleste kunder med gunstig sommerforbruk og

timesvariasjon ha relativt høy brukstid, men det er ikke den høye brukstiden ved deres forbruk som er attraktivt.

I tillegg er det klart at for kunder med døgnprofil som er nærmest perfekt motsatt korrelert med alminnelig forsyning (høyt på natten, lavt om dagen og endring om lag samtidig med alminnelig forsyning) vil 'krav' om høy brukstid isolert sett stimulere til å gjøre bidraget til reduksjon av gradienten for lastendringen så lite som mulig – til tross for at det burde være så stort som mulig.

Vi anbefaler derfor at man fremover ikke ser på brukstid når tariffreduksjoner skal beregnes.

7.3 Sommerforbruk

Dagens mål på sommerforbruk sammenligner gjennomsnittlig uttak i juni, juli og august med gjennomsnittlig uttak resten av året. Et sommerforbruk på mer enn 80 prosent gir uttelling for kunden, oppad begrenset til et sommerforbruk like høyt som forbruket resten av året.

Etter vårt syn er dette i hovedsak en god modell, men det gir grunnlag for noen refleksjoner. På den ene siden er det vanskelig å se hvorfor ikke høyere sommerforbruk enn vinterforbruk skulle være mer attraktivt enn like høyt forbruk i begge perioder. Riktignok kan det tenkes at svært høyt sommerforbruk kan komplisere revisjonsarbeid i nettet, men i utgangspunktet burde dette tilsi at tariffreduksjonen ikke ble kuttet ved en faktor lik 1.

På den annen side vil kunder med høyere sommerforbruk enn vinterforbruk formodentlig ha et avregningsgrunnlag som er lavere enn sommerforbruket allerede før en tar stilling til eventuelle tariffreduksjoner. Merforbruket om sommeren for slike kunder er da i en viss forstand gratis. Om disse i tillegg til et lavt avregningsgrunnlag også skulle få stor reduksjon på grunn av høyt sommerforbruk kan vi komme til å kompensere to ganger for samme forhold.

Vi kan belyse dette med noen stiliserte eksempler. Spørsmålet er hvem av disse som har mest attraktivt sommerforbruk. Som utgangspunkt vil avregningsgrunnlaget være likt for kunde A, B og C, mens kunde D har avregningsgrunnlag lik null. Kunde C og D har likt og definitivt størst absolutt bidrag til å holde kraftverk i drift sommerstid. Vi har for enkelhets skyld antatt at utnyttelsen er konstant i hver delperiode.

Tabell 7-1 Stiliserte eksempler på sesongprofil

Gjennomsnittlig forbruk	Kunde A	Kunde B	Kunde C	Kunde D
Sommer (MW)	50	60	70	70
Resten av året (MW)	60	60	60	0
Sommer/resten	83 %	100 %	117 %	∞
Reduksjonsfaktor sommer, dagens modell	4 %	25 %	25 %	25 %
Reduksjonskorrigert avregningsgrunnlag ⁸	58	45	45	0

Med dagens avregningsgrunnlag og modell vil kunde A stå overfor den minste sommerkorreksjonen, mens kunde B og C får lik og vesentlig større tariffreduksjon på grunn av sommer.⁹ De fleste vil antagelig anse dette som rimelige egenskaper ved en tariffmodell. Fordi kunde D er en ren sommerkunde, blir avregningsgrunnlaget som utgangspunkt lik null. Kunde D får dermed ikke noe 'glede' av sitt høye sommerforbruk, men får på den annen side stor uttelling for å ha et lavt avregningsgrunnlag. Eksemplene reiser likevel to spørsmål:

1. Kunde C har vitterlig høyere bidrag til å holde sommerproduksjon av kraft oppe enn kunde B. De har likt avregningsgrunnlag og kunde C får dermed ikke noe igjen for sitt høye sommerforbruk med dagens modell. Ville det være urimelig om kunde C endte opp med en noe lavere nettleie?
2. Kunde C og D har like stort forbruk sommerstid, men dramatisk forskjellig avregningsgrunnlag. Det kan synes rimelig at kunde D ikke får noen ekstra uttelling for sommerforbruk, men er det rimelig at kunde D i praksis ikke kommer til å betale nevneverdig i nettleie?
 - a. Vi kan også tenke oss en variant av kunde D (eller C) som har et vinterforbruk på 30 MW. Forholdet mellom forbruket om sommeren og resten av året blir 233 %, reduksjonsfaktoren blir (fortsatt) 25 % og reduksjonskorrigert avregningsgrunnlag blir 22.5 MW. Ville det være urimelig om en slik kunde fikk ytterligere reduksjon utover det kunde B (og C) får?

⁸ Formelt sett er det tariffen per enhet som reduseres med et visst antall prosent. Økonomisk kommer det imidlertid ut på ett om det er prisen eller volumet som reduseres når en skal studere virkningen av ulike volumkombinasjoner. Fremstillingen blir enklere på denne måten.

⁹ Kunde B vil dessuten få maksimal uttelling for brukstid (8760 timer), mens kunde A får noe lavere (brukstid 8392 timer) og kunde C får lavest av disse med 7824 timer. Kunde B får også maksimal uttelling på timesvariasjon, med en score på null, mens A og C får en score på 0,23 prosent.

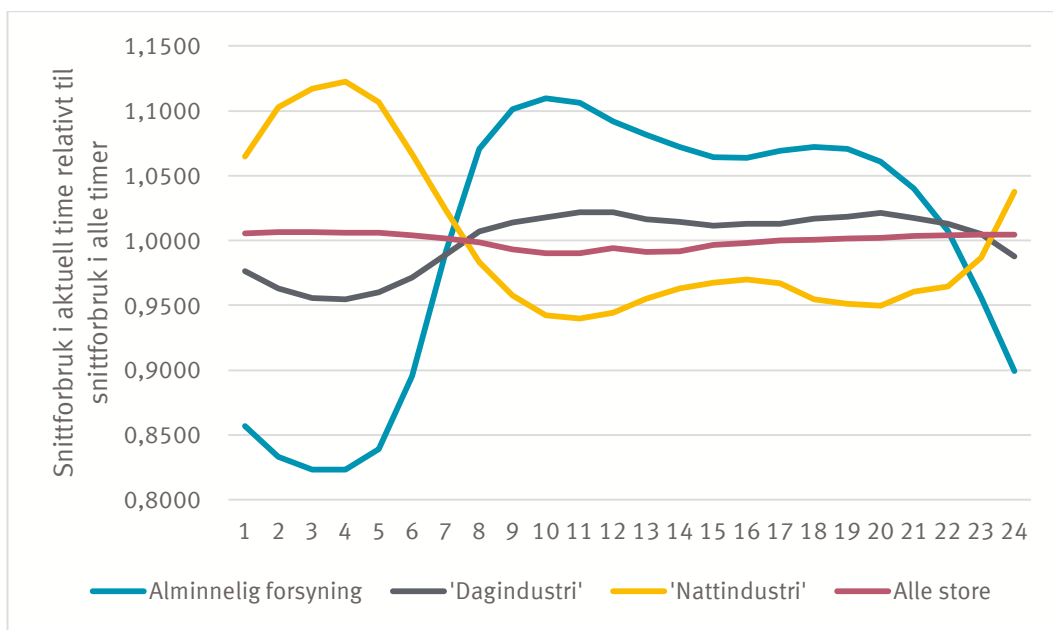
Vi er tilbøyelige til å anbefale at begrensningen i tariffreduksjon (for sommerforbruk utover vinterforbruket) beholdes. Isolert sett kan det virke urimelig at kunder med forbruk av typen C eller D ikke får større tariffreduksjon enn kunder av type B. På den annen side får kunder av type C eller D bedre utnyttelse av den netjtjenesten de kjøper enn kunder av type B. Ettersom avregningsgrunnlaget er effekt mens kundenes nytte av tilknytningen langt på vei er knyttet til energi ser det etter vår oppfatning ut til at resultatet likevel ikke er urimelig.

7.4 Timesvariasjon

I dagens modell belønnes stabilitet indirekte gjennom brukstid og direkte gjennom en faktor som beregnes som gjennomsnittlig absoluttverdi av lastendring fra en time til den neste i året dividert med kundens maksimale timeseffekt.

Vi ser ett vesentlig problem med denne tilnærmingen. De store kundenes relativt små bidrag til den samlede lastendringen fra time til time er utgangspunktet for differensiering i forhold til alminnelig forsyning. Dette fanges for så vidt opp med dagens metode. Derimot kan det være store individuelle forskjeller mellom de aktuelle virksomhetene og deres bidrag i dette. Det skyldes at mens noen har en svak økning i sitt forbruk om morgenen, når alminnelig forsyning har en sterk økning, er det andre som har en reduksjon i sitt forbruk frem mot formiddagstoppen i totalforbruket. Eksempler på dette vises i figuren nedenfor, der gjennomsnittlig døgnprofil for alminnelig forsyning er sammenlignet med gjennomsnittlig døgnprofiler for to store enkeltkunder og gjennomsnittlig døgnprofil for alle kunder som er omfattet av dagens modell.

Legg merke til at vi i illustrasjonen har brukt lastkurver for et gjennomsnittlig døgn. Det er ikke tilfeldig. Vi antar at det som reelt sett er kostnadsdrivende er den typiske adferden til ulike kunder, ikke adferden hver time og dag for seg. Årsaken til det er ganske enkelt at den overveiende del av kostnadsgrunnlaget som påvirkes er reservasjonskostnader. Disse avhenger av hva som er 'vanlig' adferd, ikke hva som skjer konkret den enkelte dag og time.



Figur 7-1 Gjennomsnittlige døgnsprofiler basert på timedata fra 2014 til 2016

Bruk av gjennomsnittsdøgn har dessuten den fordel at i den grad det skulle være noen incentivvirkninger av en fremtidig tariffmodell vil de bli svakere enn de ellers kunne ha vært ved anvendelse av timedata direkte. Årsaken til at slike incentivvirkninger ikke er ønskelige er at vi uansett har å gjøre med et residualledd og vi leter etter metoder for å dekke inn de residuale kostnadene som eventuelt er mer rettferdig enn om alle betaler helt likt, ikke etter å belønne visse typer bruksmønstre. Presisjonsnivået i de aktuelle tariffreduksjonene er ikke så stort at det er ønskelig å stimulere for kraftig til å endre adferd. Vi kan ganske enkelt ikke være sikre på at den samfunnsmessige gevinsten av endret uttaksmønster er så som tariffreduksjonen tilsier, selv om vi kan argumentere for at reduksjonen kan være rettferdig.

Inspirert av figuren ovenfor har vi undersøkt flere parametere for å skille mellom de ulike kundene og deres virkning på den samlede lastvariasjonen i Norge.

Det synes klart at forbruket som er kalt 'Nattindustri' i Figur 7-1 har en vesentlig mer attraktiv virkning på kostnadsdriverne for systemdriftskostnadene enn 'Dagindustri'. Nattindustrien (den gule kurven) er nesten perfekt motsatt korrelert med alminnelig forsyning (blå kurve); korrelasjonskoeffisienten er -0.97. Dagindustrien (den grå kurven) er derimot nesten perfekt korrelert med alminnelig forsyning; korrelasjonskoeffisienten er 0.96. Korrelasjonskoeffisient fanger dermed godt opp det faktum at de to virksomhetene har motsatte virkninger. Den fanger derimot ikke opp hvor kraftig virkning ulike virksomheter har på systemets totale lastendring.

For å få motsatt korrelasjon er det imidlertid klart at en relativt større andel av forbruket må være om natten (enn for alminnelig forsyning). Vi har derfor kommet til at tariffreduksjon på grunn av gunstig døgnvariasjon i forbruket bør baseres på nattandelen av forbruket (MWh/h) i kundens gjennomsnittlige døgnprofil, fortrinnsvis beregnet over flere år. På den måten kan en differensiere tariffreduksjonen logisk mellom den enkelte kunde, i henhold til forholdet mellom den enkelte kundes typiske døgnvariasjon og døgnvariasjonen for alminnelig forsyning.

Til illustrasjonsformål har vi beregnet nattandelen basert på at natt er tiden fra kl. 21:00 frem til kl. 07:00, altså 10 timer. Vi har undersøkt om nattandelen for alminnelig forsyning og/eller den enkelte uttakskunde er stabil over året. Den relativt beskjedne erfaringen en har med reservasjonskostnader for sekundærreserve antyder at kostnadene kan være noe høyere om sommeren enn resten av året. I så fall kunne det være relevant å skille mellom nattandelen om sommeren og resten av året. Imidlertid ser det ut til at nattandelen er ganske stabil over året (men dette kan avhenge av hvilke timer som regnes til natt).

7.5 Egen transformering

Håndtering av kunder med egen nedtransformering er enklere enn sommerforbruk og lastendring over døgnet. Enten er man berettiget til reduksjon for transformering eller så er man det ikke, med mindre realiteten er mer komplisert enn vi har lagt til grunn – for eksempel hvis Statnett har reservetransformator eller tar hånd om deler av transformeringskostnadene. Vi trenger ikke beregne en egen parameter for dette – det blir ganske enkelt en ja/nei eller 1/0 variabel. I Tabell 6-1 la vi til grunn at kostnadene til transformering utgjør 40 prosent av de residuale kostnadene fratrukket felleskostnader som administrasjon og systemdrift. Eksemplet viste at kunder med egen transformering kunne få 33 % reduksjon i fastleddet (39 minus 6, jf. de nederste linjene i tabellen).

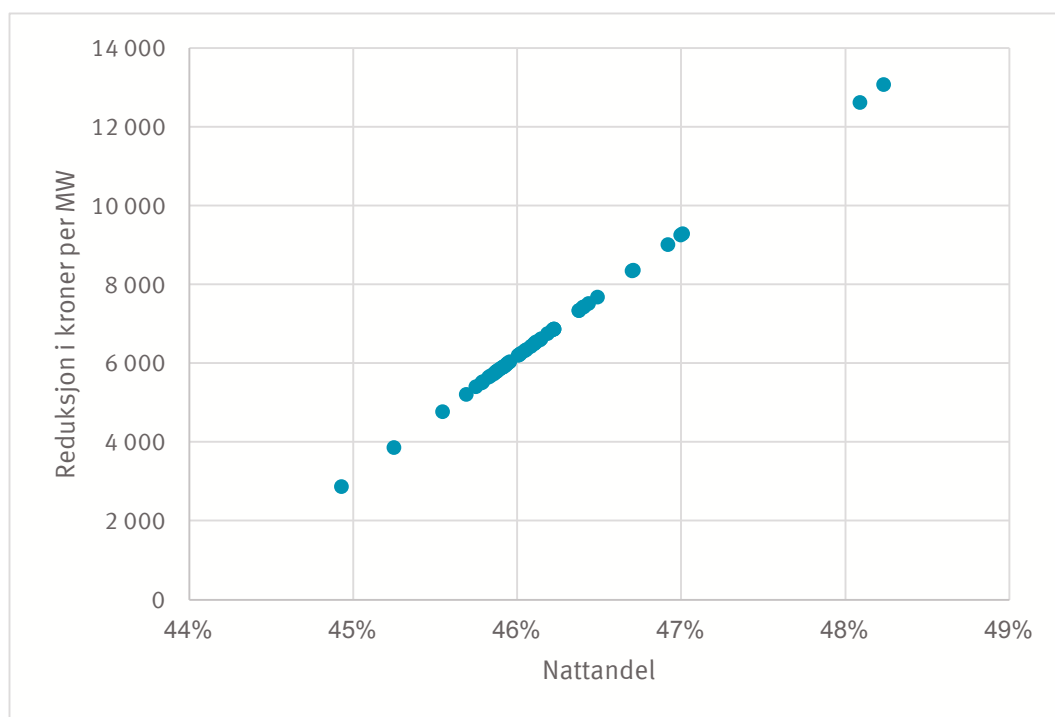
Den konkrete prosentsatsen avhenger av kapitalkomposisjonen i transmisjonsnett. Denne bør beregnes regelmessig. Det enkleste er kanskje også her å beregne en tariffreduksjon i kroner

8 Reduksjonsskalaer/beregning av fastledd

Vi har ovenfor argumentert for at en rimelig tariffreduksjon utgjør anslagsvis 120 millioner kroner. Dette tilsvarer om lag 12 kroner per kW for en gjennomsnittlig storkunde uten egen transformering og ytterligere 80 kroner per kW for de som har egen transformering. I lys av nivået for residualleddet i transmisjonsnett (275 kroner per kW i 2017) kan man naturligvis stille spørsmål om den anslåtte nettnytten er signifikant og om det er hensiktsmessig å ha en

generell ordning for dette. Ikke desto mindre skal vi avslutningsvis drøfte hvordan vårt anslag på nettnytten kan implementeres i konkrete tariffer. I denne sammenheng er fradraget for egen transformering trivielt – det er fradraget som kan være 12 kroner per kW for en gjennomsnittskunde som kan håndteres på mange måter.

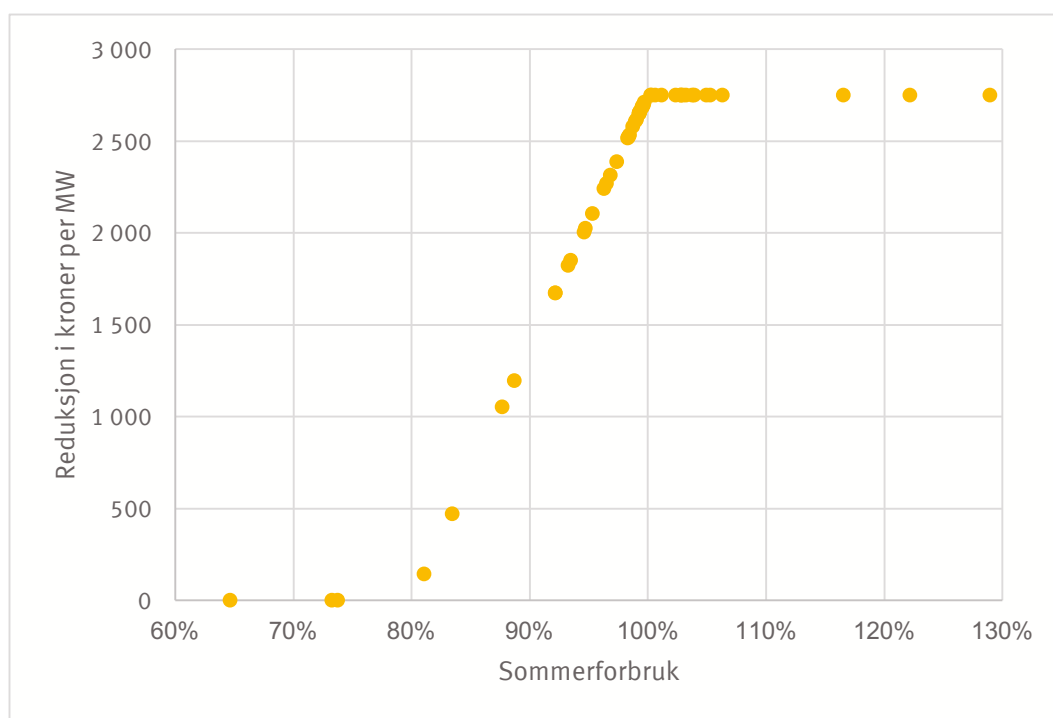
Som illustrasjon har vi tatt utgangspunkt i at reduksjonen for gunstig døgnvariasjon samlet skal gi 28 millioner kroner, jf. Tabell 6-2. Kurven i figuren nedenfor er definert slik at en nattandel på 44 prosent eller lavere ikke gir noen reduksjon, mens en nattandel på 50 prosent eller mer gir en reduksjon på 18 500 kroner per MW. Med disse forutsetningene og faktisk døgnprofil for kundene i vårt datasett gir dette en samlet reduksjon på 28.2 millioner kroner. Hvert punkt i figuren tilsvarer en enkeltkunde.



Figur 8-1 Eksempel på tariffreduksjon for gunstig døgnprofil

Tilsvarende har vi i figuren nedenfor tatt utgangspunkt i at samlet reduksjon for høyt sommerforbruk skal være 10 millioner kroner, jf. Tabell 6-2. Her er kurven fastsatt slik at en sommerandel på 80 prosent eller lavere ikke gir noen tariffreduksjon, mens en sommerandel lik 100 prosent eller mer gir en tariffreduksjon på 2 750 kroner per MW. Med disse forutsetningene

og basert på forbruksdata for 2014, 2015 og 2016 gir dette en samlet reduksjon på 10.2 millioner kroner. Som det fremgår av figuren er det tre virksomheter som faller utenom, mens ganske mange blir 'rammet' av begrensningen ved et sommerforbruk som overstiger forbruket ellers i året.



Figur 8-2 Eksempel på tariffreduksjon for høyt sommerforbruk

Det understrekes for ordens skyld at avregningsgrunnlaget i eksemplene her *kan* være beheftet med noen unøyaktigheter. Eksemplene tar heller ikke hensyn til at vi nok mener antallet kvalifiserte kunder bør utvides noe sammenlignet med dagens modell. Vi mener imidlertid at prinsippene anvendt her, sammen med reduksjon for egen transformering, til sammen gir en tariffmodell som står i et rimelig forhold til den nettnytten disse kundene representerer.

Appendix: Kapitalgrunnlag for transformeringsdelen av transmisjonsnettet

Note 17A i eRapp angir bokført verdi for nettselskapenes nettanlegg fordelt på så vel anleggstyper som nettnivå. Statnetts årsrapport for 2016 angir i note 8 fordelingen av Statnetts varige driftsmidler på ulike aktivaklasser. Vi har sammenholdt disse kildene samt innhentet ytterligere informasjon fra Statnetts regnskapsavdeling. Vi ønsket å komme frem til hvordan kapitalen i transmisjonsnettet kan fordeles mellom formålene transport, transformering og utenlandshandel. Til 'transport' har vi regnet linjer, jord- og sjøkabler (skjønt det meste av sjøkablene er knyttet til utenlandshandelen), kontroll- og hjelpeanlegg, telematikk samt øvrige anlegg og løsøre, slik dette er spesifisert i Statnetts årsberetning. Vi har også skjønsmessig inkludert en del av det Statnett har ført opp som bokført verdi av bygninger og grunn. Til transformering har vi regnet apparatanlegg samt resten av den bokførte verdien av bygninger og grunn. Samlet har vi kommet frem til denne fordelingen:

Kategorier fra eRapp	Utenlandsforbindelser	Transport	Transformering	Sum
Linjer & kabler	3 502 000	8 474 809		11 976 809
Innføringstransformator	576 000	2 920 029	6 478 544	9 974 573
Annet	224 000	2 798 000	4 387 357	7 409 357
Sum	4 302 000	14 192 838	10 865 901	29 360 739
Kapitalandel	15 %	48 %	37 %	
Kapitalandel ekskl. utenlandsforb.		57 %	43 %	