

Elnätstariffer – behövs mer regler om avgifternas utformning?



Energimarknadsinspektionen
Box 155, 631 03 Eskilstuna
Energimarknadsinspektionen R2012:14
Författare: Göran Ek, Willy Hallgren
Copyright: Energimarknadsinspektionen
Rapporten är tillgänglig på www.ei.se
Tryckt av Elanders Sverige AB 2012

Förord

Eftersom elnäten drivs utan konkurrens finns särskilda regler i lag för den som driver elnätsverksamhet. Ei är tillsynsmyndighet med uppgift att se till att dessa regler följs. I regelverket återfinns exempelvis bestämmelser om hur nättariffer ska vara utformade.

För att uppnå klimatpolitiska mål inom energiområdet, förväntas att elanvändarna ska vara mer aktiva som elkonsumenter. Genom ökad efterfrågeflexibilitet ska de bidra till att hantera framtida volymer av lokalt producerad förnybar el och på så sätt delta i att balansera elnäten. För det krävs mer sofistikerade elnätstariffer som varierar med belastningen. Med timmätning får elnätsföretagen möjligheter att utforma tariffer som ger incitament till både energieffektiviseringar och mer effektivt utnyttjande av elnäten.

I propositionen Stärkt konsumentroll för utvecklad elmarknad och uthålligt energisystem (prop. 2010/11:153 s.14-15) uttalar regeringen att det bör utredas om mer detaljerade krav på elnätsföretagens tariffstruktur ska införas för att underlätta introduktion av förnybar elproduktion, elektrifiering av transportsektorn och energieffektivisering hos slutkonsumenterna.

Regeringen gav Energimarknadsinspektionen i regleringsbrevet för 2012 i uppdrag att utreda om mer detaljerade krav på elnätsföretagens tariffstrukturer bör införas.

Denna utredning har skett i samråd med Statens energimyndighet, synpunkter har även inhämtats genom en extern referensgrupp

Eskilstuna, december 2012



Yvonne Fredriksson
Generaldirektör



Göran Ek
Projektledare

Innehåll

Sammanfattning	7
Uppdraget	7
Utformning av elnätstarifferna.....	7
Regeländring för de tre målen?	8
Kapacitetseffektiva tariffer.....	10
Efterfrågeanpassning.....	10
Konsekvenser med kapacitetseffektiva tariffer.....	11
Behov av ytterligare precisering av vad som avses med objektiv tariff.....	12
Fler möjliga åtgärder.....	13
Slutsatser och förslag.....	13
1 Inledning	15
1.1 Uppdraget.....	15
1.1.1 Utredningens inriktning	16
1.2 Projektorganisation.....	17
1.2.1 Arbetets bedrivande	17
1.3 Tidigare utredningar med relevans för uppdraget	18
1.3.1 Anpassning till ett hållbart energisystem.....	18
1.3.2 Övriga utredningar	19
2 Bakgrund	22
2.1 Elnätsverksamhet.....	22
2.2 Kapaciteten i elnäten	23
2.3 När kapaciteten inte räcker till.....	23
2.4 Aktiva kunder.....	24
2.5 En effektiv elnätsreglering.....	25
3 Regler för nättarifferna	26
3.1 Kundernas enskilda tariffer	26
3.1.1 Tillbakablick.....	26
3.1.2 Vad avses med nättariff	27
3.1.3 Kundens nättariff ska enligt huvudregeln vara objektiva och icke-diskriminerande	27
3.1.4 Förbud mot att nätavgiften görs avståndsberoende mm	28
3.1.5 Särskilda regler för stamnät.....	28
3.1.6 Särskilda regler för regionnät.....	28
3.1.7 Särskilda bestämmelser för produktionsanläggningar.....	28
3.1.8 Kunder med avtal om timmätning betalar ingen extra kostnad för mätning.....	29
3.2 Ersättning vid inmatning av el - nätnytta.....	29
3.3 Reglering av nätföretagens totala intäkter.....	29
3.3.1 Skälighetsbedömning av nätkoncessionshavares intäkter	30
3.3.2 Beräkning av intäktsramens storlek	30
3.3.3 Särskilt om beräkning av skäliga kostnader i nätverksamheten	30
3.3.4 Särskilt om beräkning av en rimlig avkastning	30
3.3.5 Särskilt om intäkter från olika nät	30

3.4	Ei:s tillsyn över nätföretagens tariffer	31
4	Utformningen av elnätstarifferna	32
4.1	Kostnadsstrukturen	32
4.2	Nätföretagens mål med tariffens utformning	33
4.2.1	Kostnadstäckning.....	34
4.2.2	Kostnadsriktighet.....	34
4.2.3	Enkelhet för nätkund.....	34
4.2.4	Objektiv och icke-diskriminerande tariff.....	34
4.2.5	Skapa incitament för effektivt anläggningsutnyttjande	34
4.2.6	Ge nätkunderna incitament för energieffektivisering.....	34
4.3	Kostnadsfördelning	35
4.4	Från kostnadsfördelning till tariffer	35
4.4.1	Kostnadsriktighet i tariffställningen skapar transparens	35
4.5	Uttags- och inmatningstariffer	37
4.5.1	Stamnätstariffens utformning	37
4.5.2	Regionnät	38
4.5.3	Lokalnät.....	40
4.5.4	Ersättning från elnätsföretagen till elproducenten.....	46
5	Regeländring för de tre målen?	48
5.1	Underlätta introduktion av förnybar elproduktion	48
5.1.1	Inmatningstariffen ska vara kostnadsriktig	48
5.1.2	Hög belastning i elnätet samvarierar med högt elpris generellt	50
5.2	Underlätta elektrifiering av transportsektorn.....	52
5.2.1	Interna nät	52
5.2.2	Särskilda tariffer för elbilar?.....	52
5.3	Underlätta energieffektivisering hos slutkunden.....	53
5.3.1	Bakgrund.....	53
5.3.2	Vad avses med energieffektivisering	54
5.3.3	Elnätstariffen som medel för energieffektivisering.....	54
5.3.4	En kapacitetseffektiv nättariff ger även incitament för energieffektivisering	56
5.4	Fler möjliga åtgärder	57
5.4.1	Avtal om styrning av kundens elanvändning	57
5.4.2	Ersättning till uttagskunder för nätnytta	58
5.4.3	Investeringar i energilager.....	59
5.4.4	Motköp	59
5.4.5	Harmonisera utformning av nättariffer	59
6	Kapacitetseffektiva tariffer.....	63
6.1	Utformning av kapacitetseffektiva nättariffer	63
6.2	Efterfrågeanpassning.....	64
6.3	Tariffer för efterfrågeanpassning.....	65
6.3.1	Från säkring till effekt	66
6.3.2	Effekt kontra energi som avgiftsgrund	66
6.3.3	Enhetlig kontra tidsdifferentierad tariff.....	68
6.3.4	Att använda en existerande resurs – lägre tariff vid låglast.....	69
6.4	Analys av effekterna av ändrad utformning av nättarifferna.....	70
6.5	Slutsatser	71
7	Förslag till regeländringar	74

7.1	Finns det behov av att tydliggöra regelverket?	74
7.1.1	Behöver det införas detaljerade kriterier i regelverket för vad som ska avses med objektiva tariffer	74
7.1.2	Det ska framgå i lag att nättariffer ska vara kapacitetseffektiva	75
7.1.3	Ikraftträdande.....	75
7.1.4	Krav på ökad informationsskyldighet	75
8	Författningsförslag.....	77
8.1	Förslag till ändring i ellag	77
9	Konsekvensanalys	78
9.1	Elanvändarna - nätkunderna.....	79
9.1.1	Vad säger beräkningar för enskilda hus?	80
9.1.2	Jämförelse av enhetlig kontra tidsdifferentierad effekttariff	80
9.2	Elnätsföretagen.....	81
9.2.1	Affärsverket svenska kraftnät	81
9.2.2	Regionnäten och lokalnäten	81
9.3	Elproducenter	81
9.4	Elhandelsföretag	82
9.5	Energitjänster – mäklare av balanstjänster	82
9.6	Samhällseffekter i övrigt	82
9.7	Energimarknadsinspektionen	82
10	Referenser.....	83

Sammanfattning

Uppdraget

I regleringsbrevet för år 2012 fick Energimarknadsinspektionen (Ei) i uppdrag att utreda *"om mer detaljerade krav på elnätsföretagens tariffstrukturer ska införas för att underlätta introduktion av förnybar elproduktion, elektrifiering av transportsektorn och energieffektiviseringar hos slutkonsumenten"*.

Detta uppdrag bygger på propositionen: *"Stärkt konsumentroll för utvecklad elmarknad och uthålligt energisystem"* (prop. 2010/2011:153). Uppdraget har sin grund i önskemålen att få elanvändarna mer aktiva på elmarknaden för att därmed öka effektiviteten genom mer flexibel elanvändning. Uppdraget har också sin grund i miljö- och klimatmål såsom mål om förnybar elproduktion och effektiviserad energianvändning.

Uppdraget avgränsas till att utreda om utformningen av nättariffen ska detaljregleras i förhållande till de tre målen i uppdraget, om det finns anledning att i nättarifferna ge incitament (styr signaler) till kunderna att jämna ut sin förbrukning över tiden, att kunderna får bättre kontroll över sina elnätskostnader och att elnätet utnyttjas bättre från ett samhällsperspektiv.

Ei berör enbart översiktligt om nättariffen bör utgöra ett styrmedel för att stimulera utbyggnaden av förnybar el eller laddinfrastrukturer för elfordon eller leda till att slutkunden förbrukar mindre energi.

Utformning av elnätstarifferna

Ellagens bestämmelser om hur tarifferna ska utformas är allmänt hållna och anger att tarifferna ska vara *"objektiva och icke-diskriminerande"*. I förarbetena till ellagen förklaras närmare vad som avses med dessa allmänt hållna krav på tarifferna. Kortfattat anses en tariff vara objektiv om den är kostnadsriktig, dvs. nätföretaget får täckning för de kostnader som nätföretaget har för respektive kundkategori.

Vid beräkningen av nättarifferna ska elnätsföretaget fördela företagets kostnader som till övervägande delar är fasta och gemensamma på kundkollektivet. Huvudregeln är att kostnaderna fördelas proportionellt. Olika typer av fördelningsnycklar används vid denna fördelning. Utgår elnätsföretaget vid beräkningen från att nättariffen inte ska variera över året beroende på kapacitetsutnyttjandet, blir det en över året enhetlig tariff. Väljer elnätsföretaget att fördela kapacitetskostnaderna och nätförlusterna över två eller flera tidsperioder (låg till höglast), blir det tidsdifferentierade nättariffer. Det får också betydelse om nätföretaget tillämpar en eller flera tariffkomponenter. Beroende på hur nätföretaget gör dessa val leder det till olika utformning av tarifferna. En förutsättning för att nättariffen ska vara i överensstämmelse med lagstiftning är dock att den är objektiv och icke-diskriminerande.

Regeländring för de tre målen?

Grundprincipen för utformning av nättarifferna, både för inmatning och uttag, ska även fortsättningsvis vara att de ska vara objektiva och icke-diskriminerande. Med objektiv avses att nättarifferna ska vara kostnadsriktiga. Denna utredning har därmed inte påkallat behov av ändrad inriktning i denna del.

Det finns ingen motsättning i en kostnadsriktigt utformad tariff och önskan om att underlätta för förnybar elproduktion, elektrifiering av transportsektorn och energieffektiviseringar hos slutkund. För att elnäten ska kunna bidra till *energiomställningen* behöver dock elnäten i Sverige användas bättre. Här kan nättariffernas utformning spela roll. Om nättarifferna utformas för att också beakta elanvändarnas efterfrågan på överföringskapacitet i elnätet, så kommer det att bidra till ett effektivare utnyttjande av den installerade kapaciteten och en effektiv utveckling av elnäten.

För den som vill investera i förnybar elproduktion eller anskaffa elbilar, är det visserligen troligt att låga/subventionerade nättariffer skulle underlätta introduktionen. Konsekvensen av en subventionerad elnätstariff blir dock att övriga nätkunder får betala en högre avgift.

Ei:s inställning är att elnätstarifferna inte ska ha en subventionerande funktion. Idag stimuleras investeringar i och produktionen av förnybar el genom elcertifikatsystemet. Om detta ska förändras till förmån för något annat stödsystem behöver först elcertifikatsystemet i sin helhet utvärderas. Detta har inte legat inom ramen för uppdraget. Om introduktionen av elbilar ska underlättas bör det ske genom ett särskilt stöd.

Incitamenten för energieffektivisering hos slutkund ökar om marginalkostnaden för el ökar räknat i energitermer, t ex att nättariffen är helt rörlig med en avgift i öre/kWh. En högre marginell kostnad på el kan antas ha en dämpande effekt på energianvändningen. Ett generellt sätt att skapa incitament för att effektivisera energianvändningen är därmed att öka den marginella kostnaden för elen, exempelvis genom ökad beskattning av elenergi. Det finns studier av efterfrågan på el som visar att nättariffer med debitering av faktiskt uttagen effekt även ger incitament att hushålla med elenergin, dvs. att energieffektivisera. En nättariff som är kostnadsriktigt utformad med debitering av uttagen effekt kan således även underlätta energieffektivisering hos slutkund. En sådan nättariff ger incitament att hushålla med både effekt och energi. På så vis bidrar nätkunden till att hushålla med kapaciteten i överföringsnäten.

I takt med energiomställningen är successivt ökade volymer av decentraliserad förnybar elproduktion att vänta. Dessa volymer är svåra att prognosticera genom sin intermittenta karaktär. Det kommer sannolikt att skapa problem både för transmission och för distributionen av el. Dessa oplanerade svängningar kan hanteras dels genom att investera i tekniska lösningar som energilager eller investering i ny kapacitet, dels genom att elanvändarna anpassar sina uttag av el så att inmatning och uttag av el balanseras.

Investeringar i elnäten innebär ökade kostnader för nätverksamheten som i förlängningen kan innebära höjda nättariffer. Om investeringar kan undvikas eller

fördröjas genom att elanvändarna anpassar sina uttag av el, innebär det en kostnadseffektivisering av verksamheten. För att denna flexibilitet ska komma till stånd behövs ekonomiska incitament. Det kan ske genom timprisavtal på el, men också stödjas av andra åtgärder. En sådan åtgärd är att nättariffen utformas så att nättariffen får ett pris som varierar, dvs. det kostar olika mycket att ta ut och mata in el vid olika tillfällen.

Om kunden får incitament att reagera när kapaciteten i nätet blir ansträngd kan det underlätta för introduktion av förnybar elproduktion utan kostsamma investeringar.

När det gäller elbilar förväntas dessa i första hand laddas i hemmet då bilägaren är hemma. I Sverige är kapaciteten i nätet mest ansträngd tidig morgon och sen eftermiddag. Om laddning av elbilar görs under denna tid riskerar det att skapa alltför hård belastning på nätet. Om elbilen introduceras i en större skala och det inte finns några incitament att ladda bilen vid låglasttid, kan det få till följd att effekten vid höglast kan komma att öka betydligt.¹ Detta är inte önskvärt i ett elnätsperspektiv.

Ei har i tidigare utredning² konstaterat att nättariffer som ger lämpliga incitament för laddning av elbilar är sådana som ger incitament till kunderna att styra sin förbrukning till låglasttid. En övergång från s.k. säkringstariff till en effekttariff ger ett sådant incitament. Om effekttariffen dessutom differentieras över tiden för att reflektera lastsituationen blir incitamenten ännu starkare. Styrkan i incitamenten att flytta last från en tidpunkt till en annan beror på skillnaden i avgift mellan hög- och låglasttid. Differentieringen av nättariffen kan även ske i energiavgiften för att ge rätt incitament till att flytta lasten (t ex laddningen av elbilar) till den tid på dygnet då nätet är som minst belastat. Den rörliga delen i tariffen kan således utgöras av uttagen effekt eller energi alternativt både effekt och energi. Analysen visar att en tariff med debitering efter uttagen effekt ger starkare styrning jämfört med en tariff där debiteringen sker efter uttagen energi.

Kapaciteten i elnätet kan utnyttjas mer effektivt om elbilsägaren väljer att ladda bilen vid låglast. Något krav på nätföretagen att tillämpa t.ex. tidsdifferentierade tariffer eller effekttariffer finns dock inte i nuvarande regelverk.

Det viktiga är att utformningen av nättariffen ger sådana incitament att kapaciteten i nätet utnyttjas bättre. Detta är också förenligt med att underlätta energieffektivisering hos slutkund.

Ett sätt att minska energianvändningen på sikt är att nätkunderna genom tarifferna blir medvetna om att högt effekttag är dyrare än ett lägre effektuttag. Detta kommer att styra elanvändarna till att skaffa ny utrustning som har lägre maximal effekt.³ Med t.ex. timprisavtal på el och tidsdifferentierad effekttariff blir

¹Weingarten, Prosumer med Demand-Response, makroperspektivet, Elforsk rapport 12:49, 2012

²EI R2010:18 Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem – Smarta mätare och intelligenta nät, 2010

³Givet att utnyttjningstiden för utrustningen är lika.

incitamenten starkare för en omflyttning av elanvändningen till låglasttid när nätet är mindre belastat och spotmarknadspriset är lägre.

Ei:s slutsats är därför att nättariffer som ger incitament till att utjämna uttagen av effekt och särskilt att flytta uttagen av effekt till låglasttid är positiv från ett energieffektiviseringsperspektiv.

Kapacitetseffektiva tariffer

Elnätstarifferna bör även fortsättningsvis vara objektiva och icke-diskriminerande. Men det vore en förbättring om regelverket för nättariffers utformning också anger att nättariffen ska utformas så att den bidrar till ett effektivt utnyttjande av kapaciteten i elnätet. På så vis skulle nätföretagen behöva beakta variationerna i efterfrågan vid utformningen av nättariffen. Ei benämner denna typ av nättariffer för kapacitetseffektiva tariffer. I praktiken innebär det att nättariffen behöver spegla att nätförlusterna är högre vid hög belastning och att kostnaden för den kapacitet som endast används vid hög belastning inte bör fördelas ut på de nätkunder som använder nätet vid låg belastning.

En kapacitetseffektiv nättariff är därmed en tariff som grundas både på kostnads- och efterfrågeförhållandena. En tariff som enbart fördelar ut de företagsekonomiska kostnaderna (intäktsramen) utan att beakta nätkundernas användning av tjänsten – deras priskänslighet – riskerar helt enkelt att vara mindre effektiv i ett samhällsperspektiv.

En kapacitetseffektiv tariff ska ge incitament till ett jämnare utnyttjande av installerad kapacitet i elnätet och även bidra till en effektiv utveckling av nätets kapacitet. På kort sikt innebär det ett jämnare utnyttjande (högre vid låglasttid och lägre vid höglast tid). En sådan nättariff ska genom sin utformning bidra till att investeringar i nätet sker optimalt över tiden (åren).

Exempel på kapacitetseffektiva tariffer är tariffer med en komponent som är beroende av faktiskt effektuttag (kr/kW) och när dessa uttag sker i tiden. En sådan differentiering kan ske både i effekt och i energi. Tariffer med enbart fast del och en rörlig energiavgift, som är tidsdifferentierad kan också vara kapacitetseffektiv om prisskillnaden mellan hög- och låglast är tillräckligt stor. En effekttariff ger i sig styrning att sprida ut sin elanvändning, men kan också vara indelad i olika tidsperioder för att förstärka denna styrning.

Efterfrågeanpassning

En förutsättning för att det ska vara av värde att ställa krav på att nättariffen ska vara utformad så att de bidrar till ett effektivt utnyttjande av kapaciteten i elnätet, är att elanvändarna är priskänsliga och kommer att reagera på nättariffens utformning.

Studier över elanvändarnas flexibilitet – deras pris- och substitutionskänslighet – visar olika resultat beroende på tariffernas utformning. Generellt visar studierna att kunderna är flexibla och denna flexibilitet beror dels på prisrelationen mellan lastperioderna, dels på den teknik kunden har tillgänglig för att kunna vara

flexibel. Med stor prisskillnad och med automatisk styrning av uttaget av el kommer relativt mycket last att flyttas.

Det kommer därför att få betydelse vilken typ av kapacitetseffektiv tariff som ett nätföretag väljer att tillämpa. En del studier visar att en effektbaserad tidstariff är mer styrande, dvs. ger starkare incitament, även när det gäller energisparande (energieffektivisering) jämfört med en energibaserad överföringsavgift. Den övergång som nu har påbörjats av vissa elnätsföretag till effektbaserad nättariff innebär således en positiv inverkan både när det gäller hushållningen av effekten (kapaciteten i nätet) och energieffektivisering.

Genomgången visar att det är mer effektivt i ett samhällsperspektiv om tariffen görs tidsdifferentierad för alla nätkunder. Slutsatsen är att nättariffens utformning har betydelse för elanvändningen. Det styrande inslaget i nättariffen kan också successivt öka för att få en mjuk övergång från dagens tariffstruktur.

Konsekvenser med kapacitetseffektiva tariffer

Inom ramen för denna utredning har för- och nackdelar med krav på kapacitetseffektiva tariffer analyserats. Det har framförts både från bransch och från kundrepresentanter som ingått i referensgruppen att effekt och tidsdifferentierade tariffer kan uppfattas som "orättvisa" av kunderna. Detta gäller särskilt om dessa har svårt att ändra sin elanvändning. Det har också framförts att tariffer som ger kunderna incitament att flytta sin förbrukning kan skapa en överstyrning, vilket i sin tur kan resultera i nya effekttoppar som är högre, men som uppstår en annan tid på dygnet. Samtidigt kan det ses som mer rättvist att de kunder som tar ut kapacitet när nätet är ansträngt också får betala extra för detta. Kapaciteten i nätet och kostnaden totalt för nätet kunde varit lägre om kapaciteten utnyttjats jämnare och förstärkningar i nätet inte behövts. De nätkunder som använder nätet under höglasttid har indirekt tvingat fram den kapacitet som behövs vid höglast. Det finns en risk att nya effekttoppar uppstår vid låglasttid om skillnaden i avgiftsnivå mellan hög- och låglast är stor. Denna kan dock reduceras genom att nätföretaget ändrar nättarifferna under en övergångsperiod. Sammantaget bedömer därför inte Ei att dessa skäl är så starka att det skulle vara motiverat att avstå från krav på att tariffen också bör spegla efterfrågan (belastningen) i elnätet.

Vidare har framförts att eftersom det är intäktsramen som bestämmer nivån på de totala intäkterna, så "spelar" det mindre roll hur tariffen är utformad. Om nätkunderna anpassar sin elanvändning och det leder till mindre intäkter, kan elnätsföretaget enbart höja nättariffernas nivåer så länge de totala intäkterna ligger innanför ramen. Det har också uttryckts en oro för att så snart nätföretagen ändrar i nättarifferna så kommer det att innebära att vissa kunder blir vinnare och andra förlorare. De som får högre kostnad för nättjänsten är de som inte vill eller har möjlighet att aktivt styra sin elanvändning

Ei kan konstatera att intäktsramens storlek inte påverkas av hur nättarifferna utformas i det korta perspektivet. Indirekt påverkar dock nättariffernas utformning även intäktsramens storlek eftersom den är relaterad till antalet anläggningar, nivån på nätförlusterna och storleken på abonnemang mot överliggande nät mm. Tariffer som ger kunderna incitament att sprida ut sin

förbrukning så att effekttoppar minskar kommer att bidra till att behovet av investeringar i elnätet minskar, att nätförlusterna minskar och att avgifterna mot överliggande nät också minskar. Det får betydelse för intäktsramens storlek. Indirekt kommer därför nätkundernas uttagsmönster och tariffens utformning att påverka intäktsramens storlek på sikt.

Eftersom de flesta nätföretagen för närvarande inte tillämpar kapacitetseffektiva nättariffer kommer en övergång till sådana nättariffer att leda till en omfördelning mellan nätkunderna av kostnaden för nättjänsten. Därför är en successiv övergång viktig så att nätkunderna har en möjlighet att t ex skaffa utrusning för en automatisk styrning av elanvändningen. Skillnaden i avgiftsnivå mellan hög- och låglast kan i utgångsläget vara lägre för att sedan öka över ett antal år.

En nackdel med kapacitetseffektiva tariffer är att dessa kan upplevas som mer komplicerade än de säkringstariffer som tillämpas idag. Det har framförts att om kunden nu inte påverkas av nättariffens utformning, dvs. är helt okänslig för priset på nättjänsten, är det därför en nackdel att övergå till kapacitetseffektiva tariffer. Mot bakgrund av de studier som genomförts är Ei:s slutsats att kunderna kommer att reagera på tariffens utformning. Kapacitetseffektiva bidrar till det energipolitiken i övrigt syftar till. Exempelvis har det nya energieffektiviseringsdirektivet sin grund i att det hittills visat sig svårt att nå 20-20-20-målen. Ökad vikt har lagts vid att elanvändarna blir mer aktiva, vilket uttrycks i önskemålen om dynamiska elpriser och nättariffer. Implementeringen av direktivet i svensk lag innebär således att både en harmonisering och en utveckling mot tidsdifferentiering behöver ske. Trenden med en övergång från säkringstariffer till tariffer baserade på faktisk uttagen effekt kommer troligen också att fortsätta. Detta är till stor del grundat i möjligheterna till timmätning och möjligheter för elanvändarna att köpa el till timprisavtal.

Utvecklingen mot mer aktiva elkunder underlättas om nätföretaget ökar sin information till kunden om utformningen av tariffen och möjligheten att påverka nätkostnaden genom anpassning av elanvändningen.

Sammantaget bedömer Ei att införandet av en kapacitetseffektiv nättariff kommer att bidra till att kapaciteten i elnätet utnyttjas bättre. Incitamenten för detta beror på vilken typ av kapacitetseffektiv nättariff som elnätsföretaget väljer att tillämpa och omfattningen av den information som nätkunden får.

Behov av ytterligare precisering av vad som avses med objektiv tariff

Av utredningen framgår att nätföretagens tariffer idag skiljer sig åt. Ei har därför analyserat om det finns skäl att i lagstiftningen förtydliga vad som avses med objektiv tariff.

En precisering av vad som avses med objektiv tariff skulle kunna ge elnätsföretagen vägledning vid beräkningen och utformningen av nättarifferna och leda till ökad harmonisering av utformningen mellan elnätsföretagen. Ei anser att det finns vissa fördelar med en precisering av regelverket. Samtidigt kan Ei konstatera att Ei genom sin tillsyn kan granska elnätsföretagens utformning av nättarifferna och, om det krävs, besluta om rättelse av tarifferna. Om Ei skulle

finna att det är lämpligt med tydligare vägledning kring tariffens utformning kan Ei ta fram allmänna råd.

Fler möjliga åtgärder

För att hantera de kända och cykliskt återkommande variationerna i belastning bör kapacitetseffektiva tariffer införas. Den utgör då en basfunktion för att hantera normala och cykliskt återkommande belastningsvariationer i nätet. För att hantera mer sällan förekommande och oväntade situationer av extra hög belastning behövs det troligen ytterligare åtgärder.

Under utredningens gång har även andra förslag till åtgärder analyserats. Bland annat har det lyfts fram att särskilda nätavtal kan tecknas med kunderna och nya tjänster kan utvecklas för att hantera kritiska lastsituationer. Med sådana avtal kan stora kostnadsbesparingar göras genom att undvika framtida investeringar i kapacitet. Genom att få till stånd särskilda nätavtal som innebär att elkonsumenterna anpassar sin elanvändning efter om det exempelvis blåser mer eller mindre, kan balansen i nätet upprätthållas. Sådana avtal mellan en aggregator (kan även vara elnätsföretaget) och nätkunderna innebär en särskild spetsprissättning, där elnätsföretaget tillåts styra uttaget av effekt direkt för kunden när så behövs. För den tjänsten får nätkunderna en viss avtalad ersättning av elnätsföretaget.

En sådan ersättning för nätkundens flexibilitet innebär en "nätnytta" fast på elanvändningssidan. Det finns idag särskilda regler för nätföretaget att utge ersättning till elproducenten för nätnytta. Detta regleras i 3 kap 15 § ellagen samt i 11 § elförordningen (1994:1250). En fråga är om en sådan princip skulle kunna överföras till och i framtiden innefatta uttagskunder som kan anpassa sin elanvändning för ett kortare tillfälle då elnätsföretaget efterfrågar en ökning eller minskning av elanvändningen för att balansera nätet. Nätkunden kan antingen själv vara aktiv eller låta elnätsföretaget direkt styra nätkundens elanvändning.

Även om det är möjligt idag för elnätsföretagen att sluta avtal med nätkunderna om styrning av elanvändningen, skulle det ge större tyngd om elnätsföretagen enligt lag skulle vara tvungna att ge en ersättning vid en sådan nytta. Det skulle skapa förutsättningar för ny teknik och aggregatorer som idag har möjlighet att skapa denna nytta till nätföretagen.

Ei har inte valt att utreda dessa förslag vidare inom ramen för denna utredning.

Slutsatser och förslag

Förslag till ändring i nuvarande regelverk

Ei:s förslag: Nättariffer ska vara objektiva, icke-diskriminerande och utformade så att de bidrar till ett effektivt utnyttjande av kapaciteten i elnätet.

Ei har som redovisats ovan dragit slutsatsen att nättariffer bör vara utformade så att de också speglar efterfrågan på elnätets tjänster, dvs. vara kapacitetseffektiva. Det finns inget i nuvarande regelverk som hindrar nätföretagen från att tillämpa

sådana nättariffer redan idag, så länge nätföretaget erbjuder alla sina kunder sådana tariffer (kravet på icke-diskriminering). Däremot finns inget sådant krav.

Ei föreslår därför att den nuvarande formuleringen i ellagen kompletteras med ett nytt krav på nättariffens utformning. Det kan uttryckas på följande sätt: Nättariffer ska vara utformade så att de bidrar till ett effektivt utnyttjande av kapaciteten i elnätet. Exempel på sådana tariffer är tidsdifferentierade nättariffer med avgifter på uttagen el (kW) och/eller el (kWh). Förslaget innebär inte ett krav på en särskild utformning av nättariffen. För att uppfylla kravet bör dock nättarifferna vara utformade efter sådana metoder som gör att kunderna får incitament att använda befintlig kapacitet i nätet.

Ikraftträdande

<p>Ei föreslår att de nya reglerna börjar gälla först om tre år för att möjliggöra en successiv övergång till en ny tariffstruktur.</p>
--

Erfarenheter från beslut om samredovisning av elnätsområden som leder till att nätkunderna inom området får nya tariffer, visar att nya tariffer bör introduceras under en längre period för att undvika större ekonomiska effekter för kunderna. Ei har nyligen utrett denna fråga i rapporten EI R2012:05 *Utjämnning av elnätstariffer*.

Ei föreslår därför att det nya kravet på nättariffernas utformning börjar gälla först om tre år för att möjliggöra en successiv övergång till nya tariffer. Under denna tid gäller det gamla regelverket.

1 Inledning

Elnäten i Sverige utgör naturliga monopol.⁴ Det innebär att det inte är samhällsekonomiskt lönsamt att bygga konkurrerande elnät. Elnätsverksamhet är en kapitalintensiv bransch med anläggningar som har lång livslängd. Elnäten innehas av ca 170 olika elnätsföretag.

Eftersom elnäten drivs utan konkurrens finns särskilda regler i lag att följa för den som driver elnätsverksamhet. Ei är tillsynsmyndighet med uppgift att se till att dessa regler följs. I regelverket återfinns exempelvis bestämmelser om tillstånd, nätföretagets intäkter och krav om att elnäten ska vara leveranssäkra.

Ei granskar att elnätsföretagets intäkter från nätverksamheten är skäliga. Det sker genom att Ei på förhand beslutar om en intäktsram för en tidsperiod på som huvudregel fyra år. Ei har i beslut som meddelats under hösten 2011 för tillsynsperioden 2012-2015 fastställt den totala intäkten till ca 150 miljarder i 2010 års prisnivå.

Den som vill ansluta en anläggning för uttag eller inmatning av el betalar en anslutningsavgift för att bli ansluten till elnätet. Efter att kunden blivit ansluten betalar kunden en nätavgift.

I ellagen benämns nätavgiften "nättariff". Samtliga kunder som är anslutna till nätet ska betala nättariff. Nätföretagets samlade intäkter från bl.a. anslutningsavgifter och nättariffer får inte under en tillsynsperiod överstiga nätföretagets intäktsram.

Den nättariff som en kund betalar ska oavsett om det är fråga om att betala för uttag eller inmatning av el vara objektiv och icke-diskriminerande. Med detta avses i huvudsak att nättarifferna som kunden betalar ska vara kostnadsriktigt utformade och att kunder med likartade förutsättningar inom ett nätområde ska få samma tariff.

Reglerna för hur nättariffer ska utformas återfinns i ellagen (1997:857). Ei har enligt 12 kap. 1 § ellagen tillsyn över att nätföretagen utformar sina avgifter i enlighet med ellagens bestämmelser.

1.1 Uppdraget

Ei har i regleringsbrevet för år 2012 fått i uppdrag att utreda "om mer detaljerade krav på elnätsföretagets tariffstrukturer ska införas för att underlätta introduktion av förnybar elproduktion, elektrifiering av transportsektorn och energieffektiviseringar hos slutkonsumenten". Av uppdraget framgår att Ei ska

⁴ Det innebär att ett företag kan tillhandahålla tjänsten till ett lägre pris än två eller flera konkurrerande företag. Orsaken till detta är produktionsförutsättningar som innebär stordrifts- och/eller samproduktionsfördelar för de tjänster som bjuds ut.

samråda med Energimyndigheten och att det vid eventuella författningsförslag ska lämnas en fullständig konsekvensbeskrivning.

I denna rapport redovisar Ei i kapitel 3 innebörden i de regler som finns avseende kundernas nättariffer. I kapitel 4 redovisar Ei vilka komponenter som nättariffen består av, hur nuvarande regelverk tillämpas av nätföretagen och vilka typer av nättariffer som används. I kapitel 5 analyseras om det finns behov att införa mer detaljerade regler för att underlätta introduktion av förnybar elproduktion, om det finns behov att införa mer detaljerade regler för att underlätta elektrifiering av transportsektorn, samt om det finns behov att införa mer detaljerade regler för att underlätta energieffektiviseringen hos slutkunden. I kapitel 6 analyserar Ei övergången till kapacitetseffektiva nättariffer. I kapitel 7 analyseras hur regelverket bör ändras.

I kapitel 8 och 9 redovisar Ei förslag till mer preciserade regler med tillhörande konsekvensutredning.

1.1.1 Utredningens inriktning

Detta uppdrag bygger på propositionen: "Stärkt konsumentroll för utvecklad elmarknad och uthålligt energisystem" (prop. 2010/2011:153). Uppdraget har sin grund i önskemålen att få elnätkunderna mer aktiva på elmarknaden för att öka effektiviteten på elmarknaden. Uppdraget har också sin grund i miljö- och klimatmål såsom mål om förnybar elproduktion och effektiviserad energianvändning.

Uppdraget avgränsas till att utreda om utformningen av nättariffen ska detaljregleras i förhållande till de tre målen i uppdraget, om det finns anledning att i nättarifferna ge incitament (styr signaler) till kunderna att jämna ut sin förbrukning över tiden, att kunderna får bättre kontroll över sina elnätskostnader och att elnätet utnyttjas bättre från ett samhällsperspektiv.

Ei berör enbart översiktligt om nättariffen bör utgöra ett styrmedel för att stimulera utbyggnaden av förnybar el eller laddinfrastrukturer för elfordon eller leda till att slutkunden förbrukar mindre energi.

Under utredningens gång har ett nytt energieffektiviseringsdirektiv blivit beslutat inom EU. Direktivet ersätter direktiv (2006/32/EG) om energibesparing och energitjänster. Bakgrunden till direktivet är att kommissionen i energieffektiviseringsplanen från 2011 bedömde att EUs vägledande mål om 20 procent energieffektivisering till år 2020 bara nås till hälften med befintliga styrmedel. Direktivet har till uppgift att fylla gapet och bidra till att EU-målet nås. Energieffektiviseringsdirektivet innehåller bestämmelser som avser utformningen av nättariffer.

Direktivet ska vara implementerat i svensk lagstiftning våren 2014. Regeringskansliet har med anledning av direktivet tillsatt en intern arbetsgrupp för att analysera vilka åtgärder som behövs för genomförandet av direktivet i svensk rätt. Detta arbete pågår för närvarande.

1.2 Projektorganisation

Arbetet har letts av Göran Ek. Utöver detta har Willy Hallgren, Christina Hjulström och Conny Bäckman deltagit i arbetet. Arbetet har skett efter samråd med Energimyndigheten där Martin Johansson varit kontaktperson.

Som en del i en löpande dialog med relevanta aktörer har en referensgrupp följt arbetet och getts möjligheter att lämna synpunkter på projektets bedrivande, analys, slutsatser och förslag. Referensgruppen har haft följande sammansättning:

- Affärsverket svenska kraftnät
- Bjarke Energi ek för
- Statens energimyndighet
- E.ON Elnät Sverige
- Fastighetsägarna
- Fortum Distribution
- Lantbrukarnas riksförbund
- SKGS
- Sundsvall Elnät
- Svensk Energi
- Svensk Vindenergi
- Svensk Vindkraftsförening
- Vattenfall Distribution
- Villaägarnas riksförbund

1.2.1 Arbetets bedrivande

Arbetet med uppdraget har bestått i att göra besök på ett antal elnätsföretag⁵, genomgång av relevant litteratur inom området prissättning av naturliga monopol, genomgång av de studier som genomförts inom området elanvändarnas flexibilitet vad gäller deras efterfrågeanpassning vid förändrade priser.⁶ Litteratur inom området förnybar elproduktion, elbilar och energieffektivisering har också gåtts genom. Särskilt gäller det den aktuella litteraturen kring smarta elnät.

Ei har också tagit in statistiska uppgifter om enskilda nätkunders elanvändning per timme årsvis och analyserat dessa med avseende på efterfrågeanpassning. Vidare har Ei uppdragit åt SWECO Energieguide att göra ytterligare analyser av 1 328 stycken nätkunders timserier av elanvändning. Dessa kunder utgör främst hus med elvärme eller värmepump som uppvärmning. Hus som använder el för uppvärmning förväntas var den kundgrupp som har mest att vinna på en mer flexibel elanvändning.

Vidare har utredningen inbjudit en referensgrupp med företrädare från elnätsföretagen och från olika kundorganisationer att lämna synpunkter på

⁵ Affärsverket svenska kraftnät, Vattenfall Distribution (regionnät), Vattenfall Distribution (lokálnät), E.ON Elnät Sverige, Fortum Distribution, Mälarenergi Elnät, Eskilstuna Energi & Miljö Elnät, Sollentuna energi nät, Gotlands Energi och Göteborg energi nät.

⁶ Vilka framgår av litteraturlistan till denna rapport.

utredningens arbete. Samtal har också gjorts med ett tiotal olika experter inom de berörda områdena.⁷

1.3 Tidigare utredningar med relevans för uppdraget

Under de senaste åren har regeringen uppdragit åt Ei och andra aktörer att analysera olika frågor med koppling till förnybar energi, elbilar och energieffektivisering hos slutkunden. I detta avsnitt redovisas några av dessa studier.

1.3.1 Anpassning till ett hållbart energisystem

Regeringen gav i mars 2010 Ei i uppdrag att utreda frågor angående smarta mätare och intelligenta nät (smarta elnät) med syfte att identifiera eventuella hinder och lämna förslag till åtgärder som skapar förutsättningar för ett utvecklat användande av smarta elmätare och smarta elnät.

Ei redovisade uppdraget i rapporten Anpassning till ett uthålligt energisystem (EI R 2011:3) att elnätet kommer att spela en viktig roll i omställningen av energisystemet. I rapporten uppgav Ei bl.a. att tillgången till timvärden kommer att möjliggöra ny utformning av tarifferna och ett antal nätföretag använder redan idag denna möjlighet. I framtiden förväntas en utveckling av nya former av tariffer. Det är nätföretagens ansvar att se till att dessa tariffer ger långsiktiga ekonomiska fördelar för företaget och för kunderna. Frågan som bör besvaras i framtiden är om det finns fördelar med en närmare styrning av tariffernas utformning. Frågan bedöms dock i dagsläget inte kunna besvaras, framför allt på grund av avsaknad av tillgänglig information. Det saknas bland annat kvantitativ information om fördelar och nackdelar med de olika tariffutformningar som tillämpas för närvarande i Sverige och de som kommer att införas den närmaste framtiden. Utöver det saknas det erfarenhet av vilka incitament som behövs för att få kunderna att agera, först och främst av effekttariffer.

Energiomställning innebär bland annat ett storskaligt införande av förnybar elproduktion samt elektrifiering av transportsektorn. Ei gav exempel på att det handlar om anpassning av elnätet för att:

- Underlätta en ökad introduktion av förnybar elproduktion,
- Möjliggöra effektreduktion vid effektoppar,
- Förbättra incitamenten till effektivare energianvändning,
- Skapa förutsättningar för aktivare elkunder.

Leveranssäkerheten måste vara fortsatt hög, trots att den nya produktionen påverkar elnätet på ett annat sätt jämfört med idag. Därför behövs nya tekniska lösningar, s.k. smarta elnät, för att bland annat förhindra överbelastningar och överspänningar men också för att stärka driftsäkerheten generellt. Det finns ny teknologi som kan hjälpa till att anpassa elnätet på ett effektivt och flexibelt sätt.

⁷ Se referenslistan.

I rapporten identifierades fem olika hinder där det behövs ytterligare analys:

- Otydlighet i finansiering av forskning, utveckling, demonstration och en framtida utbyggnad av intelligenta nät,
- Avsaknad av incitament för elnätsföretagen att investera i intelligenta nät,
- Nättariffer som inte ger rätt incitament åt kunder att minska effekten vid effekttoppar,
- Avsaknaden av en övergripande nationell plan för den framtida utvecklingen av elnäten,
- Brist på kunskaper om ny teknik och nyttan med den.

När det gäller nättariffers utformning konstaterade Ei bl.a. att i takt med att elmätarna blir smartare är det möjligt att via elnätstarifferna ge styrsignaler till elanvändarna. På så sätt kan de få information om sin elanvändning och sina kostnader och därmed påverka sitt beteende. Nättarifferna kan därmed utgöra ett verktyg för att elnäten ska kunna bidra till omställningen av energisystemet. I utredningen framhöll Ei bl.a. att mer avancerade nättariffer är ett viktigt instrument för att begränsa nätets effekttoppar. Med nuvarande utformning av nättarifferna är kostnaderna för de flesta oberoende av den aktuella belastningen i nätet. En framtidsutveckling av infrastrukturen för kommunikation mellan produktion, elnät och kund skulle ge den tekniska möjligheten att nättariffer utformas så att kostnaderna för att använda nätet varierar med tid och beror på belastningen i nätet under ett visst tidsintervall.

I rapporten konstaterade Ei också att valmöjligheterna idag är begränsade för nätkunderna när det gäller olika nättariffer och flertalet kunder har inte någon anledning att flytta sin förbrukning från en tidpunkt till en annan.

I rapporten uppgav Ei vidare att det fortfarande finns tekniska hinder och möjligen även juridiska hinder mot införandet av vissa tariffer. För att kunna införa effekttariffer behövs det fler smarta mätare och nödvändig infrastruktur för att kunna mäta och samla in timvärden av elförbrukning. En successiv övergång till timvärdesavläsning för samtliga kunder kommer att öka möjligheterna till att införa effekttariffer.

Sammanfattningsvis bedömde Ei att frågan om nättariffernas utformning ska utredas närmare för att bedöma nyttan och konsekvenser av en mer detaljerad styrning. En sådan utformning av nättariffer kan skapa incitament för att ändra kundernas effektuttag och förbrukningsmönster på ett för samhället mer effektivt sätt.

1.3.2 Övriga utredningar

Regeringen beslutade den 1 februari 2007 att tillkalla en särskild utredare med uppgift bl.a. att utvärdera om det nuvarande regelverket för förnybar elproduktion skapar hinder för en storskalig utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduktionen och att lämna förslag till den lagstiftning och det regelverk i övrigt som krävs för att ett undantag från nuvarande krav på timvis mätning, beräkning och rapportering för inmatning av el från små anläggningar för förnybar elproduktion ska kunna införas (dir. 2007:10).

Den 20 februari 2008 överlämnade Nätanslutningsutredningen sitt betänkande Bättre kontakt via nätet – om anslutning av förnybar elproduktion (SOU 2008:13). I utredningen analyserade bl.a. också elnättariffernas utformning för elproducenter och ett förslag lämnades om att ta bort den reducerade nättariff som idag finns för småskalig elproduktion med en effekt om högst 1 500 kW. Vidare föreslog utredningen att nättariffen för överföring för nya elproduktionsanläggningar som uppfyller förutsättningarna för att tilldelas elcertifikat begränsas under 10 år från den tidpunkt då inmatning av elproduktionen startade. Begränsningen föreslogs till 3 öre per kWh plus avgift för mätning, beräkning och rapportering. Dessa förslag har inte genomförts.

I propositionen (2010/2011:153)⁸ anges under rubriken "utvecklad elmarknad" att inriktningen på det fortsatta arbetet är att "underlätta för konsumenterna att anpassa sin elförbrukning till aktuella elpriser" och "att effektivisera sin elförbrukning". Regeringen ser ett behov att stärka elkonsumenternas ställning. "Elkonsumenterna bör i större utsträckning än i dag få möjlighet att kunna påverka sin elförbrukning och sina elkostnader".

Riksdagen beslutade den 28 juni 2012 om ytterligare ändringar i ellagen (1997:857) avseende mätning av kundernas elförbrukning. Ändringen innebär att från och med den 1 oktober 2012 kan samtliga kunder ingå elavtal som förutsätter att elen mäts per timme utan att kunden debiteras någon merkostnad för detta byte. Den nya bestämmelsen innebär att om en kund ingår ett avtal med en elhandlare som kräver timmätning ska kunden få timmätning utan att debiteras någon merkostnad för detta byte, dvs. det krävs att kunden har ingått ett elavtal som förutsätter timmätning av förbrukningen för att ett kostnadsfritt byte ska kunna ske. Det är elhandlaren som ska anmäla till elnätsföretaget att elhandlaren har ingått ett avtal med kunden som kräver timmätning av kundens förbrukning.

Syftet med bestämmelsen är att göra det enklare för konsumenterna att välja timmätning för att konsumenternas ska kunna stärka sin ställning på elmarknaden. Genom timmätning ökar möjligheten för konsumenten att minska sin totala elförbrukning och att förbruka el vid tidpunkter när elpriset är lågt. En större andel timmätta elkonsumenter kommer även att bidra till ett lägre effektuttag under kritiska perioder, något som medför både lägre elpriser och ett mer effektivt resursutnyttjande. Vidare möjliggörs en ny marknad för tjänster och produkter som kan hjälpa konsumenterna att minska sin elförbrukning.

Samtidigt har regeringen beslutat om ändringar i mätförordningen (1999:716) som styr hur elnätsföretagen ska mäta och rapportera. När fler elkonsumenter övergår till timmätning behövs ett kostnadseffektivt mät- och rapporteringssystem för elnätsföretagen. Elnätsföretagen ges därför en möjlighet att välja om de vill rapportera enligt dagens system för timmätta kunder, eller om de vill rapportera elkonsumenternas timvärden månadsvis.

En ökad användning av elbilar i Sverige förutsätter att det på sikt finns god tillgång på laddinfrastruktur till elnätet. Som en del av regeringens vision om en fordonsflotta som år 2030 är oberoende av fossila bränslen gav regeringen i juni

⁸ "Stärkt konsumentroll för utvecklad elmarknad och uthålligt energisystem"

2010 Ei i uppdrag att utreda möjligheten att införa ett generellt undantag från kravet på nätkoncession för ledningar som överför el till laddstationer för elfordon. Ei överlämnade sin rapport Uppladdning för framtidens fordon – Undantag från koncession för laddinfrastruktur (EI R2010:20) till regeringen i november 2010. Regeringen har herefter infört en ny bestämmelse, 22 b § i förordningen (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857) som innebär att ett internt lågspänningsnät som huvudsakligen är avsett för fordons elbehov får byggas och användas utan nätkoncession.

Riksdagen har antagit flera mål för energieffektivisering i Sverige. Energiintensiteten i den svenska ekonomin ska minska med 20 procent mellan 2008 och 2020. Målet är sektorsövergripande och avser mängden tillförd energi per BNP-enhet i fasta priser.

Som en följd av EG-direktivet (2006/32/EG) om energibesparing och energitjänster har riksdagen även antagit ett vägledande mål om minst 9 procent effektivare slutlig energianvändning till år 2016, jämfört med genomsnittet för perioden 2001-2005.

När det gäller nättariffen och energieffektivisering var denna fråga föremål för utredning av Energieffektiviseringsutredningen (SOU:2008:110). Utredningen hade bl.a. uppdraget att "bedöma huruvida det förekommer tariffkonstruktioner som är olämpliga genom att medverka till att motiverad energieffektivisering försvåras". Utredningens bedömning (kap 8,6 s 287) var att "Det saknas underlag för att generellt hävda att det förekommer tariffkonstruktioner som är olämpliga genom att medverka till att motiverad energieffektivisering försvåras."

Den 30 juni 2011 antog regeringen Sveriges andra nationella handlingsplan för energieffektivisering. I handlingsplanen ges en samlad beskrivning av samtliga styrmedel och åtgärder som vidtas för att det nationella målet ska nås till 2016. I handlingsplanen beräknas även energibesparingen av olika åtgärder. Beräkningarna visar att Sverige kommer att uppnå energieffektiviseringsmålet 2016.

Regeringen bedömde i propositionen "En sammanhållen klimat- och energipolitik - Energi" (prop. 2008/09:163) att statens insatser för att stimulera effektivare energianvändning, vid sidan av generella ekonomiska styrmedel och reglering, bör inriktas på undanröjande av informations- och kunskapsbrister hos olika aktörer, även stöd till marknadsintroduktion av energieffektiv teknik. Bland annat beslutades om ett femårigt energieffektiviseringsprogram (mellan 2009-2014) om 300 miljoner kronor per år. Energimyndigheten har regeringens uppdrag att samordna största delen av insatserna inom detta område.

2 Bakgrund

2.1 Elnätsverksamhet

Elnätsföretagen bedriver elnätsverksamhet⁹, vilket innebär att bygga och underhålla elnätsinfrastrukturen på samma sätt som gäller för annan infrastruktur såsom vägar, järnvägar, telefonledningar, vatten och avlopp etc. Elnätsföretagen producerar tjänster genom att ställa anläggningar för överföring av el till kundernas förfogande och ta betalat för denna tjänst.

Man kan säga att kunderna genom sitt elnätsabonnemang hyr en rättighet att ta ut eller mata in en viss effekt (kW) i elnätet under den tid abonnemanget varar. Nätkunden väljer själv när effekten tas ut. Det typiska för överföring av el på högre spänning och distribution till slutnät kunder på låg spänning är att efterfrågan på el varierar över tiden. Det innebär att kapaciteten i elnätet åtminstone måste ha den nivå som gör att man klarar den maximalt efterfrågade kapaciteten räknat i kW. Det är således själva kapaciteten att överföra el som utgör nätföretagets tjänst.

Det krävs tillstånd (nätkoncession) för att bygga eller använda starkströmsledningar. Det är Ei som prövar och meddelar tillstånd för lokal- och regionnät. Beslut om tillstånd för stamnätsledning fattas av regeringen. Det finns två typer av tillstånd, nätkoncession för linje respektive nätkoncession för område. Nätkoncession för linje avser en ledning med en i huvudsak bestämd sträckning. Nätkoncession för område avser en rätt för innehavaren att inom ett angivet område bygga och använda ledningar upp till en viss elektrisk spänning. En nätkoncession för område får bara meddelas om området utgör en för nätverksamheten lämplig enhet. Med detta menas att området ska vara tillräckligt stort för att medge en utjämning mellan kunder som medför såväl höga som låga överföringskostnader.

Ett elnätsföretag kan ha en eller flera redovisningsområden s.k. redovisningsenheter. Varje redovisningsenhet består i sin tur av en eller flera områdes- eller linjekoncessioner. Ei ska besluta att en nätkoncessionshavares samtliga områden som ligger geografiskt nära varandra ska redovisas samlat dvs. utgöra en redovisningsenhet, om inte områdena sammantagna utgör en för nätverksamhet olämplig enhet. Även linjekoncessioner och områdeskoncessioner får samredovisas om vissa villkor är uppfyllda. När det gäller samredovisning av

⁹ I 1 kap 4 § första stycket ellagen finns bestämmelsen som definierar och behandlar begreppet elnätsverksamhet: "Med nätverksamhet avses att ställa elektriska starkströmsledningar till förfogande för överföring av el. Till nätverksamhet hör också projektering, byggande och underhåll av ledningar, ställverk och transformatorstationer, anslutning av elektriska anläggningar, mätning och beräkning av överförd effekt och energi samt annan verksamhet som behövs för att överföra el på det elektriska nätet."

linjekoncession med områdeskoncession återfinns dessa bestämmelser i förordningen (1995:1145) om redovisning av elnätsverksamhet.

I Sverige finns det fyra större regionnätsföretag med totalt fem redovisningsenheter och 163 lokalnätsföretag med totalt 168 redovisningsenheter. Antalet redovisningsenheter har under åren minskat.

Ei fastställer en intäktsram för varje redovisningsenhet. Intäktsramen är det högsta intäkt som nätföretaget får ta ut av kunderna inom redovisningsområdet under en tillsynsperiod. Inom en redovisningsenhet ska nättariffstrukturen vara likartad.

2.2 Kapaciteten i elnäten

Nätföretaget behöver inte, genom att kunderna inte utnyttjar nätet samtidigt, dimensionera elnätet för att all förbrukning och inmatning sker samtidigt. Däremot är det elnätsföretagets ansvar att utveckla nätet så att kundernas behov av el på kort och lång sikt kan tillgodoses. Elnätsföretaget ska också se till att överföringen av el sker med god kvalitet. Med det menas att kunderna inte ska behöva få avbrott i elleveranserna eller dåligt spänningskvalitet. Det innebär att nätföretaget behöver ha en långsiktig planeringshorisont när det gäller drift och underhåll av nätet och investeringar i nya anläggningar.

Eftersom kunderna som är anslutna till elnätet har rätt att ta ut el när som helst på dygnet får elnätsföretaget anpassa sig till kundernas förbrukningsmönster liksom till att vindkraft bara kan produceras när det blåser ut. Det innebär att elnätsföretagen måste utveckla sina nät så att det har kapacitet att ta emot och överföra den el som kunderna önskar.

Enligt regelverket har nätföretaget rätt till skälig kostnadstäckning och avkastning i verksamheten. Det innebär att om nätföretaget behöver investera i sitt nät och nätföretaget ökar sina kostnader är nätföretaget också berättigat till högre intäkter. Det leder i sin tur till ökade nättariffer för kunderna. Det finns därför skäl att säkerställa att elnätens befintliga kapacitet med befintlig teknik utnyttjas så optimalt som möjligt så att kostnaderna kan hållas låga.

Nätföretaget får ställa krav på elproducenterna att de uppfyller vissa krav så att den el som matas in på nätet inte ger upphov till problem för övriga nätkunder. Vidare kan nätföretaget genom information, och utformningen av avtalsvillkoren och nättarifferna påverka kundernas attityd till hur de ska förbruka sin el.

2.3 När kapaciteten inte räcker till

Nätföretagen är skyldiga att planera sin verksamhet efter kundernas behov. Trots det kan det inträffa situationer när den befintliga överföringskapaciteten i elnätet inte räcker till.

I ett kortsiktigt perspektiv finns det olika metoder att hantera överbelastningar. Ytterst är den systemansvariga myndigheten, Affärsverket svenska kraftnät (Svenska kraftnät), som har ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans inom hela eller delar av landet kortsiktigt upprätthålls mellan produktion och förbrukning av el. Svenska kraftnät får enligt lag, i den

utsträckning det behövs för att kunna utöva systemansvaret, beordra elproducenter att, mot marknadsmässig ersättning, öka eller minska produktionen av el. Om systemansvaret inte kan utövas genom sådana åtgärder får Svenska kraftnät beordra innehavare av nätkoncession att begränsa eller avbryta överföring av el till kunderna. I den utsträckning systemansvaret så medger ska begränsning och avbrytande av överföringen genomföras så att samhällsviktiga elanvändare prioriteras.

Det innebär att i sista hand, om inte produktionskapaciteten eller överföringskapaciteten i nätet räcker till kommer det att leda till att nätföretagen behöver koppla bort kunderna.

2.4 Aktiva kunder

De studier av elanvändarnas efterfrågeanpassning som har genomförts i olika länder visar att elanvändarna reagerar på ändrade priser. Elanvändarna har en viss priskänslighet som dock varierar beroende på skillnader i prisnivå mellan hög- och låglasttid och andra förutsättningar i de studerade programmen. Genom att använda mindre el när priset på el är högt och mer el när priset är lågt, blir kostnaden för kunden lägre (se bilaga B).

Med nättariffer som varierar över dygnet, veckan och säsongen, kommer elkunder som anpassar sin elanvändning med hänsyn till nivån på elpris och nättariffen att få en kostnadsminskning. Men det innebär också att elnätsföretaget får en mindre intäkt. Om tillräckligt många nätkunder anpassar sin elanvändning för att minska sina kostnader, kommer intäkterna att minska så mycket att elnätsföretaget kostnader inte kan finansieras fullt ut. Men med efterfrågeanpassningen följer också att elnätsföretagets kostnader mot överliggande nät kommer att minska. En sådan minskning kommer då att reducera underskottet. Det underskott som ändå finns kvar kan finansieras genom att höja den fasta delen i tariffen.

Efter den 1 januari 2012 utgör intäktsramen en restriktion för nätföretagets totala intäkt i nätverksamheten. Intäktsramen sätts så att den ger skälig kostnadstäckning och avkastning i nätverksamheten och utgör gräns för hur stora intäkter som nätföretaget sammanlagt får ta ut av sina kunder.

Nätföretaget kan antas vilja utforma sina nättariffer för att ligga inom ramens storlek. När nätföretaget utformar sina nättariffer kommer nätföretaget därför att göra vissa antaganden om kundernas förbrukningsmönster och sätta tariffnivåerna efter detta. Om t.ex. tidstariff införs kan det antas att kunderna kommer att flytta sin förbrukning till låglastperiod när nättariffen är billigare. I takt med att kunderna flyttar sin förbrukning så kommer dock nätföretaget att justera sina nättariffer för att behålla en intäkt i nivå med intäktsramen. Det innebär att elnätsföretaget kommer att ändra/höja nättarifferna för att kompensera för nätkundernas anpassning.

Kundernas förbrukningsmönster kommer dock att påverka intäktsramen t.ex. de kostnader som uppkommer för nätförluster under tillsynsperioden. På så vis kommer nätkundernas beteende att påverka den totala intäktsramen. På sikt kommer också kundernas förbrukning att påverka behovet av investeringar i elnätet och behov av effektuttag mot t.ex. överliggande nät. Om behovet av

investeringar minskar liksom effektuttaget så leder det därmed även till att intäktsramen kan sänkas på sikt. En förutsättning är förstås att elnätregleringen samtidigt ger sådana styrsignaler, se avsnitt 2.5.

En förutsättning för att kunderna ska kunna vara med och bidra till att elnätet utnyttjas mera optimalt är att kunderna får en bättre uppfattning om när kapaciteten i nätet är ansträngd och därmed kan variera sin förbrukning (se även bilaga A, avsnitt 1.3).

I denna rapport analyserar Ei om det genom rätt utformade tariffer är möjligt att styra kunderna att sprida sitt effektuttag över dygnet och på så sätt minska sin användning vid höglasttid. Om det går att utforma nättariffen på ett särskilt sätt för att hantera och kapa dessa spetslaster kan kostnadsbesparingar i framtida kapacitetsinvesteringar göras.

2.5 En effektiv elnätreglering

Som redovisats under 2.4 kan nättariffernas utformning på sikt påverka intäktsramens storlek. Detta kommer dock inte att komma kunderna till del om inte samtidigt elnätregleringen fortsätter att utvecklas så att den ger elnätsföretagen incitament att bidra till att kapaciteten i elnätet utnyttjas så effektivt som möjligt t.ex. att minska kostnaderna mot överliggande nät och nätförluster.

3 Regler för nättarifferna

Regelverket för utformning av nättariffer har varit relativt oförändrad sedan omregleringen av elmarknaden och bygger på att nätkunden ska betala för de kostnader som denne orsakar. De flesta utredningar om nätavgifter har inriktats på hur nivån på den totala nättariffen som nätföretaget tar ut av sina kunder ska utformas och hur tillsynsmyndigheten ska bedöma om denna nivå är skälig.

Från och med den 1 januari 2012 har den svenska elnätregleringen anpassats till EU:s regelverk genom införandet av ett helt nytt regelverk om förhandsprövning av nättariffer. I detta kapitel redovisas nuvarande regelverk för kundernas nättariffer, nuvarande reglering av nätföretagens totala nätavgifter och Ei:s tillsynsroll avseende nättariffer.

3.1 Kundernas enskilda tariffer

3.1.1 Tillbakablick

Reglering av priset för strömmens tillhandahållande infördes i 1902 års lag (härefter benämnd den gamla ellagen) genom lagändring 1938 (SFS 1938:458) huvudsakligen för att hindra distributionsföretagen att missbruka sin monopolställning. Regleringen begränsades till priset för elens tillhandahållande och omfattade därmed inte övriga villkor. I förarbetena till lagändringen prop. 1938:137 s. 44 uppmärksammades dock att det förelåg ett mycket nära samband mellan elpriset och leveransvillkoren i övrigt som t.ex. avseende elens kvalitet. Innehavare av elektriska starkströmsanläggningar blev i och med lagändringen skyldiga att, för åstadkommande av skälig prissättning, underkasta sig reglering av priset för elens tillhandahållande.

Genom ändring (SFS 1957:383) i kraft den 1 januari 1958 utökades regleringen till att omfatta även övriga villkor i den gamla ellagen 2 § 7 mom. I förarbetena prop. 1957:161 s. 52 framfördes av den dåvarande elkraftutredningen följande: *”Att draga en klar gräns mellan pris och övriga villkor anser utredningen vara praktiskt omöjligt. Helt naturligt måste priset emellertid ofta vara beroende av övriga villkor, liksom dessa stundom kan behöva rättas efter normerat pris. Utredningen föreslår nu att prisregleringen utvidgas till att avse alla avgifter och villkor som sammanhänger med leveransen och som är av betydelse för att tillgodose förbrukarens elkraftbehov.”* Utredningen menade att i avtalen om leverans av el, finns vanligen många villkor som inte direkt gäller elpriset men som ändå är av den art att de verkar som pålägg på taxan (prop. 1957:161 s. 51).¹⁰

Departementschefen ansåg i linje med såväl utredningen som remissinstanserna att prisregleringen skulle utformas så att koncessionshavarna ska vara skyldiga att,

¹⁰ Som exempel på övriga villkor uppgav utredningen bl.a. att leverantören förbehållit sig att utta särskilt till beloppet inte på förhand bestämda avgifter i samband med att abonnenten ökar sitt energiuttag. Vidare att leverantören inte ska behöva lämna ersättning för framdragning av ledningar över abonnentens mark.

för att hålla en skäligen prissättning, underkasta sig reglering av pris och övriga villkor. Precis som utredningen ansåg också departementschefen att det var praktiskt omöjligt att dra en klar gräns mellan pris och övriga villkor (prop. 1957:161 s. 57).

Genom (SFS 1994:617) infördes i den gamla ellagen definitionen av avgifter i stället för pris utan närmare motivering mer än att bestämmelsen i 2 § 7 mom. tredje stycket inleddes i enlighet med lagrådets förslag med definitionen av begreppet nättariff. Prop. 1993/94:162 s. 157: *"Härmed avses avgifter och övriga villkor för överföring av ström och anslutning till ledning."*

3.1.2 Vad avses med nättariff

Med nättariff avses enligt 1 kap. 5 § ellagen (1997:857) avgifter och övriga villkor för överföring av el och för anslutning till ledning eller ledningsnät. I förarbetena prop. 1996/97:136 s. 118 anfördes att paragrafen motsvarar definitionen i den gamla ellagen. Med den gamla ellagen avses lagen (1902:71 s.1) innefattande vissa bestämmelser om elektriska anläggningar.

Med avgift förstås de monetära belopp som nätkunden ska betala. En nätkund betalar vanligen en avgift¹¹ vid anslutning till elnätet och därefter en nätavgift. Nätavgiften kan uttryckas som en fast årskostnad per abonnemang, en avgift per kW eller per kWh överförd el. Med övriga villkor avses därmed de avtalsvillkor som inte är monetärt uttryckta. Dessa återfinns bl.a. i branschens allmänna avtalsvillkor för elnät NÄT 2012 K, NÄT 2012 H och NÄT 2012 N. Det kan röra sig om generella villkor såsom regler för debitering och individuella avtalsvillkor såsom hur gränserna mellan hög- och låglastperioderna är fastställda. Det kan t.ex. avse vilka månader, vilka dagar i veckan och vilka timmar på dygnet på året som räknas som hög- respektive låglast. När t.ex. effekttariffer¹² tillämpas kan det gälla hur många timmedelvärden som ska ingå vid debiteringen.

3.1.3 Kundens nättariff ska enligt huvudregeln vara objektiva och icke-diskriminerande

Av 4 kap. 1 § ellagen framgår grundprincipen om att nättariffer ska vara objektiva och icke-diskriminerande.

Av prop. 2004/05: 62 s. 268 *"Genomförande av EG:s direktiv om gemensamma regler för de inre marknaderna för el och naturgas m.m."* framgår vad gäller kravet på objektivitet att det syftar till en korrekt fördelning av det totala avgiftsbeloppet enligt tariffen mellan berörda kundkategorier. Avgifterna får vara olika mellan olika kundkategorier men de olika avgiftsnivåerna måste någorlunda reflektera de kostnader som nätföretaget har för respektive kundkategori. Något osakligt gynnande av en kundkategori på bekostnad av en annan kategori får alltså inte förekomma. Inom varje kundkategori ska sedan den principiella utformningen av

¹¹ En anslutningsavgift ska enligt ellagens förarbeten (Prop. 1993/94:162 s. 58 och 157) motsvara de faktiska kundspecifika kostnaderna för anslutningen. Av 3 kap. 6 och 7 §§ ellagen framgår vidare att nätkoncessionshavaren är skyldig att på skäliga villkor ansluta en elektrisk anläggning till sitt ledningsnät. Tvister om koncessionshavarens skyldigheter prövas av Ei. Genom anslutningsavgiften ska nätkoncessionshavaren få skälig betalning för kundspecifika åtgärder som nätkoncessionshavaren vidtar och som varit nödvändiga för att möjliggöra anslutningen.

¹² Begreppet effekttariff förklaras närmare i avsnitt 4.5

nättariffen vara likadan för alla kunder om det inte finns objektiva faktorer som talar för något annat. Att tariffen skall vara icke-diskriminerande innebär att någon hänsyn inte får tas vid tariffsättningen till från vilken leverantör den överförda elen kommer eller från vilket land elen kommer. I detta ligger bl.a. att nätföretaget inte får gynna kunder som köper sin el från ett företag inom nätföretagets koncern.

3.1.4 Förbud mot att nätavgiften görs avståndsberoende mm

I 4 kap. 3 § ellagen återfinns bestämmelser om nättariffer för överföring av el för område. Av bestämmelsen framgår att nättariffer för överföring av el för område inte får utformas med hänsyn till var inom området en anslutning är belägen. Om ett eller flera områden slås samman helt eller delvis ska en enhetlig nättariff för det nya området börja tillämpas senast tre år efter sammanslagningen.

Bestämmelsen innebär följande. Nätföretagets koncessionsområden som ligger geografiskt nära varandra och bildar en lämplig enhet ska samredovisas och därmed ha samma tariffer. Detta har resulterat i en utjämning av tarifferna när stadsnät lagts samman med landsbygds- och glesbygdsnät, dvs. områden med olika nätkundtätthet har lagts ihop och därmed fått en enhetlig tariff. Effekterna av denna utjämning framgår av Ei:s rapport (EI R2012:05) *Utjämning av elnättstariffer*.

3.1.5 Särskilda regler för stamnät

Enligt 4 kap. 9 § ellagen får nättariffen för överföring på stamledning av el utformas med hänsyn till var på nätkoncessionshavarens ledningsnät en anslutningspunkt är belägen. Punkttariffen innebär att avgiften för nyttjande av nätet bestäms per anslutningspunkt och baseras på energi- och effektförhållandena i den anslutna punkten.

3.1.6 Särskilda regler för regionnät

Nättariffer för uttagspunkter på regionledning får inte vara avståndsberoende. Detta framgår av 4 kap. 5 § ellagen som anger att nättariffen för överföring av el på varje spänningsnivå utformas med hänsyn till var en uttagspunkt är belägen i förhållande till ledningens anslutning till en annan nätkoncessionshavares ledning som omfattas av nätkoncession för linje.

Av 4 kap. 8 § ellagen framgår att på en regionledning ska inom varje normalt spänningsintervall nättariffen utformas utifrån nätkoncessionshavarens kostnader för samtliga regionledningar i hela landet som kan hänföras till respektive spänningsintervall.

Den del av de beräknade kostnaderna som utgörs av betalning för överföring på stamnätet och andra regionledningar ska dock beaktas samlat endast för nätkoncessionshavarens samtliga regionledningar inom en och samma region.

3.1.7 Särskilda bestämmelser för produktionsanläggningar

Det finns avvikelser från principen om kostnadsriktighet. För mindre produktionsanläggningar dvs. småskalig elproduktion för anläggningar med en högsta effekt om 1 500 kW finns särskilda regler. I 4 kap. 10 § ellagen anges att produktionsanläggningar som kan leverera en effekt om högst 1 500 kW ska för överföring av el betala endast den del av avgiften som motsvarar den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionshavarens

nät. Innehavaren ska dock betala engångsavgift för sin anslutning. Av bestämmelsen framgår även att en elanvändare som har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere och som producerar el vars inmatning kan ske med en effekt om högst 43,5 kilowatt inte ska betala någon avgift för inmatningen, givet att uttaget överskrider inmatningen över ett kalenderår.

3.1.8 Kunder med avtal om timmätning betalar ingen extra kostnad för mätning

Enligt 3 kap. 10 § ellagen ska kunder med ett säkringsabonnemang om högst 63 A enligt huvudregeln betala extra om kunden vill ha sin förbrukning mätt per timme. I annat fall mäts nätkundens förbrukning per månad.

Från och med den 1 oktober 2012 har riksdagen dock beslutat om att den extra kostnaden för mätningen som timmätning innebär, inte ska belasta den enskilde nätkunden utan spridas ut på nätkundkollektivet. Förutsättningen är att kunden har ett avtal med en elhandlare som innebär att timmätning behövs.¹³

Eftersom kostnaderna för timmätning är högre än kostnader för månadsvis avläsning innebär det att dessa kunders tariffer inte fullt ut bär sina egna kostnader.

3.2 Ersättning vid inmatning av el - nätnytta

Den som matar in el på elnätet kan om vissa villkor är uppfyllda ha rätt till ersättning enligt 3 kap. 15 § ellagen. Ersättning vid inmatning av el är en lagstadgad ersättning och grundar sig på den nätnytta som produktionen tillför elnätet. Producenten har rätt till ersättning från den nätägare till vilken produktionsanläggningen är ansluten.

Ersättningen ska motsvara värdet av den minskning av energiförluster som inmatning av el från anläggningen medför i nätkoncessionshavarens ledningsnät, och värdet av den reduktion av nätkoncessionshavarens avgifter för att ha sitt ledningsnät anslutet till annan nätkoncessionshavarens ledningsnät som blir möjlig genom att anläggningen är ansluten till ledningsnätet.

Hur denna ersättning ska beräknas mer i detalj regleras i 11 § elförordningen (1994:1250). Tvister i frågor om denna ersättning prövas av Ei.

3.3 Reglering av nätföretagens totala intäkter

I samband med omregleringen av elmarknaden den 1 januari 1996 behölls den svenska traditionen där elnätsföretagen sätter sina tariffer efter vissa generella riktlinjer och att dessa kan prövas i efterhand.

Från och med 2012 ska elnätsavgifterna fastställas i förväg genom att Ei beslutar om en intäktsram för varje elnätsföretag för fyra år i taget.¹⁴

¹³ Proposition 2011/2012:98

¹⁴ Genom att riksdagen beslutade den av regeringen lämnade propositionen (2008/09:141)

Förhandsprövning av nättariffer infördes nya bestämmelser i ellagen, 5 kap. (Nätkoncessionshavarens

3.3.1 Skälighetsbedömning av nätkoncessionshavares intäkter

En intäktsram ska enligt 5 kap. 1 § första stycket ellagen fastställas i förväg för varje tillsynsperiod som ska vara fyra kalenderår, om det inte finns särskilda skäl för en annan tidsperiod (4 §). Inför beslutet om intäktsram ska nätföretagen själva lämna förslag till intäktsram tillsammans med de uppgifter som krävs för att pröva förslaget. Det ska framgå av beslutet vilka uppgifter och metoder som har använts vid fastställandet av ramen.

3.3.2 Beräkning av intäktsramens storlek

Vid beräkningen av intäktsramens storlek ska ramen enligt 5 kap. 6 § ellagen täcka skäliga kostnader för att bedriva nätverksamhet under tillsynsperioden och ge en rimlig avkastning på det kapital (kapitalbas) som krävs för att bedriva verksamheten. När intäktsramen bestäms ska hänsyn även tas till kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten (7 §). En sådan bedömning kan medföra en ökning eller minskning av vad som anses vara en rimlig avkastning på kapitalbasen.

3.3.3 Särskilt om beräkning av skäliga kostnader i nätverksamheten

När det gäller beräkning av skäliga kostnader i nätverksamheten avses enligt 5 kap. 8 § ellagen kostnader för en ändamålsenlig och effektiv drift av en nätverksamhet med likartade objektiva förutsättningar. Kostnad för avbrottsersättning enligt 10 kap. 10 § ellagen ska dock inte anses vara en skälig kostnad.

3.3.4 Särskilt om beräkning av en rimlig avkastning

Kapitalbasen ska beräknas med utgångspunkt i de tillgångar som nätkoncessionshavaren använder för att bedriva nätverksamheten. Vidare ska hänsyn tas till investeringar och avskrivningar under tillsynsperioden. En tillgång som inte behövs för att bedriva verksamheten ska anses ingå i kapitalbasen, om det skulle vara oskäligt mot nätkoncessionshavaren att bortse från tillgången. Förutom bestämmelser i 5 kap. 6 § ellagen finns regler i regeringens förordning (2010:304) om fastställande av intäktsram enligt ellagen (1997:857) om hur kapitalbasen ska beräknas.

3.3.5 Särskilt om intäkter från olika nät

Enligt 5 kap. 22-24 §§ gäller särskilda bestämmelser för nätkoncessionshavares intäkter från olika nät. För ledningsnät inom område gäller att intäktsramen ska fastställas för varje område för sig och vad gäller intäkter från en regionledning, för nätkoncessionshavarens samtliga regionledningar i hela landet. Vid fastställande av en intäktsram för en nätkoncessionshavares intäkter från en stamledning ska intäktsramen som huvudregel fastställas samlat för nätkoncessionshavarens samtliga ledningar i landet med undantag för utlandsförbindelserna.

intäkter från nätverksamheten). Propositionen försiggick av Energinätsutredningens delbetänkande Förhandsprövning av nättariffer m.m. (SOU:2007:99).

3.4 Ei:s tillsyn över nätföretagens tariffer

När det gäller nättarifferna har Ei i huvudsak följande tillsynsuppgifter.

När det gäller de totala nättarifferna så fastställer Ei således en intäktsram för varje nätföretag. Under 2011 fastställde Ei fyraåriga intäktsramar för merparten av elnätsföretagen för tillsynsperioden 2012-2015. Mer information om beslutade intäktsramar finns på Ei:s webbplats ei.se.

När det gäller elnätsföretagens utformning av de enskilda kundernas nättariffer har Ei enligt 12 kap. 1 § ellagen tillsyn över att tarifferna utformas i enlighet med ellagens bestämmelser. Det innebär att Ei i sin tillsynsroll granskar nätföretagens tariffsättning och om den är förenlig med reglerna i 4 kapitlet ellagen. Prövningen kan inledas på Ei:s eget initiativ eller efter klagomål från enskilda kunder.

Ei har mot bakgrund av regelverkets generella utformning i huvudsak fokuserat granskningen på vilka komponenter som nätföretagen utgår från i sin tariffsättning och om dessa är objektiva och icke-diskriminerande. Ei har exempelvis funnit att det är rimligt att tre kunder som delar servisledning ska ha rätt till lägenhetstariff och inte villatariff i de fall nätföretagen har olika tariffer för dessa grupper.¹⁵

¹⁵ Enligt praxis, har vid tariffsättning, sammanlagringseffekter ansetts uppstå först om det finns minst tre abonnenter på samma servisledning. Se länsrättens dom den 24 mars 1998 i mål Ö 18885-97 som handlade om lägenhetstariffer. Se även Svea Hovrätts dom meddelad 23 juni 2005 i mål nr T 9184-03 där underrätten särskilt hänvisade till denna praxis.

4 Utformningen av elnätstarifferna

Nätstariffer ska vara objektiva och icke-diskriminerande. Vad som avses med icke-diskriminerande tariffer får prövas i det enskilda fallet. Exempelvis får nätföretaget inte behandla en kund på annorlunda sätt än vad som gäller för övriga kunder i kundgruppen. Om en kund t.ex. tillhör kundgruppen "20 ampere med elvärme" ska kunden ha samma tariff som de övriga kunderna i denna kategori. Kunden ska varken gynnas eller missgynnas av anledningar som inte kan anses objektivt motiverade.

Med att tariffer ska vara objektiva avses att dessa ska vara kostnadsriktiga. I detta kapitel redovisas hur nätföretagen tillämpar regelverket. Vidare redovisas vad som avses med en kostnadsriktig nätstariff.

I kapitlet bortses från anslutningsavgifter, engångsintäkter och andra intäkter.

4.1 Kostnadsstrukturen

Kostnadsstrukturen för elnätsverksamhet består i princip av två stora delar. Kapitalkostnader för gjorda investeringar och operativa kostnader för driften av verksamheten.

Kostnaderna kan delas in enligt följande:

- Kostnader för mätning och fakturering (kundadministration)
- Kostnader för anläggningarna (kapaciteten, inkl. drift och underhåll)
- Kostnader för överföringen av el (nätförlusterna)
- Kostnader för överliggande nät

För varje nätkund finns det en kostnad för mätning och fakturering. Denna kan betraktas som en fast årlig kostnad per kund. Timmätta nätkunder innebär en högre kostnad för mätningen. Vidare är kostnaden för mätningen högre för högspänningsnätkunder.

Kostnaderna för de fysiska anläggningarna (ledning, kablar, transformatorer etc.) utgör en stor del av kostnaden i nätverksamheten och kan fördelas mellan kunderna utifrån hur stor del av nätets kapacitet som kunden gör anspråk på. Kostnaden motsvaras av kapitalkostnaden (avskrivning och ränta på kapitalet). De investeringar som gjorts har ingen alternativ användning. Denna kostnad är till största delen irreversibel. Anläggningar som inte längre behövs därför att efterfrågan på tjänsten har försvunnit, har ett mycket begränsat värde i förhållande till investerat belopp.¹⁶ Kapaciteten i nätet kan uttryckas i effekt (möjligt effektuttag för anslutna kunder summerat), elöverföringsförmåga, antal kilometer

¹⁶Anläggningarna kan visserligen monteras ner och säljas på en andrahandsmarknad. Men en demontering innan anläggningens ekonomiska livslängd har nåtts, ger normalt en låg kompensation.

ledning, volymtransformering etc. Den naturliga kopplingen mellan kapitalkostnaden och nätkunden är effekt eftersom den uttrycker det anspråk på kapacitet som nätkunder ställer på nätet.

Kostnaderna för drift och underhåll är kopplade till anläggningarna. De är också en funktion av kapaciteten i nätet. Sambandet mellan kostnaden för drift och underhåll och nätet ser lite olika ut beroende på nätets karaktär (landsbygd respektive stadsnät). Det mest naturliga är att koppla också denna kostnad till nätets kapacitet och nätkundens uttag av effekt.

Kapacitetskostnaden utgör den långsiktiga marginalkostnaden som består dels av kapitalkostnaden för expansion, dels drift- och underhåll för denna expansion.

Nätförlusterna är en kostnad som vanligen kopplas till nätkundens uttag av el, dvs. volymen el som överförs till nätkunden. Generellt kan sägas att kostnaden för nätförlusterna utgör den kortsiktiga marginalkostnaden för nätet så länge som kapacitetsutnyttjandet är lägre än det maximalt tillåtna.

Region- och lokalnäten har en eller flera anslutningspunkter till överliggande nät. För nätföretaget innebär det att det tillkommer en kostnad för det överliggande nätet.

4.2 Nätföretagens mål med tariffens utformning

I kapitel 3 redovisades de regler som elnätsföretaget har att beakta vid utformningen av sina elnätstariffer. Som framgick är regelverket ganska allmänt hållet då det inte finns några detaljerade bestämmelser för hur tariffen ska utformas för att uppfylla kravet på kostnadsriktighet.

Det är sannolikt en orsak till att Ei vid en genomgång av olika nätföretags tariffer kan konstatera att tarifferna är olika utformade mellan nätföretagen.

Vid de intervjuer¹⁷ som genomförts, för elnätsföretagen fram flera mål som inverkar på utformningen av tariffstrukturen. De skillnader som kan observeras mellan elnätsföretagen beror, förutom på olika nätkundsstrukturer och andra yttre förhållanden, på vilken vikt som läggs på respektive mål. Följande mål framförs:

- Kostnadstäckning
- Kostnadsriktighet
- Enkelhet för nätkund
- Objektiv och icke-diskriminerande
- Ge incitament för effektivt anläggningsutnyttjande
- Ge incitament för energieffektivisering

¹⁷ Uppgifterna bygger dels på en konsultstudie (SWECO, "Lokalnätstariffer – struktur och utformning", maj 2011 SWECO Energuide AB Energy Markets), dels på de samtal som förts med elnätsföretagen i samband med gjorda besök under utredningen, se referenslista.

4.2.1 Kostnadstäckning

Nätföretagen som intervjuats anser att det är grundläggande att ha en prissättning som ger intäkter som minst motsvarar kostnaderna i verksamheten.

Kostnadstäckningen ska också helst ske på ett sådant sätt att risken för underskott minimeras. Exempelvis ska variationer mellan varma och kalla vintrar ha en begränsad (hanterbar) inverkan på intäkterna.

4.2.2 Kostnadsriktighet

Kostnadsriktighet innebär att en nätkund ska bära de kostnader som denne tar i anspråk och att fördelningen mellan rörliga och fasta priskomponenter ska motsvara nätföretagets fördelning mellan fasta och rörliga kostnader.

Kostnadsriktighet innebär att elnätsföretagets olika kostnadsposter motsvaras av en korresponderande tariffkomponent. Exempelvis bör energiberoende kostnader motsvaras av en energiberoende intäkt. Anledningen till att detta eftersträvas är att en sådan tariffkonstruktion anses rättvis genom att nätkunden då betalar för de kostnader denne ger upphov till. Vidare skapar tariffen incitament att agera efter verkliga kostnadssignaler och variationer i kostnader över tiden motsvaras av en lika stor variation i intäkten.

4.2.3 Enkelhet för nätkund

Tariffstrukturen ska vara enkel att förstå för nätkunden. Detta gäller särskilt vid valet av abonnemang, men även löpande när det gäller fakturans specifikation. Förståelse från nätkunden anses viktigt både för att öka kundnöjdheten och även minska belastningen på den egna kundtjänsten.

4.2.4 Objektiv och icke-diskriminerande tariff

Detta är ett lagkrav som nätföretagen måste beakta när tarifferna utformas. Elnätsföretagens tolkning av detta krav är att samma nätprissättning ska gälla för samtliga nätkunder inom nätområdet och att de olika abonnemangstyperna ska ha en kostnadsriktig och därmed rättvis prissättning sinsemellan.

4.2.5 Skapa incitament för effektivt anläggningsutnyttjande

Nätföretaget eftersträvar att via tariffen ge nätkunderna incitament att flytta effektuttaget från höglast till låglastperioder. I effektivt anläggningsutnyttjande finns både ett kortsiktigt och ett långsiktigt perspektiv. På kort sikt kan abonnemang mot överliggande nät reduceras, förlustkostnader minska och risk för bristsituationer reduceras. På lång sikt skapas ett minskat behov för investeringar i ny kapacitet eller att de kan senareläggas. Sådana incitament kan skapas genom tidstariffer eller genom en effektberoende tariffkomponent.

4.2.6 Ge nätkunderna incitament för energieffektivisering

Nätföretagen uppger att om nätkunderna minskar sin energiförbrukning bidrar nätföretaget till de i samhället uppsatta miljömålen. Detta bedömer nätföretagen kan ske genom en energiberoende tariffkomponent alternativt införande av effekttariff även för nätkunder mindre än 63 A.

4.3 Kostnadsfördelning

I avsnitt 4.1 beskrivs olika kostnadsposter vilka överförs till kunderna via elnätsavgifter (nättariffer). Innan en nättariff kan utformas behöver nätföretaget ta ställning till vilka nätdelar och övriga kostnader som respektive kund ska vara med och betala för.

Ei:s utredning visar att företagen generellt tillämpar samma grundprinciper för kostnadsfördelning. Metodiken brukar benämnas som "vattenfallsprincipen" eftersom den fördelar kostnaderna från "uppströms och neråt", vilket innebär att nätkundernas längre ner i nätet ska vara med och betala för kostnaderna uppströms, medan nätkunder som tar ut effekt längre upp i nätet inte behöver betala för nätet längre ner. Det innebär att högspänningskunderna inte behöver betala för lågspänningsnätet, medan lågspänningskunder ska vara med och betala för högspänningsnätet tillsammans med högspänningskunderna. Vattenfallsprincipen innebär således att kostnaderna för kapitalet och de operativa kostnaderna fördelas på de olika nätdelarna. Därefter fördelas dessa kostnader per nätindel ut på kundgrupperna i proportion till nätkundernas användning.

Kostnadsfördelningsmetoden brukar benämnas som en självkostnadsmodell med målet att fördela de gemensamma kostnaderna utifrån valda kriterier så att full finansiering uppnås. Gemensamma kostnader kan fördelas på olika kundgrupper på flera sätt, medan nätkundspecifika kostnader direkt går att fördela ut på respektive nätkund. De gemensamma kostnaderna är ofta fasta bara det att de inte direkt kan hänföras till den enskilde nätkundens användning av tjänsten. Det innebär vanligen att priset för dessa gemensamma tjänster beräknas som ett genomsnittspris.

Hur nätkunderna delas in i grupper kan se lite olika ut beroende på nätföretagets nätstruktur och kundsammansättning. Vanligen görs indelning vart i elnätet (spänningsnivå) som kunden är ansluten. Exempelvis för ett lokalnätsföretag; *kunder anslutna till högspänningsnätet, kunder anslutna till lågspänningsnätet och hushållskunder/lägenhetskunder*.¹⁸ Vidare kan en indelning efter "säkringsklasser" göras som är beroende av nätkundens effektbehov. I Tabell 1 (avsnitt 4.5.3) exemplifieras olika säkringsklasser som ska representera olika typkunder i Ei:s årliga uppföljning av nättariffer. För regionnät kan Figur 2 (avsnitt 4.5.2) användas som ett exempel på en kundindelning. Kundindelningen görs med hänsyn till ansluten spänningsnivå och gjorda transformeringar innan kundens anslutning.

4.4 Från kostnadsfördelning till tariffer

När kostnadsfördelningen mellan olika kundgrupper är gjorda kan tarifferna för dessa utformas. I samband med denna fördelning är också olika kundkategorier definierade vilket underlättar tariffutformningen för olika kundgrupper.

4.4.1 Kostnadsriktighet i tariffsättningen skapar transparens

Utgångspunkten för tariffutformningen är att fasta, rörliga respektive effektberoende kostnadsposter bör motsvaras av tariffkomponenter av samma

¹⁸ SWECO, "Lokalnätstariffer – struktur och utformning", maj 2011 SWECO Energuide AB Energy Markets

slag. I Figur 1 visas kopplingen mellan företagets kostnadsposter och tariffdelar som ska reflektera dessa kostnader.

Figur 1 Från kostnad till tariff

Kostnader	Tariffdelar
Nätförluster i egna nätet	Energiavgift [öre/kWh]
Rörliga kostnader överliggande nät, (nätförluster) energidel	
Rörliga kostnader överliggande nät, effektdel	Effektavgift [kr/kW] respektive säkringsavgift [kr/säkringsklass och år]
Fasta kostnader för överliggande nät	
Kapacitetskostnader (kapitalkostnader och drift och underhåll)	
Kundsärkostnader (administration, mätning, fakturering, kundservice, myndighetsavgifter)	Fast avgift [kr/år]

Nätförlusterna i egna nätet och i överliggande nät förs ut som en energiavgift (överföringsavgift) som är rörlig med avseende på volymen överförd el (kWh). De fasta kostnaderna för överliggande nät (kapacitetskostnader) förs över till tariffen i det underliggande nätet som en effektavgift för effektkunder (timmätta) och som en säkringsavgift för säkringsnätkunderna (abonnemangsavgiften varierar med storleken på säkringen).

Kostnaderna för kundsärkostnader (administration, mätning, fakturering, kundtjänst och myndighetsavgifter) läggs ut som en fast avgift.

Av Ei:s utredning framgår dock att de flesta nätföretag inte fullt ut lägger kapacitetskostnader och kostnader för överliggande nät som en säkringsavgift utan nätföretagen lägger ut en del på energiavgiften. Vid praktisk utformning av tarifferna beaktas exempelvis graden av sammanlagring för enskilda kundkategorier vilket gör det lämpligt att energiavgiften täcker fler kostnader än bara nätförlusterna.

Något som också framhålls som viktigt av nätföretagen är att undvika för stora kostnadssteg mellan olika tariffklasser (exempelvis mellan säkringsabonnemangen). Detta justeras genom anpassning mellan tariffens fasta och rörliga komponenter så att alltför stora trappstegseffekter undviks mellan de olika abonnemangen.

Sammanfattningsvis innebär ovanstående att det är vanligt att nätföretagen tillämpar två till tre tariffkomponenter, fast avgift, energiavgift och/eller

effektavgift. I huvudsak synliggörs nätföretagens kostnader i de olika tariffkomponenterna enligt Figur 1, men med en viss handpåläggning enligt ovan.

4.5 Uttags- och inmatningstariffer

Ovan har principerna för tariffsättning beskrivits. I det här avsnittet redovisas en översiktlig beskrivning av nättariffer för uttag respektive inmatning på stam-, region- och lokalnätetsnivå i Sverige.

Som framgått ovan, ska nätkunderna längre ner i nätet vara med och betala för nätet längre upp. Så som infrastrukturen för elnät är uppbyggd och flödet av elströmmar har stamnätets tariffkonstruktion därför en stor påverkan på underliggande näts (regionnät) tariffkonstruktioner. På samma sätt speglar regionnätetsföretagens tariffer de angränsande lokalnätetsföretagens tariffer.

Både inmatningstariffer och uttagstariffer ska vara kostnadsriktiga. Det innebär att uttagkunderna inte ska subventionera elproducenterna. I Norden tillämpas högre inmatningstariffer på stamnätetsnivå i jämförelse med många andra länder i Europa. Detta beror till stor del på avståndsförhållandet som finns mellan konsumtion och produktion i Norden där vattenkraftverken är lokaliserade långt från konsumtionsområdena. När det gäller exempelvis vindkraft och synnerhet då den landsbaserade, är den i huvudsak ansluten till de svenska lokal- eller regionnäten.

4.5.1 Stamnätstariffens utformning

Det är Svenska Kraftnät som utformar stamnätets nätavgifter. Svenska Kraftnät tillämpar i enlighet med regelverket en avståndsberoende tariff, en så kallad punkttariff vilket betyder att det finns förbestämda avgifter för varje nod i stamnätet¹⁹.

En generell beskrivning är att avgifterna är utformade så att det är billigare att ta ut effekt i norra Sverige där merparten av elproduktionen finns, än i södra Sverige och det är generellt mer fördelaktigt, kostnadsfritt, med inmatning av effekt ju längre söder ut produktionen ansluts i systemet eftersom det är underskott på elproduktion i söder.

Av 2012 års tarifftryck framgår att Svenska Kraftnät har 145 anslutningspunkter. Stamnätsavgiften består av två huvuddelar, en energiavgift och en effektavgift.

I flera anslutningspunkter tillämpas också en negativ tariff (på den energirelaterade komponenten). Bakgrunden till detta är att tariffen är utformad så att en ersättning utbetalas för uttag respektive inmatning beroende på var punkten finns i stamnätet.

Energiavgift

Energiavgiften ska spegla kostnaderna för nätförlusterna. Energiavgiften har i sin tur tre komponenter som påverkar avgiften. Den första delen är en förlustkoefficient som har tagits fram genom nätberäkningar för varje individuell anslutningspunkt, en korrektionskoefficient som är en skalfaktor på 0,8 för att

¹⁹ I enlighet med ellagen 4 kap. 9 § för stamledning.

omvandla förlustkoefficienterna till genomsnittsförluster (för att undvika överdebitering respektive överkreditering) samt ett energipris som avser Svenska Kraftnäts kostnader för nätförluster.

Svenska kraftnät har sedan något år tillbaka förenklat den energirelaterade delen i tariffen genom att ta bort den prisskillnad som fanns avseende energiavgiften mellan höglasttid och låglasttid. Sammanslagningen förklaras av flera anledningar. Svenska kraftnät ansåg att denna tidsdifferentiering inte speglade upphandlingskostnaderna och att denna struktur gav ett motsattförhållande till kostnadsriktigheten. Vidare ses enkelhet i tariffsättning som en fördel då denna tidsdifferentiering inte fick några större styrningseffekter för att motivera att skillnad i energiavgiften mellan låg- och höglasttid skulle behållas.

Effektavgift

Den effektberoende komponenten är individuell för varje anslutningspunkt. Kunderna till stamnätet abonnerar vanligen på en baseeffekt som gäller för hela året, dvs. till vilken maxeffekt kunden önskar nyttja. Därefter kan kunden köpa tillägg i effekt för kortare perioder om tillräcklig kapacitet finns i aktuell anslutningspunkt vid önskat tillfälle. Överskrids abonnemanget tillämpas en överskridande avgift. I 2012 års tarifftryck går kostnaden för inmatning av effekt från 48 kr/kW i norr där det är dyrast till 10 kr/kW i söder där det är billigast. För uttag gäller det omvända, från 17 kr/kW i norr till 87 kr/kW i söder.

Med anledning av införandet av fyra elområden har Svenska kraftnät gjort en översyn av sina tariffer. Detta eftersom indelningen av elområden i Sverige kan göra att elpriserna i södra Sverige kan vara genomsnittligt högre än i norra. Detta medför, enligt Svenska kraftnät, att styrsignaler på marknaden kommer att samverka med styrsignalerna i stamnätstarifferna. Den geografiska differentieringen som finns i effektavgiften kan därmed minskas. Gällande energiavgiften måste Svenska kraftnät köpa förlustkraft i respektive elområde. Svenska kraftnät har därför höjt energiavgiften i elområde 3 och 4 efter införandet av elområden.

Fördelningen av den totala intäkten från nättariffer mellan kunder som tar ut el (uttag) och kunder som producerar el (inmatning) har tidigare legat på ca 75 procent respektive 25 procent. På grund av gjorda och kommande stora investeringar i stamnätet som till stor del kommer producenterna mer till nytta har Svenska kraftnät beslutat att ändra fördelningen till ca 70 procent respektive 30 procent från och med 2012. Denna förändring har genomförts genom en generell höjning av effektavgiften med 5 kr/kW för de kunder som matar in el och en generell minskning för de kunder som tar ut el med 5 kr/kW.

Regler om överföringstariffer finns också i Kommissionens förordning (EU) nr 774/2010 av den 2 september 2010 om fastställande av riktlinjer för kompensationsmekanism mellan systemansvariga för överföringsnäten och för införande av gemensamma regler för elöverföringsavgifter.

4.5.2 Regionnät

Idag (2012) finns det fyra större elnätsföretag som innehar nätkoncessioner för linje och som redovisar denna verksamhet till Ei som en separat redovisningsenhet.

Dessa företag är E.ON Elnät Sverige AB, Fortum Distribution AB, Skellefteå kraft Elnät AB och Vattenfall Eldistribution AB. Med hänsyn till ledningslängd och energiomsättning är Vattenfall Eldistribution till storlek klart störst.

Tariffstrukturen mellan dessa företag skiljer sig till viss del åt. Till skillnad från lokalnätet är det betydligt färre kunder anslutna till regionnätet, och i de flesta fall är det bara en eller ett par kunder som är anslutna till varje ledning. En regionnätledning fungerar vanligtvis som en länk mellan exempelvis stamnätet och lokalnäten eller från en produktionsanläggning till stamnätet. I vissa fall så finns det bara en kund vilket gör att tariffstrukturen är anpassad efter den kundens uttag- eller inmatningsprofil. Den geografiska spridningen som finns för ett regionnätetsföretags linjekoncessioner gör att företagen valt att dela in sina koncessioner i olika tariffområden, Vattenfall har exempelvis norra-, mellersta- och södra tariffområdet.

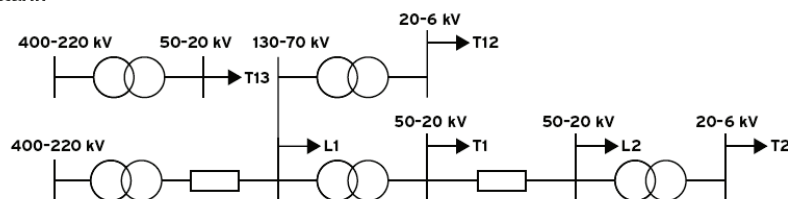
Tariffsättning för uttag

Av regelverket framgår att tariff för en uttagpunkt inte får beräknas med hänsyn till vart i nätet uttaget sker. Enligt regelverket ska, inom varje normalt spänningsintervall, nättariffen utformas utifrån nätkoncessionshavarens kostnader för samtliga regionledningar i hela landet som kan hänföras till respektive spänningsintervall. Den del av de beräknade kostnaderna som utgörs av betalning för överföring på stamnätet och andra regionledningar ska dock beaktas samlat endast för nätkoncessionshavarens samtliga regionledningar inom en och samma region. Det senare innebär exempelvis att de variationer som finns i stamnätet beroende på geografisk anslutningspunkt också kan speglas på ett kostnadsriktigt sätt i regionnätstarifferna.

Det vanliga tillämpnings sättet att beräkna uttagstarifferna i regionnätet på är med s.k. *ledvis punkttariff*. Med ledvis punkttariff menas att olika tariffer tillämpas beroende vart i nätet anslutningen sker med hänsyn till spänningsnivå och vilka nedtransformeringar som är gjorda före anslutningspunkten, se Figur 2. Med andra ord så är kunden med och betalar för de kostnaderna nätföretaget har fram till den punkt i nätet som tariffen avser.

Figur 2 Ledvis punkttariff

Ledvis punkttariff



Källa: Vattenfall Elnät AB, tarifftryck regionnät 2012

Tariffsättning för inmatning

Till skillnad från tariffer för en uttagpunkt på regionnätet kan hela tariffen för inmatning på regionnätet beräknas med avseende på vart anslutningen är belägen. I regelverket för regionnätstariffer finns inte samma regler för inmatning som det finns för uttag (se avsnitt 3.1.6).

Detta innebär att för anslutna elproduktionsanläggningar beräknas vanligen en individuell tariff för den aktuella anslutningen beroende på förutsättningarna i denna anslutningspunkt, en annan benämning för denna metodik är *kanalprissättning*. Kanalprissättning är som ledvis punkt-tariff fast baklänges. Det vill säga man beräknar en balanspunkt i nätet där den inmatade energin "drunknar" i nätet. Producenten är sedan med och betalar för nätets kostnader från anslutningspunkten och fram till denna punkt. På grund av den expansiva utbyggnaden av exempelvis vindkraft behöver denna balanspunkt revideras då flera anslutningar kommer till på aktuell ledning. För att minska den administrativa bördan för dessa omberäkningar och enkelhet för anslutande kund har exempelvis Vattenfall regionnät infört en så kallad schabloniserad inmatningstariff. Denna modell är en avståndsberoende punkt-tariff som utgår från ett medeltal per km till närmaste stamnätspunkt. Desto närmare anslutningen sker en stamnätspunkt desto lägre blir också inmatningstariffen.

4.5.3 Lokalnät

Tariffsättning för uttag

Varje år presenterar Ei nättariffernas utveckling, se promemoria Utveckling av elnätavgifter 2011-2012 (EIPM 201203). PM:et redovisar den reala prisutvecklingen av nätavgifterna i Sverige.

Ei sammanställer också årligen tariffnivåerna för olika typkunder, uppgifterna omfattar samtliga lokalnätsföretag och publiceras på Ei:s webbplats.

Under 2011 gjorde SWECO Energuide AB på uppdrag av Ei en kartläggning och analys av de svenska lokalnätsföretagens avgifter²⁰. Analysen visade på en stor variation i lokalnätsföretagens tariffer. Allt ifrån nätföretag som tillämpar fasta elnätstariffer till nätföretag som har valt att tillämpa en rörlig prissättning med endast energi- och/eller effektberoende tariffkomponenter. Tabell 1 visar statistik över hur stor andel av den totala nätkostnaden för kunden vid en given energianvändning som är en fast kostnad. Av tabellen framgår att de fasta kostnaderna i proportion till energianvändning är större för de lägre säkringsklasserna med låg utnyttjningstid.

²⁰ SWECO, "Lokalnätstariffer – struktur och utformning", maj 2011 SWECO Energuide AB Energy Markets.

Tabell 1 Andel fast nätavgift av den totala elnätskostnaden för olika typkunder.

Kundtyp	Säkring [A]	Årlig elanvändning [kWh]	Medelvärde andel fast nätavgift [%]
Lägenhet	16	2 000	72
Villa	16	5 000	67
	20	10 000	64
	20	20 000	50
	25	20 000	55
	25	30 000	46
Jordbruk	35	30 000	56
>35A	35	30 000	55
	50	100 000	38
	63	25 000	72
	60	80 000	54
	100	100 000	54
	125	125 000	54
	160	350 000	38
	200	240 000	50

En vanlig indelning av uttagskunderna i lokalnätet är att skilja mellan kunder anslutna till det lokala låg- respektive högspänningsnätet. Dessa delas sedan in i olika säkringsklasser och säkringsklassen indikerar maximalt möjligt effektuttag (säkringskunder). Med timmätning ges möjlighet för nätföretaget att debitera nätkunden efter faktiskt uttagen effekt (effektkunder). Säkringskunder kan också ha en effektkomponent som debiteringsgrundande, vilket är närmast standard för säkringskunder 63 A och uppåt (-200 A). Ett fåtal nätföretag erbjuder en effekttariff för hushållskunder/småförbrukare (16-25 A). Dessa företag har då ingen energiavgift.

Lokalnätsföretagen tillämpar sammanfattningsvis i huvudsak en flerdelad tariff med två eller tre avgiftskomponenter, se avsnitt 4.4.1 och Figur 1.

Exempel på några tariffkonstruktioner och dess effekter

En jämförelse mellan olika lokalnätsföretag visar att tarifferna skiljer sig åt. I Tabell 2 redovisas nättariff 50 A hos sex stycken elnätsföretag. Exemplet är valda för att illustrera hur utformningen kan variera mellan nätföretag.

Tabell 2 Nättariff för säkringsnivå 50 A år 2012 inkl. moms för sex lokalnätstföretag²¹

	Företag 1	Företag 2	Företag 3	Företag 4	Företag 5	Företag 6
Fast avgift kr/år	2500	3750	780	6380	1563	15710
Effektavgift kr/kW						
Höglast vinter	73,8	31,3	21,0	93,0	80,6	26,3
Låglast vinter	73,8	31,3	21,0	0,0	80,6	26,3
Höglast sommar	46,3	31,3	21,0	36,0	80,6	26,3
Låglast sommar	46,3	31,3	21,0	0,0	80,6	26,3
Energiavgift öre/kWh						
Höglast vinter	9,3	43,0	19,0	0,0	11,5	10,0
Låglast vinter	9,3	10,0	19,0	0,0	11,5	10,0
Höglast sommar	7,4	10,0	19,0	0,0	11,5	10,0
Låglast sommar	7,4	10,0	19,0	0,0	11,5	10,0
Antal topplast timvärden vid effekttariff	1	1		5	1	1
Tids-differentiering						
Vinter	nov-mars	nov-mars	.	nov-mars	.	.
Sommar	april-okt	april-okt	.	april-okt	.	.
Höglast	.	vardag 06-22	.	vardag 07-19	.	.
Låglast	.	övrig tid	.	övrig tid	.	.

Källa: respektive elnätstföretags hemsida (augusti 2012).

Av tabellen framgår att samtliga företag har en tariffkomponent som är en fast avgift (kr/år). Utöver den fasta delen har företagen följande tariffutformning:

- Företag 1 har en säsongsdifferentiering, dvs. nättariffen är lägre under sommarhalvåret. Differentieringen är utformad så att den avser både energi- och effektdelen i nättariffen.
- Företag 2 har tidsdifferentiering i energiavgiften med en prisrelation på ca 1:4 mellan låg- och höglast.
- Företag 3, 5 och 6 har en enhetlig tariff över året, dvs. det finns ingen tidsdifferentiering i varken effektavgiften eller energiavgiften.
- Företag 4 har endast en överföringsavgift baserad på effekt, dvs. ingen energiavgift. Effektavgiften är säsongsdifferentierad, dvs. avgiften är lägre under sommarhalvåret.

Av jämförelsen framgår att företag 4 har en relativt hög effektavgift, medan företag 6 har en klart lägre effektavgift jämfört med företag 5. Företag 6 har jämfört med övriga företag en betydligt högre fast avgift. För att kunna göra en direkt jämförelse i total kostnad för nätkund behöver en nätkunds förbrukningsmönster för ett år appliceras på respektive företags nättariff. En förklaring till att

²¹ (1) Bjärke Energi AB, (2) Gotlands Energi AB, (3) Göteborg Energi nät, (4) Sala-Heby Energi Elnät AB, (5) Västra Orups Energi-tjänst och (6) Östra Kinds Elkraft

utformningen (och nivån) varierar beror på karaktären på nätet där exempelvis företag 3 (Göteborg Energi nät) är ett storstadsnät med hög kundtätthet, medan företag 6 (Östra Kinds Elkraft) är ett typiskt litet nät med låg kundtätthet.

Nätkundens möjlighet att påverka sin faktura beror på storleken på fasta och överföringsavgifter (effekt resp. energi). Ju högre andel av den totala utgiften som är överföringsavgifter ("rörlig"), desto mer påverkbar är tariffen. Den fasta delen som oftast är relaterad till säkringsklassen kan påverkas genom att nätkunden har möjlighet att ändra säkringsklass, givet att nätkundens effektbehov kan tillgodoses med en lägre säkringsklass.

Det är inte ovanligt att det vid övergång från säkringstariff till effekttariff visar sig att nätkunder i en del säkringsklasser abonnerat på för mycket effekt. Nätkundernas faktiska uttag av effekt är ofta klart lägre än vad de maximalt kan ta ut. En generell orsak till detta förhållande är att nätkunden sällan eller aldrig överväger att byta säkring. Kunden kan t.o.m. ha ärvt abonnemanget av föregående nätkund på platsen. Behöver man säkra upp sig gör man det, men om man har för stor säkring är inte en fråga som kunden ställer sig.

Ett säkringsabonnemang innebär att nätkunden abonnerar på ett möjligt effektuttag, en effekttariff innebär istället att avgiften grundar sig efter nätkundens faktiska effektuttag. Vilken tariffutformning som är bäst ur ett konsumentperspektiv beror på kundens förbrukningsmönster.

Motivet för säkringstariffer grundas i att den övervägande delen av kostnaderna för kundens anslutning och förbrukning är fasta på kort sikt. Om marginalkostnaderna är låga (dvs. kostnaderna för nätförlusterna) bör överföringsavgiften också vara låg. I det perspektivet har företag 6 den mest kostnadsriktiga tariffen, men den ger låga incitament för kunden att på marginalen värdera sin elanvändning. Företag 4 med tidsdifferentierad effektaggift ger nätkunden de starkaste incitamenten att hushålla med effekt. Eftersom detta företag inte har någon energibaserad överföringsavgift skulle det kunna ses som att denna tariff inte ger några incitament för nätkunden att minska sin energiförbrukning (energispårande). Men dels finns ju elpriset kopplat till den överförda elenergin med tillkommande avgifter för elcertifikat, elskatt och moms, dels visar studier att priset på effekt har stor påverkan på elanvändningen på lång sikt (mer om detta i avsnitt 5.3).²²

Företag 5 har en hög effekttariff som gäller för hela året. Den ger starka incitament att alltid hushålla med effekt. Den beslutsregel som nätkunder i detta område bör ha är att använda de elektriska utrustningarna successivt – efter varandra och jämna ut lasten så mycket som möjligt. Vid anskaffning av ny utrustning bör dessa kunder ha incitament att anskaffa utrustning med så låg effekt som möjligt. För företag 4 som har en tidsdifferentierad effektaggift blir beslutsregeln att i första hand flytta last till låglasttiden och att få till stånd så jämt utnyttjande som möjligt under höglasttid, dvs. använda de elkrävande aktiviteterna successivt efter varandra.

²² Taylor and Schwarz, "The long-run effects of a time-of-use demand charge", RAND Journal of Economics, 1990.

För företag 1, som enbart har säsongsdifferentiering, ges kunden inga incitament att flytta last under dygnet eller till veckosluten (helger). Den är gynnsam för nätkunder som använder mycket el under sommarhalvåret då avgiften är lägre, som exempelvis sommarstugor och jordbruk med behov av torkning och bevattning.

Andelen fast avgift varierar betydligt för de sex ovan beskrivna tarifferna. Tabell 1 visar att medelvärdet för andel fast avgift för säkringsklass 63A och 25 000 kWh är 72 procent. En jämförelse har även gjorts för en nätkund med 50A säkring, som använder 50 000 kWh/år och som då maximalt kan ta ut 43,6 kW.²³ Den fasta andelen varierar för januari månad 2010 från 3 till 43 procent och för september månad från 5 till 64 procent för de sex elnätsföretagen.

Energiandelen varierar för januari månad från 31 till 65 procent, medan effektandelen varierar mellan 0 till 87 procent. Företag 3 har höga incitament både vad gäller effekt (33 %) som energi (65 %), medan företag 4 har inget incitament för energi och 97 procent för effekt. Incitamenten för företag 3 verkar vara starkare eftersom det finns incitament i två komponenter, men tariffen har ingen tidsdifferentiering, så den ger inga direkta incitament att flytta last från hög- till låg last. Incitamenten för företag 4 är sammantaget högre genom tidsdifferentieringen.²⁴

Vad gäller enkelhet, dvs. hur enkel tariffen är att förstå för nätkunden, så skiljer sig antalet priskomponenter för typkunden 50 A för de sex företagen från 3 till 5. Den typiska tariffen har en fast del oberoende av uttagen av el, en effektdel och en energidel. Med tidsdifferentiering blir antalet delpriser flera. För säkringstariffer kan antalet komponenter begränsas till två.

Genomgången av de sex tarifferna visar att utformningen varierar betydligt trots att den grundläggande kalkyleringen om att nättariffen ska vara kostnadsriktig bygger på samma principiella tankegångar.

De viktiga skillnaderna avser om tariffen är enhetlig (lika över året) eller differentierad med avseende på tiden (lastperioderna) respektive hur stor del av den totala tariffen som ligger på effektavgiften kontra energiavgiften.

Tariffsättning för inmatning

På lokalnätetsnivå gäller samma regler för uttagstariffer och inmatningstariffen ska vara objektiv och icke diskriminerande (se avsnitt 3.1.3 och 3.1.4). Därtill finns särskilda bestämmelser för mindre produktionsanläggningar dvs. småskalig elproduktion för anläggningar med en högsta effekt om 1 500 kW. Innehavare av dessa mindre produktionsanläggningar betalar endast för mätning och fakturering och behöver således inte vara med och dela på övriga kostnader som nätet ger upphov till.

²³ Timvärdena är hämtade från en elvärmd villa i Sollentuna i januari respektive september och värdena har sedan skalats upp till nivån för typkunden 50 A.

²⁴ För effektavgiften gäller för Göteborg Energi nät AB det högsta timmedelvärdet, medan det för Sala Heby Energi AB gäller medelvärdet av de fem högsta timmedelvärdena på effekten. Det innebär därmed en starkare prissignal för Göteborg Energi nät.

En inmatningskund har ofta också ett uttagsabonnemang. En inmatningskund har även, i enlighet med regelverket (se avsnitt 3.2), rätt till ersättning av värdet för inmatad el (effekt och energi). Det betyder tre olika "prislistor" för inmatningskunden att summera för att beräkna den slutliga årliga kostnaden för produktionsanläggningens anslutning och inmatning av el till elnätet. Ersättning från elnätsföretagen till elproducent utvecklas närmare i nästkommande avsnitt 4.5.4. För inmatningskunder som saknar uttagsabonnemang tillkommer oftast en mätningavgift som annars normalt ingår i uttagsabonnemanget.

I Tabell 3 görs en jämförelse över de tariffkomponenter som ingår i sex lokalnätsföretags inmatningsavgifter för anläggningar större än 1 500 kW. Den visar vilka tariffkomponenter som finns för respektive nätföretags inmatningstariffer.

Tabell 3 Jämförelse av sex lokalnätsföretags²⁵ inmatningstariffer (för anläggningar större än 1 500 kW)

Tariffkomponent	E.ON	Fortum*	Vattenfall	Gotland	Mjölby	Jämtkraft
Fast avgift [kr/år]	X	X	X	-	X	-
Fast avgift [kr/månad]	-	X	-	X	-	X
Abonnemangavgift [kr/kW och år]	X	X	-	-	X	-
Månadseffektavgift [kr/kW och månad]	-	-	X	X	-	X
Överföringsavgift (inmatning) [öre/kWh]	-	-	X	X	-	X

* Gäller Fortums följande områden: Västra Svealand-Västergötland, Södra Norrland –Norra Vansbro, Norra Dalarna, Västkusten.

Samtliga sex företag har någon form av en fast avgift för inmatningsabonnemanget, antingen debiteras den en gång per år eller så är den fördelad över årets tolv månader. För flera inmatningstariffer i ovanstående tabell gäller att om producenten även har ett uttagsabonnemang så debiteras ingen fast avgift för inmatning. Vidare har samtliga en tariffkomponent som baseras på kundens effektuttag, dock med skillnaden hur denna debiteras. Tre elnätbolag (E.ON, Fortum och Mjölby) tillämpar en abonnemangavgift vilket innebär att kunden i förväg abonnerar på en effektnivå årsvis. De övriga tre (Vattenfall, Gotland och Jämtkraft) har en månadseffektavgift vilken baseras på månadens högsta inmatad effekt. De senare har även en överföringsavgift i form av en energirelaterad tariffkomponent. Vattenfall har i sin prislista en indelning i hög- respektive låglasttid för överföringsavgiften, men har dock samma avgift i de båda fallen. De flesta nätföretagen tillämpar även en avgift [kr/kVAr] för reaktiv effekt (uttag och inmatning).

Sammanfattningsvis kan Ei konstatera att inmatningstarifferna är komplicerade med flera tillämpningsbestämmelser för de olika tariffkomponenterna, vilka också skiljer sig ganska stort åt mellan nätföretagen. Detta gör det ganska komplext att

²⁵ E.ON Elnät Sverige, Fortum Distribution, Vattenfall Distribution, Gotlands Energi AB, Mjölby Kraftnät AB och Jämtkraft Elnät AB.

jämföra nätföretagens inmatningstariffer. Därtill kommer att nätföretagen för uttagsabonnemanget har stora skillnader vilket exemplifierades i Tabell 2 Nättariff för säkringsnivå 50 A år 2012 inkl. moms för sex lokalnätsföretag.

4.5.4 Ersättning från elnätsföretagen till elproducenten

Som framgått i avsnitt 3.1.7 har en produktionsinnehavare i vissa fall rätt till ersättning för att produktionsanläggningen är ansluten till elnätet. Värdet (nätnytta) för nätföretaget i form av minskade energiförluster och avgifter mot överliggande nät.

I praktiken innebär ersättningen en reducering av elproducentens avgift till nätföretaget. I vissa fall blir denna ersättning större än nättariffen, vilket innebär att elproducenten får en nettoersättning.

Beräkningen av värdet för inmatad el ska göras genom en bedömning av hur mycket nätförlusterna i nätföretagets ledningsnät minskar på grund av inmatningen i förhållande till om anläggningen inte hade funnits. Dessutom kan anslutningen medföra att koncessionshavaren får minskade kostnader för att ha sitt ledningsnät anslutet till överliggande nät. Denna behöver då inte exempelvis abonnera på lika hög effekt som om anläggningen inte hade varit ansluten. Värdet av detta ska tillfalla elproducenten. Det bedöms ge mer nytta till nätföretagets ledningsnät om en viss effektnivå kan garanteras från producentens sida, särskilt om detta kan garanteras vid en viss tidpunkt då effektbelastningen är som störst (höglastperiod) i ledningsnätet och avgiftsgrundande för abonnemang mot överliggande nät.

Att exakt fastställa hur stor minskningen av energiförluster som inmatningen av el från en produktionsanläggning innebär i ett ledningsnät är i de flesta fall svårt. I takt med att timmätning införs och att mätare och IT-system för mätinsamlingen utvecklats blir beräkningarna för nätnytta bättre och mindre generaliseringar behöver tillämpas. För att exakt komma fram till helt korrekta värden måste all inmatning och allt uttag i ledningsnätet mätas exakt under alla årets timmar.

Även om olika primärkällor (kraftslag) har olika förutsättningar när det gäller möjlighet att garantera en viss effektnivå eller minska elnätets energiförluster, är det egentligen inte själva primärkällan som avgör nätnytan. Faktorer som teknikval för turbin/generator (t.ex. fastvarvtal eller fulleffektomriktare), typ av nät (dominerande konsumtion eller produktion) och om produktionsanläggningar är anslutna samlat i grupper, spritt i ledningsnätet eller belägna långt ut i distributionen har en avgörande betydelse för den faktiska nätnytan. Det finns således förklaringar till att nätnyttoersättningen idag varierar mellan olika nätföretag då företagen har olika objektiva förutsättningar att beakta vid beräkning av nätnytta.

Elnätstariffer på lokalnätsnivå ska vara oberoende av geografiskt läge. Vad gäller nätnyttoersättning ska en bedömning göras per anläggning, dvs. med hänsyn till just denna anläggnings påverkan att reducera energiförlustkostnader samt eventuell minskning av effektabonnemang till överliggande nät. Dock är det vanligast bland lokalnätsföretagen att tillämpa en generell ersättning som gäller för samtliga produktionsanläggningar inom koncessionsområdet.

Nätnyttosättningen ser vanligen lite olika ut beroende på om anläggningen klassas som stor eller liten (större eller upp till 1 500 kW). På regionnätetsnivå är det vanligt med kanalprissättning för den aktuella produktionsanläggningen. I denna beräkning kommer även nätnytta in naturligt då stora delar av arbetet att definiera nätnyttan redan är gjord i samband med beräkningen av kanaltariffen. I stamnätsavgifterna ligger eventuell nätnytta (för minskade energiförluster i stamnätet) inkluderat i den latitud-beroende punkttariffen.

5 Regeländring för de tre målen?

Uppdraget är att undersöka om nättarifferna bör regleras mer i detalj för att *”underlätta introduktion av förnybar elproduktion, elektrifiering av transportsektorn och energieffektiviseringar hos slutkonsumenten”*. Om svaret är ja på denna fråga bör utredningen så långt det är möjligt även ge förslag på hur en sådan mer detaljerad reglering bör se ut. I detta kapitel analyseras om det behövs mer detaljerade regler för de ovan nämnda tre målen.

5.1 Underlätta introduktion av förnybar elproduktion

Idag stimuleras investeringar i och produktionen av förnybar el genom elcertifikatsystemet. Elcertifikatsystemet är ett teknikneutralt subventionssystem för att få mer förnybar elproduktion. Frågan är om det finns skäl att införa mer detaljerade bestämmelser för nättarifferna för att underlätta introduktionen av förnybar el. Sådana skäl kan finnas om nuvarande regler om att nättarifferna ska vara objektiva inte är ändamålsenliga för att underlätta introduktion av förnybar elproduktion eller om nuvarande regler för utformning av nättarifferna är oklara och därmed försvårar för elproducenterna.

5.1.1 Inmatningstariffen ska vara kostnadsriktig

Ei har översiktligt granskat andra länders nättariffer för förnybar elproduktion och kan konstatera att inmatningstarifferna i Sverige generellt är högre på stamnätsnivå än vad som gäller för många andra länder. När det gäller exempelvis vindkraft och i synnerhet den landsbaserade, är den i huvudsak ansluten till de svenska lokal- eller regionnäten. Någon utförlig internationell jämförelse av hur fördelning av intäkter mellan in- och uttagsabonnenter ser ut på dessa distributionsnivåer är svårt att finna. En anledning är att elsystemet i sin helhet ser olika ut i respektive land, vilket gör det komplicerat att jämföra.

I Sverige ges ersättning från nätföretaget till elproducenten vid inmatning av el, vilket innebär att elproducenten vanligen får en viss kreditering av nättariffen (se avsnitt 3.2 och 4.5.4). Hur stor denna ersättning blir beror på vilket värde produktionsanläggningen ger till nätet. På lokalnätsnivå är det vanligt att elnätsföretagen gör en schabloniserad beräkning av värdet för den inmatade elen i elnätet. På så vis kan en viss ”subvention” uppstå olika producenter emellan, men den bedöms som liten. Reglerna om ersättning medför sammantaget att elproducenten därmed får en lägre nättariff än vad som annars skulle ha varit fallet. Svenska elproducenters totala kostnad för elnätet blir därmed vanligen lägre än vad nättariffen indikerar.

Ei kan vidare konstatera att vissa andra länder har valt stödsystem för förnybar energi genom särskilda tariffer (s.k. ”feed in” tariffer). Sådana tariffer innebär en subvention. Att t.ex. övergå från ett system där varje kund (såväl inmatning som uttag) ska bära sina kostnader till ett system där uttagskunderna ska bära dessa kostnader skulle innebära en kraftig subvention av inmatningskunderna på uttagskundernas bekostnad.

För småskalig elproduktion finns idag bestämmelser i lag som innebär att småskalig produktion har en subventionerad tariff. Det har också utretts om denna subvention bör tas bort, senast i Nätanslutningsutredningen²⁶. Utredningen ansåg bl.a. att nackdelarna med subvention är att gränsen som satts för subventionen kunde leda till suboptimeringar då flera anläggningar anpassar sig till denna gräns, oavsett om en högre gräns skulle vara möjlig. Vidare framhöll utredningen att en subventionerad tariff leder till tariffhöjningar för övriga kunder i de områden där mycket elproduktion lokaliseras och att detta kan leda till att övriga kunder blir negativt inställda till elproduktionen. Nätanslutningsutredningen ansåg att tarifferna borde vara enhetliga och att subventionen borde tas bort.

Ei har i denna utredning översiktligt granskat denna fråga på nytt.

I mindre lokala nät med stor andel produktion från vindkraftverk innebär gränsen 1 500 kW att en förhållandevis stor del av kostnaden för producenten läggs på tariffen för det resterande kundkollektivet. Gotland är ett exempel på ett nätområde där det finns mycket vindkraft. På Gotland finns idag 166,5 MW vindkraft (den installerade effekten är 171 MW), varav 70 MW kommer från vindkraftverk med en installerad effekt upp till 1 500 kW. Vid beräkningar som gjorts under 2012 har Gotlands Energi AB (GEAB) kunnat visualisera hur stor subventionen är från de övriga kunderna i elnätet. GEAB uppger att vid en normal inmatningstariff skulle vindkraftverken med en installerad effekt om 1 500 kW eller lägre debiteras ca 6,7 procent av Gotlands Energi ABs totala intäkter. Med dagens regelverk bidrar dessa anläggningar till ca 0,4 procent av den totala intäkten.

Ett annat problem, vilket också framhålls av nätanslutningsutredningen, är att det förekommer att effekten stryps på verken av elproducenterna för att ligga på 1 500 kW eller strax under. Den tekniskt-ekonomiskt optimala effekten på vindkraftverk ligger idag över denna gräns.

Ei anser att det kan ifrågasättas om det är rimligt att låta övriga nätkunder fortsätta att subventionera mindre produktionsanläggningar. Detta framfördes också i remissvaret på nätanslutningsutredningens betänkande. Ei kan inte se att det framkommit några väsentligt nya omständigheter som föranleder Ei att lämna förslag i denna del.

Ei gör därför följande bedömning.

Olika länder har valt olika sätt att stödja elproduktion. Något behov av direkt stöd för förnybar el i nättariffen saknas eftersom Sverige valt en marknadsbaserad lösning för ersättning genom elcertifikatsystemet. Om detta ska förändras till förmån för något annat stödsystem behöver elcertifikatsystemet i sin helhet utvärderas. Detta har inte legat inom ramen för uppdraget. Ei utgår därför från att elcertifikatsystemet och nuvarande bestämmelser i övrigt i huvudsak ger det stöd till förnybar elproduktion som behövs för att underlätta introduktionen av förnybar el. Ei anser således att grundprincipen om att inmatningstariffer även fortsättningsvis ska vara kostnadsriktiga är riktig.

²⁶ SOU 2008:13, Bättre kontakt via elnätet – om anslutning av förnybar elproduktion. 2008

Den andra frågan blir då om nuvarande regelverk är oklart eller på annat sätt försvårar introduktionen av förnybar elproduktion.

I avsnitt 4.5 konstaterar Ei att tariffutformningen för inmatningstariffer skiljer sig åt mellan nätföretagen och regelverket tillåter även s.k. kanaltariffer. Ei har dock inte funnit stöd för att inmatningstariffer generellt skulle ha brister avseende kostnadsriktigheten även om de utformas olika. Elproducenten kan också anmäla saken till Ei om det skulle uppkomma sådana frågor i det enskilda fallet. Av den anledningen anser Ei inte det behövs ytterligare reglering.

För elproducenter som ansluter anläggningar i olika nät innebär det dock att ett antal olika nätavgifter behöver hanteras. Eftersom de flesta elproducenter också har ett uttagsabonnemang och även dessa varierar mellan nätområdena liksom principerna för ersättning för inmatningen kan det vara svårt för elproducenten att uppskatta sin totala nätkostnad. Det förekommer också att elnätsföretag kopplar ihop anslutningsavgift med inmatningstariffen. Detta görs genom att en del av anslutningsavgiften krediteras tillbaka till producenten genom en reducerad inmatningstariff.

Bristen på transparens och förutsägbarhet får därför antas vara besvärande för elproducenterna. Detta gäller särskilt vid överväganden om lokalisering av förnybar elproduktion, vilket också framkommit vid referensgruppsmötena. Ei anser därmed att det skulle underlätta för introduktionen av förnybart elproduktion, om det blir tydligare för elproducenterna hur nättariffen och nätkostnaden beräknas (se vidare nedan om behovet av harmonisering av nättariffer).

5.1.2 Hög belastning i elnätet samvarierar med högt elpris generellt

Ei beskrev i rapporten "*Anpassning av elnäten till en hållbar energiomställning*" vilka påfrestningar på elnätet som anslutning av förnybar elproduktion kommer att ha för de svenska elnäten i stort. I rapporten redovisas att hanteringen av stora volymer av förnybar el som förväntas i framtiden kommer att kräva nya tekniska lösningar och investeringar i styrutrustning och energilager och att nätkunderna blir mer flexibla i sina uttag av el. Ökad kundflexibilitet där nätkunderna anpassar sin konsumtion av el i förhållande till inmatningen av el bedömdes vara en central del i det framtida elsystemet.

Traditionellt har produktionen och överföringen i transmissionsnäten varit relaterad till förbrukningen: ju högre förbrukning, desto högre produktion. Vidare har flödet av el gått från stora produktionsanläggningar, främst i norr, som via stamnätet distribueras ut el till elanvändarna i de lokala näten. Det gäller dock inte för exempelvis vindkraft. Istället för enbart två extrema driftsituationer (hög förbrukning med hög produktion; låg förbrukning med låg produktion) kommer det till två nya situationer (hög förbrukning med låg produktion; låg förbrukning med hög produktion). Med successivt ökade volymer av decentraliserad elproduktion (spridd över hela landet och på olika nätnivåer), som på vissa planeringshorisonter är svåra att prognosticera genom sin intermittenta karaktär, förväntas detta ge problem för distributionen av den producerade elen. För några lokalnätsföretag uppstår det redan idag situationer där det vid vissa tidpunkter

uppstår produktionsöverskott lokalt, dvs. nätet blir ett produktionsnät med omvända flöden till överliggande nät som följd.

En inställning kan vara att detta helt och hållet ska hanteras av den avreglerade marknaden, dvs. genom elavtalet. Elmarknaden (i konkurrens) och nättjänsten (i monopol) är dock två komplementära marknader. Den ena handlar om energin som ska användas i olika utrustningar hos slutkunden. Den andra om transporten av energin från producent till konsument. Under förutsättning att det inte blir motriktade styrsignaler bör dock nättariffen kunna ge styrsignaler som fungerar som ytterligare ett stöd för att få efterfrågan på effekt mer elastisk.

Det skulle också underlätta för introduktionen av förnybar elproduktion om det befintliga elnätet kan ta emot mer förnybar el, utan att nätföretaget behöver göra omfattande kapacitetsförstärkningar.

Nättariffer som ger incitament till nätkunderna till ett jämnare utnyttjande av installerad kapacitet i elnätet innebär en effektivare användning av nätets kapacitet. Exempel på sådana tariffer är tariffer som i priset tar hänsyn till efterfrågan på kapacitet i elnätet. Om beräkningen av tariffen baseras på att efterfrågan varierar över tiden och utformas så att den t.ex. blir tidsdifferentierad ger det incitament till ett effektivare utnyttjande av nätet.

Ei har granskat om det i vissa lägen blir motriktade prissignaler med lågt elpris och hög nättariff eller högt elpris och låg nättariff om tidsdifferentierade nättariffer tillämpas. Spotpriserna varierar timme för timme medan den tidsdifferentierade nättariffen har fastlagda tider för olika tariffnivåer (normalt två nivåer utlagt över dygnet, veckan och året). Det har förts fram att det på lokala områden i framtiden med mycket lokal intermittent produktion (vindkraft), uppkommer situationer med hög lokal produktion där det lokala området temporärt blir ett produktionsnät (utbudet överstiger den lokala efterfrågan) samtidigt som elpriset är högt. Om detta inträffar vid traditionell höglasttid och elnätsföretaget tillämpar en tidstariff signalerar denna att elanvändaren ska ta ut mindre effekt, samtidigt som det finns behov att lokalt stimulera uttagen av el för att "svälja" utbudsöverskottet av el från vindkraften.

I en analys har spotpriserna för åren 2008-2011 fördelats på tre olika lastperioder (låg, mellan och höglast).²⁷ Denna analys visar att det för närvarande mycket sällan finns situationer med lågt elpris och höglast respektive högt elpris och låglast. I Tabell 4 visas procentfördelningen mellan den högsta respektive den lägsta percentilen på de tre lastperioderna.

Tabell 4 Fördelning av spotpriser 2008-2011 mellan tre olika lastperioder

	Låglast	Mellanlast	Höglast
Andel timvärden i högsta percentilen [%]	6	14	30
Andel timvärden i lägsta percentilen [%]	50	0	0

²⁷ Nordpool spot, Hemsida 2012

Låglast (vardagar 22-06, helger, lördag-söndag). Mellanlast (vardagar 06-22 april-oktober). Höglast (vardagar 06-22 november-mars).

Det relativt höga värdet (6 procent) för höga elpriser vid låglast förklaras av att även på natten vintertid kan elpriset ibland vara mycket högt. Det inträffade under januari 2011 så för detta år var andelen med mycket höga elpriser under låglast så hög som 22 procent. Men vid dessa situationer är elpriset ändå betydligt högre under dagtid. I början av januari 2011 var 31 timvärden av 38 högre än vid närmast liggande låglasttid. Prisskillnaden mellan dag och natt uppgick för dessa timmar till 109 kr, dvs. även om priset var mycket högt på natten var det ännu högre under dagtid. Slutsatsen är att det för närvarande inte finns någon tid under året där prissignalen från elmarknaden står motriktad mot den prissignal som en tidsdifferentierad nättariff med fasta perioder ger.

Ei:s bedömning är därför att nättariffen indirekt skulle ge stöd för förnybar elproduktion om tariffen beaktar variationerna i efterfrågan.

5.2 Underlätta elektrifiering av transportsektorn

I framtiden förväntas det att antalet elbilar kommer att bli fler särskilt i städerna. Det kommer att ställa krav på kapacitet i elnätet för att ladda batterierna. Eftersom antalet elbilar idag är lågt handlar detta om framtida behov.

5.2.1 Interna nät

Idag finns det redan till viss del en tillgänglig infrastruktur för elbilar. I villaområden finns ofta uttag för motorvärme som kan användas även för att ladda bilen. Det normala säkringsabonnemanget för villakunderna räcker till för en långsam laddning under natten. För att kunna använda fordon som laddas med el behövs dock i framtiden även en tillgänglig infrastruktur för laddning på andra ställen i samhället som arbetsplatser och i centrumanläggningar.

Regeringen har nyligen beslutat att underlätta för andra aktörer än elnätsföretagen att tillhandahålla laddstolpar. Vid t.ex. arbetsplatser, affärscentrum, parkeringsplatser finns det därför legal möjlighet för innehavaren av verksamheten att montera laddstolpar. Ei kan därmed konstatera att det redan skett vissa regeländringar gällande elnät för att underlätta för elbilar.

5.2.2 Särskilda tariffer för elbilar?

För närvarande finns inga särskilda regler om nättariffer för elbilar. Det skulle förstås underlätta för elbilsutvecklingen om elbilsägaren fick rätt till en subventionerad nättariff. Men konsekvensen blir i så fall att övriga nätkunder måste betala en högre nättariff. Ei anser inte att detta är en önskad utveckling. Om introduktion av elbilar ska underlättas bör det i så fall övervägas ett särskilt stöd för detta. Ei:s uppfattning är därmed att nättariffen även för elbilsägare ska vara kostnadsriktig.

Som redovisats ovan finns det dock ett ganska stort mått av utrymme för elnätsföretagen att utforma tarifferna inom ramen för kriteriet att de ska vara objektiva. Ei har därför övervägt om det finns vissa typer av kostnadsriktiga nättariffer som skulle underlätta för introduktion av elbilar.

Elbilar förväntas i första hand laddas i hemmet då bilägaren är hemma. I Sverige är den förväntade effekttoppen tidig morgon och sen eftermiddag, med andra ord sammanfaller förväntad laddning av elbilar med dagens höglastperiod. Om elbilen introduceras i en större skala och det inte finns några incitament att ladda bilen vid låglasttid, kan det få till följd att effekten vid höglast kan komma att öka betydligt.²⁸ Detta är inte önskvärt i ett elnätsperspektiv.

Ei har i tidigare utredning²⁹ konstaterat att nättariffer som är lämpliga för laddning av elbilar är sådana som ger incitament till kunderna att styra sin förbrukning till låglasttid. En övergång från s.k. säkringstariff till en effekttariff ger ett sådant incitament. Om effekttariffen dessutom differentieras över tiden för att reflektera lastsituationen blir incitamenten starkare. Styrkan beror på skillnaden i avgift mellan hög- och låglasttid. Differentieringen kan även ske i energitermer för att ge rätt incitament till att flytta lasten (laddningen) till den tid på dygnet då nätet är som minst belastat. Den rörliga delen i tariffen kan således utgöras av uttagen effekt eller energi alternativt både effekt och energi. Ei:s analys visar att en tariff med debitering efter uttagen effekt ger starkare styrning jämfört med en tariff där debiteringen sker i uttagen energi.

Ei kan sammanfattningsvis konstatera att kapaciteten i elnätet kan utnyttjas mer effektivt om elbilsägaren väljer att ladda bilen vid låglast. Något krav på nätföretagen att tillämpa tidsdifferentierade tariffer eller effekttariffer finns dock inte idag.

5.3 Underlätta energieffektivisering hos slutkunden

5.3.1 Bakgrund

Den tredje frågan i detta uppdrag är att analysera om nättariffen bör detaljregleras för att underlätta energieffektivisering hos slutkunderna.

I propositionen (2010/2011:153) anges under rubriken "utvecklad elmarknad" att inriktningen på det fortsatta arbetet är att "underlätta för konsumenterna att anpassa sin elförbrukning till aktuella elpriser" och "att effektivisera sin elförbrukning".

Regeringen ser ett behov att stärka elkonsumenternas ställning. "Elkonsumenterna bör i större utsträckning än i dag få möjlighet att kunna påverka sin elförbrukning och sina elkostnader". Detta kan ske genom att vara "en aktiv elkund" och dagens situation med månadsavläsning gör det svårt för kunderna att genom sitt agerande minska sina kostnader under de timmar som elpriset är som högst.

Dessa skrivningar kan förstås som att ett timperspektiv bör läggas på frågan om hur tarifferna bör utformas. I dag kan en elkund minska sina elkostnader genom att reducera sin energianvändning, t ex genom att minska temperaturen inomhus eller investera i mer värmeisolering. Syftet här är att elkonsumenterna genom att ha tillgång till timvis mätning och spotprisbaserade elavtal kan omfördela elanvändningen över tiden beroende på elpriset. Denna möjlighet att effektivisera

²⁸Weingarten, Prosumer med Demand-Response, makroperspektivet, Elforsk rapport 12:49, 2012

²⁹EI R2010:18 Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem – Smarta mätare och intelligenta nät, 2010

energianvändningen ökar enligt regeringen "genom rätt utformade nättariffer och flexibel prissättning".

Riksdagen beslutade i maj (prop. 2011/12:98) att elkonsumenter som ingår i elavtal som förutsätter att elanvändningen mäts per timma, inte ska debiteras de merkostnader som kan uppstå vid denna timmätning. Lagändringen träder i kraft den första oktober 2012. Motiven enligt propositionen är att "genom timmätning ökar möjligheterna för elkonsumenterna att minska sin totala elförbrukning och ändra sitt förbrukningsmönster". Målet är en ny marknad för tjänster riktade till elanvändarna och att en större andel timmätta elanvändare i förlängningen kommer att bidra till ett lägre effektuttag under perioder som för närvarande har mycket hög belastning på produktion och distribution. Detta förväntas leda till ett effektivare resursutnyttjande och lägre elpriser.

Ei kan konstatera att för förnybar elproduktion och elbilar är det rimligt att anta att låga/subventionerade nättariffer skulle kunna underlätta introduktionen. När det gäller nättariffer för att underlätta energieffektivisering hos slutkund så är omständigheten den omvända, dvs. att en hög marginell kostnad på el kan antas ha en dämpande effekt på elanvändningen. Ett generellt sätt att skapa incitament för att effektivisera energianvändning är därmed att öka den marginella kostnaden för elen, exempelvis genom ökad beskattning av el.

Med detta sagt kommer Ei i det följande att fokusera på nättariffen och om det finns anledning att reglera denna för att underlätta energieffektivisering hos slutkunderna.

5.3.2 Vad avses med energieffektivisering

Energieffektivisering innebär att mindre energi åtgår för att uppnå en viss nytta eller att större nytta kan nås med oförändrad insats av energi. Målet om minskad energianvändning som det anges i Energieffektiviseringsdirektivet innebär att fokus ligger på att få ner energianvändningen.³⁰ En övergång från elvärme till värmepump innebär att mindre elenergi går åt för att nå viss värmeeffekt.³¹ Givet att investeringen är lönsam så är det exempel på en energieffektivisering.

5.3.3 Elnätstariffen som medel för energieffektivisering

Två viktiga faktorer som avgör om elanvändaren är beredd att överväga olika effektiviseringsåtgärder, pga. nätavgiften, är hur stor del av denna som går att påverka och hur stor del av den totala elkostnaden som utgörs av nätavgiften. Nättariffen består som tidigare visats av flera komponenter, se kapitel 4.

För exempelvis en villa med 20A och en förbrukning på 20 000 kWh/år ligger elnätsavgiften idag på cirka 20 procent av den totala elkostnaden för slutkunden. Av detta utgörs cirka 50 procent av en fast kostnad (abonnemangavgift), se Tabell 1 i avsnitt 4.5.3. Med andra ord, sett till elanvändarens totala elkostnad, är den påverkbara delen i elnätsavgiften ganska liten i jämförelse med den totala

³⁰ EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS DIREKTIV 2012/27/EU av den 25 oktober 2012 om energieffektivitet, om ändring av direktiven 2009/125/EG och 2010/30/EU och om upphävande av direktiven 2004/8/EG och 2006/32/EG.

³¹ En övergång från oljeeldning innebär att mer el används men mindre energi.

elkostnaden. Det kan dock inte uteslutas att nättariffens utformning kan ha en viss styrande effekt.

Frågan om nättariffen och energieffektivisering har varit föremål för två statliga utredningar de senaste tio åren. I den ena utredningen analyserades ett förslag om att förbjuda den fasta delen i tariffen.³² Förslaget innebar att den tariffkomponent som ska spegla de fasta kostnaderna för nätverksamheten, ska utformas som en renodlad överföringsavgift i energitermer. Utredningen visade att för säkringskunderna, som oftast har två avgiftskomponenter, skulle det i allmänhet innebära att den fasta delen helt flyttas över till den rörliga delen – överföringsavgiften (öre/kWh). En sådan tariffutformning innebär att marginalkostnaden för elanvändningen ökar, dvs. en sådan utformning skulle ge nätkunden större möjligheter att påverka sin nätavgift samt incitament för att minska sin elanvändning. Utredaren förslög att regeringen borde verka för en helt rörlig nätprissättning och han ansåg inte att det fanns några lagliga hinder mot en helt rörlig nätavgift baserad på uttagen elenergi.³³

Den andra utredningen genomfördes av Energieffektiviseringsutredningen, som fick i uppdrag att undersöka om det fanns motiv för att ha en helt rörlig nätprissättning baserad på uttagen elenergi. Av utredningens bedömning framgår att *"Det saknas underlag för att generellt hävda att det förekommer tariffkonstruktioner som är olämpliga genom att medverka till att motiverade energieffektivisering försvåras."*³⁴ I betänkandet uppgav utredningen vidare att den inte funnit skäl att föreslå en övergång till helt rörliga överföringsavgifter för el och fjärrvärme. Nuvarande prissättning, med inslag av fasta avgifter i överföringstarifferna, är väl motiverad. Den fasta delen av nätavgiften kan t.ex. ses som ett pris på effekt. Utredningen ansåg att om incitamenten för energieffektivisering behöver förstärkas när det gäller elenergi och värme är det mer samhällsekonomiskt effektivt att höja energiskatterna än att förbjuda en enligt utredningens mening väl motiverad prisstruktur.

I denna del gör Ei följande bedömning.

Den fasta delen i tariffen är till stor del en betalning för den effekt som nätkunden kan ta ut. En överföring av denna del i tariffen till överföringsavgiften (öre/kWh) innebär att nätkunden får nolltaxa på effekt och incitamenten för att begränsa effekten vid anskaffning av ny elutrustning försvinner, vilket på sikt kommer att ge begränsningar i nätet som måste åtgärdas med investeringar i ny kapacitet. Ei bedömer att detta vore olyckligt i ett elnätsperspektiv.

Prissättningens uppgift, från ett samhällsekonomiskt perspektiv, bör istället vara att, förutom att ge nätföretaget kostnadstäckning, skapa jämvikt mellan utbud och efterfrågan på effekt i distributionen av el.

Efterfrågan på elenergi kan till en viss del påverkas av priset på nättjänsten. Men att enbart ha överföringsavgift i energitermer för nättjänsten är inte ett effektivt

³² SOU 2005:51, Bilen, biffen, bostaden. Hållbara laster – smartare konsumtion, 2005

³³ A.a. s. 94-95.

³⁴ SOU 2008:110 (kap 8.6 s 287)

sätt att skapa jämvikt mellan utbud och efterfrågan på effekt.

Marginalkostnadsprissättning är generellt en prissättning som ger jämvikt mellan utbud och efterfrågan. Därför är knapphetspriset på effekt det relevanta priset (se också bilaga A).

Att försöka styra efterfrågan på effekt med en rörlig överföringsavgift ger en snedvridning mellan pris och kostnad och därmed en s.k. allokativ ineffektivitet. En nödvändig förutsättning för att lyckas med styrningen skulle vara att effekt och energi är komplementära. Effekt och energi är komplementära men sambandet är inte entydigt eftersom en elnätkund kan välja att ta ut sin energi under en kort tidsrymd, dvs. med ett högt effektuttag eller med ett lågt effektuttag under en längre tid. För att hålla effektefterfrågan inom ramen för tillgänglig kapacitet kan det därför inom områden med svaga elnät krävas mycket hög överföringsavgift under höglasterperioder om inte risken för överbelastning ska stiga till oacceptabla nivåer.

Ei delar därför energieffektiviseringsutredningens slutsatser att det inte är motiverat att föreslå att nättariffer ska vara helt rörliga för att underlätta energieffektivisering hos slutkund.

5.3.4 En kapacitetseffektiv nättariff ger även incitament för energieffektivisering

Som redovisats ovan skulle det underlätta introduktionen av förnybart liksom elbilar om nättarifferna ger incitament att bidra till ett effektivt utnyttjande av kapaciteten i elnätet. Är det då motiverat att ge nätkunderna styrsignaler att hushålla med effekt även för att underlätta energieffektivisering hos slutkunden?

Det finns visst empiriskt underlag som indikerar att en effektavgift har inverkan på efterfrågan på elenergi och är ett mer effektivt medel för att effektivisera energianvändningen jämfört med överföringsavgiften (öre/kWh).³⁵ Särskilt om det endast är det högsta timmedelvärdet som gäller som debiteringsunderlag.³⁶ En effektavgift påverkar därmed efterfrågan på både effekt och energi. Bakgrunden till detta är följande.

Ett sätt att minska energianvändningen är att kunderna genom nättarifferna blir medvetna om att högt effekttag är dyrare än ett lägre effektuttag. Detta kommer, om prissignalen är tillräckligt stark, att styra elanvändarna till att skaffa ny utrustning som är energisnålare för given nytta genom att utrustningen kräver lägre effekt. Mer effektiv energianvändning kan därmed uppnås genom att elanvändarna får styrsignaler i nättariffen att hushålla med effekten.

Stigande elpriser och över tiden successiva höjningar av elskatten gör att många hus med elvärme byter till värmepump för att spara elenergi. En värmepump innebär grovt sett att en kWh el ger 2-3 kWh värme. Detta ger en bättre verkningsgrad. Men en värmepump behöver vid situationer med kallt väder en

³⁵ Taylor and Schwarz, "The long-run effects of a time-of-use demand charge", RAND Journal of Economics, 21(3), 43-445, 1990.

³⁶ För elnätsföretag som har effekttariffer för hushållsnät kunder gäller ett medelvärde av de tre respektive de fem högsta timmedelvärdena (Sollentuna Energi respektive Sala-Heby Energi).

elpatron (särskilt om det är en luftvärmepump).³⁷ Om många hus med elvärme konverteras till värmepump kommer användningen av elenergi att minska avsevärt, men efterfrågan på effekt (kW) vid enstaka tider på året när det är kallt kommer inte att minska i samma utsträckning. Utnyttjandet av nätet i termer av överförd elenergi kommer att minska över stora delar av året, vilket ger plats för annan elkonsument, samtidigt som behovet att hushålla med kapaciteten finns kvar vid höglast när det är kallt. Då är också läget på elproduktionssidan ansträngt.

För att hantera en framtid med betydligt flera hus med värmepump är det bättre med en tariff som tar betalt per uttagen effekt jämfört med uttagen energi. Men även för samhället som helhet är det bättre med en kapacitetseffektiv tariff som exempelvis är tidsdifferentierad (med avseende på effekt eller energi) eftersom den signalerar tider med god respektive begränsad kapacitet. En tidsdifferentierad effekttariff ger betydligt starkare styrningseffekter till kunden att minska sitt effektuttag. Förhållandet mellan pris på hög- respektive låglast kan dock vara viktigt att analysera för att inte skapa nya belastningsspikar lokalt i elnätet.

Av energieffektiviseringsdirektivet framgår att nättariffen kan (får) stödja efterfrågeanpassning. Direktivet innebär även ett stöd för nättariffer som är tidsdifferentierade. Inget tyder därmed på att effektbaserade eller tidstariffer skulle stå i strid med direktivets bestämmelser.

Ei anser därmed sammantaget att en nättariff som är effektbaserad eller tidsdifferentierad är att förordas även för att underlätta energieffektivisering hos slutkunden.

Även här bör det lyftas fram att tariffutformningen för uttagstariffer skiljer sig åt mellan nätföretagen. Ei anser att det, precis som för elproducenter och elbilsägare, skulle ha en positiv effekt på energieffektiviseringen om det blir enklare för nätkunden att förutse och beräkna elnätskostnaden.

5.4 Fler möjliga åtgärder

Vid sidan om nättariffen kan flera andra åtgärder bidra till att underlätta för de tre målen. Några av dem identifierades i Ei:s rapport "*Anpassning av elnäten till en hållbar energiomställning*". Här följer också en genomgång av de åtgärder som även i denna utredning framkommit som viktiga komplement vid sidan om den direkta utformningen av nättarifferna.

5.4.1 Avtal om styrning av kundens elanvändning

Energiomställningen kan skapa lokal trängsel i elnäten. Om särskilda avtal kan tecknas och nya tjänster kan utvecklas för att hantera kritiska lastsituationer som att exempelvis kapa spetslaster kan stora besparingar göras genom att undvika framtida investeringar i kapacitet.

³⁷ Det är inte lönsamt att ha en anläggning (djupare borrhål vid bergvärme) då den extra kapaciteten kommer att utnyttjas endast vid få timmar under året.

Ett annat sätt att anpassa kapaciteten i elnäten för att underlätta introduktionen av förnybar el kan vara att nätföretaget i dessa avtal med sina nätkunder avtalar om att få styra kundernas förbrukning. Genom att få till stånd särskilda nätavtal som innebär att elkonsumenterna anpassar sin elanvändning efter om det blåser mer eller mindre än väntat, kan balansen i nätet upprätthållas.

Sådana avtal mellan elnätsföretaget och nätkunderna benämns "kritisk spetsprissättning (critical peak pricing) där elnätsföretaget får rätt att styra uttaget av effekt direkt för kunden när så behövs. För den tjänsten som kunderna gör elnätsföretaget får de en given ersättning (kr/kWh). Tidsdifferentierade nättariffer skulle då kunna utgöra en form av basfunktion när det gäller användningen av nätet så att utnyttjandet blir mer effektivt, medan särskilda avtal för styrning av enskilda nätkunders effektuttag fungerar som en toppplasttjänst när behov av styrning mer oväntat behövs, t ex orsakad av variationer i produktionen av el från vindkraftverk.

Avtal med nätkunder (elanvändare) för att styra lasten vid behov kan elnätsföretaget göra med särskilda företag (mäklare, aggregatorer), men också organisera tjänsten själva om det dels inte finns någon sådan tjänst som är lämplig, dels att man bedömer att det blir mer kostnadseffektivt att utföra tjänsten själv. I sammanhanget bör förstås nämnas att om elkonsumenterna får tillgång till timmätning kan de inom ramen för "elköpet" erbjudas timprisavtal som innebär att de ska konsumera mera el vid hög produktion och tvärtom då det inte blåser. I detta fall är det en indirekt styrning via spotpriset som påverkar elkundernas elanvändning. Denna styrning blir inte lika exakt som den direkta laststyrningen från elnätsföretaget men även det kommer att bidra till att kapaciteten i nätet utnyttjas bättre.

5.4.2 Ersättning till uttagskunder för nätnytta

Som redovisats finns det idag särskilda regler för nätföretaget att utge ersättning till elproducenten för nätnytta. Detta regleras i 3 kap 15 § ellagen samt i 11 § elförordningen (1994:1250), se avsnitt 3.2. En fråga är om en sådan princip även skulle kunna innefatta uttagskunder, som lovat att öka eller minska sina uttag av el vid tillfällena med ansträngd balans in i nätet. Genom att nätkunden anpassar sin elanvändning till balanseringsbehovet i nätet skapas nätnytta. En sådan nätnytta skulle t.ex. kunna skapas om nätföretaget genom styrning ser till att inte alla husägares elpatroner (komplement till värmepump vid kall väderlek) aktiveras samtidigt i ett villaområde. En kortare tidsförskjutning mellan husägarnas värmeanläggningar skulle minska belastningen i den närmaste nätstationen. Som en kompensation för denna styrning (nätnytta) skulle därmed husägarna få rätt till ersättning.

En annan situation skulle kunna vara om nätföretaget får använda bilens batteri till att balansera nätet vid höglast. I de fall elbilens batterier används som lokalt stöd för nätet vid särskilda höglastsituationer, får de ersättning för det efter den nätnytta de då gör. En förutsättning är förstås att elbilarna verkligen matar in effekt när det behövs. Huruvida detta blir en realitet beror dels på hur omfattande elbilsanvändningen blir, dels om batterierna tål att användas som återkommande energilager. Om detta blir realitet kommer dessa fordon att kunna jämföras med andra mikroproduktionsanläggningar av el som finns hos privatpersoner.

Även om det är möjligt för företagen att sluta avtal med kunderna om styrning av elanvändningen redan idag skulle det ge större tyngd om elnätsföretagen enligt lag skulle vara tvingade att ge en ersättning för en sådan nytta. Det skulle skapa förutsättningar för ny teknik och aggregatorer som idag har möjlighet att skapa denna nytta till nätföretagen.

Ei har inte valt att utreda dessa förslag vidare inom ramen för denna utredning.

5.4.3 Investeringar i energilagrar

Ett sätt för nätföretaget att hantera de icke-förutsägbara variationerna i elproduktionen från vindkraft är att installera energilagrar (pumpkraftverk eller batterier i elnätet) som ger den nödvändiga dämpningen i produktionen gentemot belastningen (uttagen). Denna lösning innebär dock investeringar i sådan teknik vilket i slutändan innebär kostnader för kunderna. Det är därför troligen en mer kostnadseffektiv åtgärd om elanvändarna kan anpassa sin elanvändning.

5.4.4 Motköp

I författningskommentarerna till propositionen (1996/97:136) skrevs att:

"Den andra typen av köp av el är när någon önskar mata in eller ta ut el från nätet och det är tveksamt om nätet klarar detta utan att bli överbelastat. Då kan det ibland vara ändamålsenligt att nätinnehavaren skapar utrymme för överföringen genom att förmå någon annan som är ansluten till nätet, att öka sin inmatning eller minska sitt uttag. Detta förfarande brukar beskrivas som ett motköp över en flaskhals på nätet. Metoden kan komma till användning främst på trånga sektorer av stamnätet. Syftet med köpet av el är i båda de beskrivna fallen inte att sälja elen vidare till en elanvändare utan att upprätthålla funktionen av nätet. Av denna anledning innefattas sådana köp i begreppet nätverksamhet."

Författningskommentaren handlar om att elnätsföretagen kan göra motköp för att lösa upp obalanser i driftskedet av elleveranserna. Det har historiskt sett använts på stamnätsnivån, men denna möjlighet behöver inte enbart begränsas till stamnätsnivån. Det finns möjligheter för elnätsföretagen att upphandla dessa tjänster idag, frågan är om det finns tillräckliga incitament för likväl elnätsföretagen som för elkunderna att ingå i ett sådant avtal?

5.4.5 Harmonisera utformning av nättariffer

En fråga som diskuterats under denna utredning är att vitt skilda nättariffstrukturer minskar transparens och förståelsen hos nätkunden. Det gör att kunden blir mindre aktiv på elmarknaden i stort.

Från de organisationer som representerar elnätkunderna har framförts att det skulle underlätta för kunderna om nättarifferna vore mer enhetliga över landet. Nätkunder som har nätabonnemang även i närliggande nätområden får tariffer med olika utformning.

Även i samband med arbetet med en nordisk slutkundsmarknad har förslag kommit om harmonisering. Detta för att göra det lättare för bl.a. elhandelsföretagens nätkundtjänster då elhandlaren ska ha den huvudsakliga

kontakten med kunden i framtiden dvs. principen om en kontaktpunkt för elkunden.

Nuvarande ramlagstiftning som säger att nättariffer ska vara objektiva ger utrymme för olika utformningar av nättarifferna. Av avsnitt 5.2 framgår att kriteriet kostnadsriktighet är ett av flera mål vid utformningen.

Av intervjuerna med elnätsföretagen framgår att det är grundläggande att ha en prissättning som ger intäkter som minst motsvarar kostnaderna i verksamheten. Kostnadstäckningen ska också helst ske på ett sådant sätt att risken för underskott minimeras. Exempelvis ska variationer mellan varma och kalla vintrar ha en begränsad (hanterbar) inverkan på intäkterna.

Kostnadsriktighet innebär att en nätkund ska bära de kostnader som denne ger upphov till och att fördelningen mellan rörliga och fasta priskomponenter i stort ska motsvara nätföretagets fördelning mellan fasta och rörliga kostnader. Kostnadsriktighet innebär att de olika kostnadsposterna motsvaras av en korresponderande tariffkomponent. Exempelvis bör energiberoende kostnader motsvaras av en energiberoende intäkt. Anledningen till att detta eftersträvas är att en sådan tariffkonstruktion anses rättvis genom att nätkunden då betalar för de kostnader denne ger upphov till. Vidare skapar tariffen incitament att agera efter verkliga kostnadssignaler om variationer i kostnader över tiden motsvaras av en lika stor variation i intäkten.

Ei gör följande bedömning.

Den tolkning som verkar vara allmänt accepterad i branschen är att nätkunden ska betala för de kostnader som dennes användning av nätet "ger upphov till". När det gäller nätförlusterna är det relativt enkelt då sambandet mellan nätkundens uttag av el och uppkomsten av förluster är relativt väl belagt. Men när det gäller den enskilda nätkundens utnyttjande av nätet så är det svårt att bestämma vilka kapacitetskostnader som uttaget av effekt ger upphov till. Det handlar här istället om att få en sakligt grundad fördelning av givna fasta kostnader mellan nätkundkategorierna. Några sätt att fördela dessa kostnader på är via säkringsnivån, via effektvärden vid timmätning eller via kundens utnyttjningstid det vill säga via energiavgiften. Man kan säga att det rättvisebegrepp som här ligger bakom uttrycket saklig är att nätkunden ska betala för sin andel av kostnaderna. Eftersom den allra största delen av nätet från stamnät ner till nätkundens servisledning används gemensamt, måste kostnaderna för detta nät fördelas på något sätt.

Elnätsföretag har olika förutsättningar för sin nätverksamhet i form av kundunderlag, hur utnyttjande av anläggningarna varierar över året och hur anläggningarna har utformats. Man kan därför inte förvänta sig att tarifferna ska vara exakt lika mellan företagen vad gäller utformningen. Men, då elnätsverksamhet i princip bygger på samma grundläggande teknik bör det ändå inte finnas några större skillnader i kostnadsstrukturen. Skillnader i kundstruktur kan dock till viss del förklara skillnader i tariffstrukturerna mellan företagen. Eftersom elnätsföretagen säger sig använda en likartad beräkningsmetodik bör tarifferna egentligen se lika ut. Tarifferna skiljer sig ändå åt mellan företagen. Det gäller särskilt tarifferna för hushållskunder och andra säkringskunder. Det kan

säkert åtminstone delvis förklaras av att nätföretagen har olika mål med sin tariffsättning.

Branschen har i grunden samma kalkyleringsprincip där de årliga kostnaderna fördelas i proportion till vilka nätkunder som använder anläggningarna. Men, när de slutliga tarifferna fastställs av företagsledningen, skiljer sig de tillämpade tarifferna en del från den grundberäkning som gjorts. Orsaken till detta är att förutom att tillämpa ellagens krav på objektivitet, så tar företagen hänsyn till andra mål (som stabilitet i utformningen, kontinuitet mellan tariffer, incitament för energieffektiviseringar, incitament för effektivt anläggningsutnyttjande, enkel utformning). Detta gör att de tillämpade tarifferna skiljer sig åt i utformningen mellan elnätsföretagen. Produktionstekniken är tämligen likartad för nätverksamhet vilket borde leda till likartad utformning av nättarifferna. Variationen mellan elnätsföretagen vad gäller kundstrukturerna kan inte förklara alla skillnader som finns mellan elnätsföretagen när det gäller utformningen.

Frågan är om detta är ett problem för samhället? Nej, om nätkundernas priskänslighet är obefintlig spelar det ingen roll hur tarifferna utformas. Det verkar också vara det synsätt som kännetecknar tariffberäkningarna. Överväganden om priskänslighet förekommer inte direkt i beräkningarna hos de nätföretag som Ei studerat. En indikation på att frågan inte är av stor betydelse är att frågan inte debatterats så mycket jämfört med frågan om skäligheten i nivån och förändringen av tariffen eller att antalet rättsfall som rör tariffernas utformning varit mycket lågt.

Ei anser att det skulle underlätta för nätkunderna om nättarifferna vore mer likartat utformade. Detta gäller för både uttag och inmatning. Samtidigt finns det objektiva skäl till att nättarifferna ska skilja sig åt mellan olika nätområden eftersom kostnaderna i nätverksamheterna skiljer sig åt.

Ei:a slutsats är därför att det skulle underlätta för nätföretag och kunder om det funnits mer riktlinjer för hur en kostnadsriktig nättariff ska vara utformad. Det kan uppnås på flera sätt.

Det kan exempelvis ske genom att Ei inleder tillsyn mot fler nätföretag och utreder nätföretagens principer för utformning av nättariffen.

Ett annat sätt kan vara att införa tydligare regler i lag om tariffutformningen. Det kan också ske genom att Ei tillhandahåller information om tariffsättning eller utarbetar generella allmänna råd där Ei beskriver hur tarifferna bör utformas för att uppfylla kravet på kostnadsriktighet. En fördel med allmänna råd skulle vara att dessa på sikt, i takt med utvecklingen av smarta nät, kan anpassas till nya förutsättningar och möjligheter. Förändringar i tariffprinciper, som t ex övergången från säkrings- till effekttariffer, ger förändrat kundbeteende, som i sin tur påverkar elnätsföretagets intäkter. Detta kan i sin tur föranleda justeringar i tarifferna. Successivt kan tarifferna bli mer harmoniserade. Innehållet i ett allmänt råd kan handla om vilka tariffkomponenter som ska finnas, hur många timvärden under månaden som ska vara debiteringsgrundande, vilka perioder under året som ska räknas som separata belastningslägen under dygnet, veckan och året (låg- respektive höglast eller fler perioder).

Även med krav på nätföretagen att utforma sina nättariffer så att de bidrar till ett effektivt utnyttjande av kapaciteten i nätet är det troligt att nättarifferna kommer att skilja sig åt mellan olika nätområden. Ei analyserar detta närmare i nästa avsnitt.

6 Kapacitetseffektiva tariffer

Av kapitel 4 framgår att flera typer av tariffer kan ses som kostnadsriktiga. I kapitel 5 har Ei funnit att nättarifferna även fortsättningsvis bör vara objektiva, men att det vore en förbättring om nättarifferna får en utformning som beaktar variationerna i efterfrågan. Ei kommer i fortsättningen att kalla denna typ av nättariffer "kapacitetseffektiva nättariffer". Vad som kan betraktas som kapacitetseffektiva tariffer redovisas i detta kapitel. En förutsättning för att kapacitetseffektiva tariffer ska "göra någon verkan" är dock att det kan förväntas att kunden reagerar på tariffens utformning. I detta kapitel redovisas därför också i vilken utsträckning elanvändarna påverkas av nättariffens utformning.

6.1 Utformning av kapacitetseffektiva nättariffer

En kapacitetseffektiv nättariff är en tariff som grundas både på kostnads- och efterfrågeförhållandena. En tariff som enbart fördelar ut de företagsekonomiska kostnaderna (intäktsramen) utan att beakta nätkundernas användning av tjänsten – deras priskänslighet – riskerar att vara mindre effektiv i ett samhällsperspektiv.

Det centrala är att man vid beräkningen av tarifferna innefattar både kostnaderna och hur efterfrågan varierar. Det ger bättre förutsättningar för ett effektivt utnyttjande av elnätets kapacitet. En sådan tariff ska ge incitament till ett jämnare utnyttjande av installerad kapacitet på elnätet och även bidra till en effektiv utveckling av nätets kapacitet. På kort sikt leder det till ett jämnare utnyttjande (högre vid låglasttid) och tariffen bidrar till att investeringar i nätet sker optimalt över tiden (åren).

I avsnitt 4.4.1 har principerna för fördelning av olika kostnader (kapital, drift och underhåll etc) på olika tariffkomponenter beskrivits. Även om nätföretaget inte skulle tillämpa några andra principer än kostnadsriktighet, så kommer tarifferna ändå kunna få olika utformning. Det beror på om nätföretaget t.ex. väljer att fördela kostnaderna i verksamheten över året. Kostnaderna kan fördelas på de olika lastperioderna. Om kostnaderna inte bara fördelas vertikalt på olika anläggningsdelar utan även horisontellt mellan hög- och låglast blir tarifferna annorlunda.

Exempel på kapacitetseffektiva tariffer är tariffer med en komponent som är beroende av faktiskt effektuttag (kr/kW) och när dessa uttag sker i tiden. En sådan differentiering kan ske både i effekt och i energi.

För säkringskunder finns idag nättariffer som har en tidsdifferentierad energiavgift. Dessa tariffer får betraktas som kapacitetseffektiva. En effekttariff ger styrning att sprida ut användningen av el. Även den är därmed kapacitetseffektiv. En effekttariff kan också vara indelad i olika tidsperioder för att förstärka styrningen.

En förutsättning för att förorda kapacitetseffektiva tariffer är att det finns tekniska möjligheter för nätföretagen att utforma sådana tariffer. Genom installationen av timmätare blir det möjligt att registrera elanvändningen per timme (kWh/h), dvs. medeleffekten under en timme. Kravet på mätarna enligt ellagen är idag enligt huvudregeln endast att de klarar att ge ett månadsvärde på använd el. De flesta elmätare klarar dock timregistrering. Det som saknas för många elnätsföretag är utrustning (IT-system) för insamling av timvärden.

Ei:s uppfattning är att nätföretagen under de kommande åren kommer att övergå till timmätning av sina kunder. Det bör därför inom en nära framtid finnas tekniska möjligheter för de allra flesta nätföretagen att övergå till tariffer som grundar sig även på efterfrågan.

För de nätföretag som inte installerar timmätare kommer det vara svårare att ta hänsyn till efterfrågan vid utformning av nättarifferna. Ei utesluter dock inte att detta är möjligt. Sådana nättariffer kommer sannolikt inte att kunna ge lika starka incitament till kunden att anpassa sin förbrukning till kapaciteten i nätet som effekt eller tidsdifferentierade tariffer. Ei anser dock att det är rimligt att nätföretagen även i de här fallen, så långt det är möjligt, anpassar sina tariffer så att nättarifferna bidrar till ett effektivt utnyttjande av kapaciteten i elnätet.

6.2 Efterfrågeanpassning

En helt central fråga när det gäller styrning av kundens förbrukning (efterfrågeanpassning) är *i vilken utsträckning* som elanvändarna är beredda att ändra på sin användning av el. För att åstadkomma den önskade flexibiliteten/utjämnningen är det främst hushållskunderna som är den viktiga målgruppen. De använder visserligen inte så mycket el som stora industrikunder, men de är å andra sidan många gånger fler. Med ny teknik i form av timmätning särskilt i kombination med modern ny teknik för automatisk styrning av de enskilda elanvändarnas laster (uttag av el) kan en högre priskänslighet förväntas om elkunden får nättariffer som har en tidsdifferentiering med avseende på effektavgiften och/eller energiavgiften. Om detta kombineras med elavtal som speglar timpriserna på spotmarknaden förstärks denna styrsignal.

I bilaga B redovisas erfarenheter och resultat från olika studier av efterfrågeanpassning. I många fall handlar det om olika försöksverksamheter med olika program för efterfrågeanpassning. Det handlar då om indirekt laststyrning där kunderna får incitament via priset på el att ändra tidsprofilen på sin användning. I de flesta av dessa studier sker ingen distinktion mellan elpris och nättariff.

Det finns sedan lång tid erfarenheter av tidstariffer. Motivet till tidstariffer (TOU, TOD) har då primärt haft sin grund i att undvika investeringar i anläggningar för att klara efterfrågan under högbelastningsperioder, dvs. marginella anläggningar som används en kort tid på året. Forskningsresultaten visar att det krävs relativt stora skillnader i pris för att flytta elkonsumtionen från en period till en annan, vilket beror på att viss efterfrågan är svåra att påverka, som t ex tidpunkter för matlagning. Huruvida denna typ av tidsvarierande prissättning inte bara omfördelar elkonsumtionen mellan olika tidsperioder utan också minskar den årliga energikonsumtionen är oklart. I ett experiment med kraftig tidsvariation i

elpriset gavs konsumenterna incitament att flytta sin konsumtion från höglast- till låglastperioder.³⁸ Konsumenterna fick löpande information om sin aktuella elanvändning och förväntad timkostnad. Dessutom informerades konsumenterna genom en signal vid övergången mellan de olika tidsperioderna.

I en experimentell fältstudie fick drygt 1000 hushåll under två år i Baltimore pröva två varianter av dynamisk prissättning: critical peak pricing (CPP) och peak time rebate (PTR).³⁹ Resultaten visar att det är möjligt att ge incitament till nätkunderna att minska uttaget av effekt vid höglastperioder via prissignaler. Minskningen uppgick till mellan 18 och 33 procent.

Det finns för närvarande ett stort antal studier där olika försök (experiment) genomförts för att studera hur kunderna reagerar på olika stimuli i form av information och/eller prissignaler. Resultaten visar på stora variationer i utfall. De olika utfallen varierar från land till land, vilken form av återkoppling kunden får, hur mycket utbildning och rådgivning som ges i respektive försök.

I en stor metastudie där 38 olika studier av försök med olika åtgärdsprogram studerats ligger fokus på energieffektivisering. Studierna visar att energiminuskningar på mellan 5 och 15 procent kan nås med direkt återkoppling av energianvändningen.

Effektreduktioner vid olika tariff typer för de olika studierna visar att "kritisk spets prissättning" (CPP) gav den största reduktionen (16 procent), medan realtidstariff och "kritisk spetslast rabatt" (CPR) gav något mindre (12 procent) och tidstariff (ToU) endast gav 5 procent lägre uttag av effekt. Resultaten visar att styrningen blir starkare om tariffen åtföljs av utbildning och rådgivning. Tidstariffen utan utbildning gav i vissa fall ökad total energianvändning, medan med utbildning minskade den totala energianvändningen (4 procent) förutom minskad användning vid höglast. En viktig slutsats är att tidsvarierad prissättning bör kombineras med utbildning och återkopplingsinformation.

Resultaten från de olika studierna visar också vikten av att information och ändrade tariffer kombineras med automation, dvs. att styrningen av de olika elanläggningarna sker automatiskt (Home Area Network). Effekten kan då minst fördubblas och t.o.m. fyrdubblas med automation. Analysen av resultaten visar att det centrala för att få god effekt är att laststyrningen kan styras.

6.3 Tariffer för efterfrågeanpassning

Tariffernas utformning påverkar i vilken utsträckning elanvändaren får incitament att ändra sin efterfrågan. I detta avsnitt beskrivs olika utformningar av tariffer som ger mer eller mindre styrning.

³⁸ Wolak F, "An Experimental Comparison of Critical and Hourly Pricing: The powerCentsDC Program", Department of Economics Stanford University Stanford CA 94305-6072, <http://stanford.edu/~wolak>, 2010.

³⁹ Faraqui A and Sergici S, "Dynamic pricing of electricity in the mid-Atlantic region: econometric results from the Baltimore gas and electric company experiment", Journal of Regulatory Economics volume 40 number 1 2011.

6.3.1 Från säkring till effekt

Genom installationen av timmätare blir det möjligt att registrera elanvändningen per timme (kWh/h), dvs. medeleffekten under en timme. Kravet på mätarna enligt ellagen är idag endast att de klarar att ge ett månadsvärde på använd el. De flesta elmätare klarar dock timregistrering. Det som saknas för många elnätsföretag är utrustning (IT-system) för insamling av timvärden.

Med nya timmätare är det också möjligt att gå över från säkringstariffer till effekttariffer. Att istället för att ta betalt för en viss abonnerad effekt (som anges av säkringen), debiteras nätkunden utifrån den faktiska effekten som denne tar ut (vanligvis under respektive månad). Detta ses av de intervjuade elnätsföretagen som en mer rättvisande prissättning. Vid övergång till effektbaserade tariffer har det också visat sig att nätkunder med säkringar över 50 A har betalat för mycket för säkringen jämfört med vad de får betala vid faktiskt uttagen effekt. Det innebär å andra sidan att hushåll med säkringsnivåer på 16 A till 25 A, vid oförändrad elanvändning, får en högre nätkostnad vid effekttariff jämfört med säkringstariff. Detta gäller särskilt lägenhetsabonnemang. Dels har lägenheter en alltför stor säkring i förhållande till det normala behovet av effekt, dels finns en s.k. sammanlagring som gör att det faktiska samlade effektuttaget från ett flerbostadshus är mindre i varje ögonblick jämfört med en samtidig addering av topplaster. Lägenhetsabonnenterna använder inte sin el samtidigt på samma sätt som t ex villor med elvärme. Det innebär att lasten från ett flerbostadshus är lägre än vad som anges av en addering av säkringarna.

För säkringsabonnemang kan fördelningen mellan den fasta (säkringsdelen) och överföringsdelen (öre/kWh) användas för att ta hänsyn till kundgrupper med hög sammanlagning. En lägenhetskund med låg elanvändning sammanlagrar bättre än en villakund. Det kan därför vara rimligt att differentiera prissättningen av den kapacitet som tas i anspråk och att den fasta delen i tariffen är lägre än för villakunden. Å andra sidan blir den rörliga delen av tariffen högre. En del av den energiberoende avgiften finansierar då den effektberoende kostnaden för nätet. För säkringskunder med den lägsta säkringen (16 A) är spridningen mellan kundernas effektuttag stor och då det inte är möjligt att välja en lägre säkring, kan en större energiberoendedel kompensera för denna spridning.

6.3.2 Effekt kontra energi som avgiftsgrund

En trend när det gäller nättarifferna är att fler och fler säkringskunder som tidigare betalat en överföringsavgift som är energibaserad betalar en effektbaserad överföringsavgift. Med en effektagift betalar nätkunden för det högsta uttaget av effekt under en period. Det är en tariffmodell som ger nätkunden incitament att utjämna elanvändningen över tiden – att minska topparna i uttagen av effekt. Om nätkunden har sina effekttoppar under höglasttid innebär det också ett incitament att flytta uttagen av el till låglasttid.

Är det generellt en fördel med en effektbaserad avgift? Blir prissättningen mer effektiv i samhällsekonomisk mening? Intuitivt verkar det mer motiverat att använda effekt som bas för överföringsavgiften eftersom det är kapacitet som elnätsföretagen säljer till nätkunden. Elhandlaren säljer energin och nätföretaget transporten. Det finns även en kapacitetsrestriktion i produktionen som även påverkar elmarknaden och elpriset. Genom att sätta pris på effekten blir det

möjligt att skapa jämvikt mellan efterfrågan och utbud på effekt. Eftersom elmarknaden och transporten av el är komplementära marknader betyder det att även efterfrågan på el påverkas av hur nättarifferna utformas.

Om överföringsavgiften baseras på energi kan det krävas mycket höga energiavgifter för områden med svaga nät för att hålla efterfrågan på effekt inom ramen för tillgänglig kapacitet vid perioder med hög last. Eftersom elnätsföretagen har en intäktsram måste då överföringsavgiften vara lägre för att reducera den ökade intäkten under höglast. Det innebär en tidsdifferentiering.

En energibaserad överföringsavgift som är större än marginalkostnaderna (nätförluster) innebär en ineffektivitet och om kunderna är priskänsliga och minskar sina uttag av el minskar nätföretagens intäkter, vilket leder till att de nästa år måste höja överföringsavgiften ytterligare osv tills en jämvikt slutligen nås. På sikt kommer elanvändarna att anskaffa mer effektslukande utrustning och att mer effektslukande utrustning kommer in på marknaden. Det överförs då för lite el men för mycket effekt, vilket leder till att elnätsföretagen måste investera i kapacitet.

Om säkringsavgiften görs om till en avgift för faktiskt uttagen effekt (högsta timmedelvärdet under respektive månad) kommer nätföretagen att få in mindre intäkter om nätkunderna är priskänsliga. Tidigare var marginalkostnaden för kunden noll inom säkringen. Eftersom en stor del av kostnaderna är fasta uppkommer delvis samma situation som vid fallet med en hög andel energiavgift. Nätföretagen får in mindre intäkter och måste nästa år kompensera sig för detta genom att höja priset på effekt. Men, kostnaderna för överliggande nät kan reduceras genom att nätföretaget kan minska abonnemang och/eller de faktiska uttaget av effekt gentemot överliggande nät. Det mindre uttaget av effekt från nätkundernas sida som ger lägre intäkter för nätföretaget motverkas av den lägre kostnaden för överliggande nät.

De flesta experiment som utförts avseende tidsvarierad prissättning har syftat till att undersöka möjligheterna att reducera efterfrågan under högbelastningsperioder genom högre kWh-pris. Det är dock få studier som undersökt effekterna av effektagifter. I en studie av Taylor och Schwarz (1990) skattades de långsiktiga effekterna av priset på effekt (maxvärde i kW), dvs. de skattade priskänsligheten för priset på effektuttaget. Ett viktigt resultat var att korspriselasticiteten mellan effekt och energi var högre än den direkta effektpriskänsligheten, dvs. den indirekta effekten på konsumenternas elanvändning var högre än den direkta effekten på konsumenternas effektefterfrågan. Resultatet visar att priset på effekt har signifikant påverkan även på elanvändningen under höglastperioder.

Det ovan beskrivna förhållandena med alltför stor säkring och sammanlagring kan utgöra motiv mot att använda en effekttariff för lägenheter. Exempel på detta är att för elnätsföretaget Sala-Heby Energi AB (SHEAB) tillämpar en helt rörlig energibaserad tariff för lägenhetsabonnemang, medan övriga abonnemang har en effekttariff med debitering efter faktiskt uttagen effekt i kombination med en fast säkringsbaserad tariff. Ett alternativt sätt att hantera sammanlagringen i flerbostadshus är att låta antalet timvärden vara högre. SHEAB använder ett medelvärde för de fem högsta timvärdena för effektabonnemangen för att mildra

effekten av enstaka uttag. För en lägenhetskund skulle antalet timvärden då exempelvis kunna utökas till tio.

6.3.3 Enhetlig kontra tidsdifferentierad tariff

En enhetlig effektavgift med samma avgift per kW under alla timmar under året ger incitament att utjämna elanvändningen över tiden. Det kan då också få nätkunden att flytta uttagen av eleffekt från höglasttid till låglasttid om uttagen i utgångsläget är högre under höglasttid. Det normala förhållandet är att nivån på effektuttagen är högre under höglasttid. Enhetliga effektavgifter leder troligen till en minskning i nätkundens effekttoppar, men ger inte tydliga incitament att minska elanvändningen just när en hög effekttopp inträffar för systemet som helhet. Belastningen på nätet under höglasttid (T.ex. mellan klockan 06:00 och 22:00) innefattar normalt några toppar som cykliskt återkommer. Dessutom kan dessa toppar vid extrem kyla bli så höga att kapacitetsgränsen nås. Inom höglastperioden kan även en eller flera spetslastperioder finnas.

En tidsdifferentierad effektavgift, som varierar utifrån ett förbestämt mönster, innebär att incitamenten att flytta last till låglasttid förstärks betydligt. Hur mycket incitamenten förstärks beror på prisskillnaden mellan låg- och höglast. Med enhetlig effektavgift ska elanvändaren försöka få så jämn last som möjligt, medan det vid tidsdifferentierad last gäller att flytta så mycket last som möjligt till låglasttid, särskilt om priset på uttag av effekt då är mycket lägre än vid höglasttid.

En tidsdifferentierad effektavgift innebär att kraven på styrning blir högre för att undvika enstaka effekttoppar. Om elanvändaren råkar ladda en elbil under höglasttid är det stor risk att denna dag blir den med den högsta månadseffekten (timvärdet). Värdet av den styrning som gjorts under andra dagar samma månad förloras då. Detta innebär att kraven på kunderna ökar när det gäller deras elanvändning.

Med en tidsdifferentierad energiavgift blir konsekvenserna för nätkunden mindre om den planerade laddningen av elbilen under natten istället görs på dagen. Merkostnaden för överförd energi blir mer begränsad jämfört med en effektavgift. Värdet av den energistyrning som gjorts under andra dagar samma månad förloras inte.

Om tariffen med tidsdifferentierad energiavgift även har en enhetlig effektavgift med samma avgift under alla timmar finns samma risk som med en tidsdifferentierad effektavgift. Men effektavgiften i denna tariff har lägre nivå under höglasttid jämfört med en tariff med tidsdifferentierad effektavgift. Konsekvenserna för kunden blir därmed mindre och nätkunden får behålla värdet av den energistyrning som gjorts under månaden.

En tidsdifferentierad effektavgift kan ha vissa nackdelar utöver att kraven på nätkunden blir större. Tidsdifferentieringen medför risk för stora belastningsändringar vid övergången från höglast- till låglasttid. Det skulle medföra att elnätet istället måste dimensioneras utifrån nya effekttoppar under "låglasttid".

Konsekvenserna av en tidstariff beror dels på debiteringsgrunden: effekt eller energi, dels på prisskillnaden mellan hög- och låglasttid. Det blir en empirisk fråga. Effekterna av att gå från en enhetlig effektavgift till en tidsdifferentierad kan mildras om övergången sker successivt. Dels genom att den inte omfattar alla kundkategorier på en gång, dels att prisskillnaden successivt ökar mellan hög- och låglast. Elnätsföretagen kommer då att få erfarenheter och kunskap om hur nätkunderna anpassar sig till de ändrade tarifferna. Om en tidsdifferentierad tariff leder till problem med nya effekttoppar under låglasttid som innebär problem med kapaciteten, får tariffen justeras. Tidsdifferentierad effekttariff har en stark styreffekt, särskilt om prisskillnaden mellan hög- och låglast är stor. Detta kan ge s.k. överstyrning med nya toppar. Detta är dock något som kan justeras genom att ändra på prisrelationen.

För att hantera spetslastsituationer med extra höga uttag behöver den tidsdifferentierade nättariffen kompletteras med extra hög avgift vid de relativt få timmar då extrema situationer uppstår. För elanvändare med timprisavtal på el finns då incitament att dra ner uttagen. Detta incitament kan förstärkas genom att nätkunden frivilligt exponeras för en extra hög avgift vid uttag vid sådana tillfällen. En sådan balans tjänst där frivilliga avtal sluts om styrning av lasten innebär att nätkunden kan skapa nätnytta via sina effekttuttag (se avsnitt 5.4.2).

Styrningen av nätkunden för att både utjämna och minska på uttagen av effekt kan således ha olika styrka. Från en enhetlig effektavgift till en tidsdifferentierad avgift och slutligen till särskilda frivilliga avtal med enskilda nätkunder för hantering av kritiska topplastlägen. Styrkan på den tidsdifferentierade tariffen beror på skillnaden i avgiftsnivå mellan låg- och höglast.

6.3.4 Att använda en existerande resurs – lägre tariff vid låglast

Vid diskussioner om priser och prissättning återkommer ofta begreppet "rättvisa". Detta begrepp brukar vanligtvis inte definieras vilket gör begreppet svårhanterligt. Vid prissättning av elnätstjänsten har några företag upphört med tidsdifferentiering, dvs. att ha olika pris på effekt och/eller energi vid olika tider på dygnet, veckan och året. Vidare har man också avvecklat s.k. specialtariffer. Ett exempel på specialtariff är den bevakningstariff som har funnits och som finns kvar i en del elnätsföretag. Bevakningstariffen gäller för sommarhalvåret och har en lägre säkringsavgift än den vanliga uttagstariffen. För C4 Elnät gäller för närvarande 2012 att den vanliga säkringstariffen för 125 A är 46 705 kr exkl. moms, medan bevakningstariffen endast uppgår till 18 682 kr exkl. moms, vilket är 40 procent av den vanliga tariffen. Överföringsavgiften är densamma för tarifferna.

De vanliga uttagstarifferna för C4 Elnät och för många andra elnätsföretag har ingen tidsdifferentiering. Motivet för att inte ha eller att avskaffa tidsdifferentiering brukar anges som att det är mera rättvist att betala samma för kapaciteten oberoende av när uttaget sker. Man menar att om tariffen vore lägre på låglasttid (t ex nätter och helger) får elnätsföretaget in mindre intäkter (särskilt om nätkunderna är priskänsliga) och då måste övriga nätkunder som inte tar ut på natten (har sina maxvärden på dagen) betala mera. Man menar att även om lasten är betydligt lägre på natten (i synnerhet vintertid) finns nätet där och "drar kostnader". Intäktsmässigt har elnätsföretaget inga incitament att ha en lägre

avgift på natten för att få till ett ökat utnyttjande av elnätet eftersom intäktsramen är given och inte bestämd av elnätets faktiska utnyttjande.

Dessa argument kan ju verka intuitivt rimliga. Men hur ställer sig denna rättvisaspekt till effektiviteten? Värdet av elnätet bör bli större ju mer som den existerande resursen används. Detta gäller särskilt för elnät som är en irreversibel resurs – en "sänkt" kostnad som inte går att återvinna (annat i begränsad utsträckning).

Tidsdifferentierad prissättning (peak-load pricing) brukar handla om situationer när kapaciteten (nätet) är maximalt utnyttjat vid höglasttid och att det behövs ett knapphetspris - en trängselavgift – för att ransonera kapaciteten när fler vill utnyttja den än vad som är möjligt. Vid en sådan prissättning, med rätt prisrelationer mellan hög- och låglast, sker en omflyttning av lasten från hög- till låglast utan att kapacitetsproblem uppstår vid låglast. Att hitta rätt prisrelationer blir för nätföretagen en stegvis process.

Om elnätsföretaget har en specialtariff för t ex bevattning innebär det att företaget får in en extra intäkt som i princip kan användas till att minska tariffen för övriga nätkunder. Detta givet att bevattningskunden i en situation utan särskild bevattnings tariff inte skulle ha någon bevattning eller odlingsverksamhet överhuvudtaget. Både nätföretaget och nätkunden vinner på ett sådant arrangemang. Detta innebär en total samhällsekonomisk förbättring. I dessa fall kan välfärdseffekterna bli ännu större för samhällsekonomin vad avser produktion och sysselsättning om tariffen har kritisk betydelse för näringsverksamheten. Om odlaren måste betala en vanlig uttagstariff för sin bevattning kommer hans kostnader att öka (och vinsten att minska). I detta fall får nätföretaget in en större intäkt jämfört med den särskilda bevattnings tariffen. Så centralt är här om tariffen har betydelse för att aktiviteten i fråga ska komma till stånd.

En väg att undvika diskrimineringen i att vissa användningsområden får specialtariffer vore att alla erbjuds en sommartaxa, dvs. ett abonnemang som går exempelvis från 1 april till 31 oktober.

6.4 Analys av effekterna av ändrad utformning av nättarifferna

För att bättre förstå effekterna av kapacitetseffektiva tariffer har Ei uppdragit åt SWECO Energuide att analysera effekter av en ändrad utformning av tarifferna. Underlaget för analyserna är årsvisa timserier för olika nätkunder.

I bilaga E redovisas mera resultat. I en särskild PM redovisas också samtliga resultat i undersökningen.⁴⁰

Beräkningarna på olika utformningar av tariffer med och utan anpassning av lastprofilen givet oförändrad elanvändning totalt sett (i energitermer), visar att resultaten blir olika. Med den mindre omfattande formen av lastflytt blir

⁴⁰ Energimarknadsinspektionen, "Konsekvenser av olika tariffalternativ för elnätsföretag och nätkunder", 2012.

förändringarna mindre. Även om minskningen i procent för nätkunden inte är så stor blir det uppräknat på företagsnivå mer än marginell.

Med den starkare varianten av anpassning blir effekten betydligt starkare. Det gäller särskilt för de priskombinationer som har stor skillnad mellan hög- och låglastavgift. Kombinationer med fokus på debitering efter effekt ger också starkare utslag.

De olika beräkningarna visar upp samma mönster även om de i de mindre detaljerna skiljer sig åt en del. Generellt visar alla beräkningarna samma mönster av att lastflytt med 20 procent av energin från hög till låglast ger klart mindre utslag ekonomiskt jämfört med en ytterligare lastomflyttning med ytterligare 25 procent effektminskning på de fyra högsta timvärdena som fördelas jämnt över låglasttid under dygnet.

6.5 Slutsatser

De studier som refererats över elanvändarnas flexibilitet – deras pris- och substitutionskänslighet – visar olika resultat beroende på förutsättningarna. Generellt visar studierna att kunderna är flexibla och denna flexibilitet beror dels på prisrelationen mellan lastperioderna, dels på den teknik kunden har tillgänglig för att kunna vara flexibel. Med stor prisskillnad och med automatisk styrning av uttaget av el kommer relativt mycket last att flyttas.

En del studier visar att en effektbaserad tidstariff är mer styrande även när det gäller energisparande (energieffektivisering) jämfört med en energibaserad överföringsavgift. Den övergång som nu har påbörjats av vissa elnätsföretag till effektbaserad nättariff innebär således en positiv inverkan både när det gäller hushållningen av effekten (kapaciteten i nätet) och energieffektivisering.

Genomgången visar att det är mer effektivt i ett samhällsperspektiv om tariffen görs tidsdifferentierad och att en sådan tariff gällande för alla nätkunder är en samhällelig förbättring.

Sweco:s beräkningar på olika utformningar av tariffer med och utan anpassning av lastprofilen givet oförändrad elanvändning totalt sett (i energitermer), visar att resultaten blir olika beroende på antaganden om lastflytt.

Med den mindre omfattande formen av lastflytt blir förändringarna mindre. Även om minskningen i procent inte är så stor för kunden, blir det uppräknat på företagsnivå inte en marginell förändring, om det finns många nätkunder med elvärme eller värmepump och alla gör den antagna omflyttningen av last. Med den starkare varianten av anpassning blir effekten betydligt starkare. Det gäller särskilt för de priskombinationer som har stor skillnad mellan hög- och låglastavgift. Kombinationer med fokus på debitering efter effekt ger också starkare utslag. De olika beräkningarna visar upp samma mönster även om de i detaljerna skiljer sig åt en del. Generellt visar alla beräkningarna samma mönster av lastflytt.

Idag har elkunder med timprisavtal incitament att styra sin förbrukning till de timmar på dygnet som har lägst elpris. Det ger minskade kostnader för använd el. På motsvarande sätt får elkunder med timprisavtal en förstärkt prissignal om

nättariffen är differentierad över tiden. Nättariffer som bidrar till ett effektivt kapacitetsutnyttjande av elnätet underlättar således för hela samhället då kapaciteten i elnäten kan användas bättre. Det har ovan bedömts underlätta de tre målen som är fokus för denna utredning.

Vilka nackdelar kan då kapacitetseffektiva tariffer ha?

Vid diskussioner om priser och prissättning med nätföretagen och kunder som ingått i referensgruppen har framförts att nackdelar med effekt och tidsdifferentierade tariffer är att dessa uppfattas som "orättvisa". Det kan exemplifieras med följande exempel.

De vanliga uttagstarifferna för många elnätsföretag har ingen tidsdifferentiering. Motivet för att inte ha eller att avskaffa tidsdifferentiering brukar anges som att det är mera rättvist att betala samma för kapaciteten oberoende av när uttaget sker. Man menar att om tariffen vore lägre på låglasttid (t ex nätter och helger) får elnätsföretaget in mindre intäkter (särskilt om nätkunderna är priskänsliga) och då måste övriga nätkunder som inte tar ut på natten utan har sina maxvärden på dagen betala mera. Man menar att även om lasten är betydligt lägre på natten finns ändå nätet där och "drar kostnader". Intäktsmässigt har elnätsföretaget inga incitament att ha en lägre avgift på natten för att få till ett ökat utnyttjande av elnätet eftersom intäktsramen är given och inte bestämd av elnätets faktiska utnyttjande.

Dessa argument kan verka intuitivt rimliga. Å andra sidan går det att argumentera för att kapaciteten i nätet och kostnaden totalt för nätet kunde vara lägre om kapaciteten utnyttjats jämnare och förstärkningar i nätet inte behövs. När kapaciteten riskerar att bli maximalt utnyttjad vid höglasttid behövs ett knapphetspris - en trängselavgift - för att ransonera kapaciteten när fler vill utnyttja den än vad som är möjligt. De nätkunder som använder nätet under höglasttid har indirekt tvingat fram den kapacitet som behövs vid höglast.

Vidare har framförts att eftersom det är intäktsramen som bestämmer nivån på de totala intäkterna, vilket innebär att om en del eller alla kunder är flexibla och flyttar sin elanvändning, så minskar intäkterna för nätföretagen. De kan då höja sina tariffer för att kompensera för detta. Det har också uttryckts en oro för att om så snart nätföretagen ändrar i nättarifferna så kommer det att innebära att vissa kunder blir vinnare och andra förlorare. De kunder som får högre nättariffer kommer att bli missnöjda över detta.

Det är korrekt att intäktsramens storlek inte påverkas av hur nättarifferna utformas i det korta perspektivet. Indirekt påverkar dock nättariffernas utformning även intäktsramens storlek eftersom den är relaterad till antalet anläggningar, nivån på nätförlusterna och storleken på abonnemang mot överliggande nät m.m. Tariffer som ger kunderna incitament att sprida ut sin förbrukning så att effekttoppar minskar kommer att bidra till att behovet av investeringar minskar, att nätförlusterna minskar och att avgifterna mot överliggande nät också minskar. Det får därför betydelse även för hur intäktsramen i sig sätts.

Eftersom de flesta nätföretagen inte tillämpar kapacitetseffektiva tariffer idag kommer det leda till en omfördelning av nättariffen mellan nätkunderna. Denna

effekt kan förstås mildras något genom att nätföretaget ändrar nättarifferna under en övergångsperiod på några år.

En nackdel med kapacitetseffektiva tariffer är att dessa kan upplevas som mer komplicerade än säkringstariffer eller enhetlig effekttariff. Det har framförts att om kunden inte påverkas av nättariffens utformning är det därför en nackdel att övergå till kapacitetseffektiva tariffer.

Det nya energieffektiviseringsdirektivet har sin grund i att det hittills visat sig svårt att nå 20-20-20-målen. Ökad vikt har lagts vid att elanvändarna blir mer aktiva, vilket uttrycks i önskemålen om dynamiska elpriser och nättariffer. Implementeringen av direktivet i svensk lag innebär således att både en harmonisering och en utveckling mot tidsdifferentiering behöver ske. Trenden med en övergång från säkringstariffer till tariffer baserade på faktisk uttagen effekt kommer troligen också att fortsätta. Detta till stor del grundat i möjligheterna till timmätning och möjligheter för elanvändarna att köpa el till timprisavtal.

Ei anser därför att det är troligt att kunderna kommer att blir mer aktiva på elmarknaden. Det är redan angeläget att elanvändaren ges en större möjlighet att påverka sin totala kostnad dvs. även elnätskostnaden. Utan kapacitetseffektiva nättariffer blir detta svårt för kunden att påverka sin nätkostnad. Det kan också underlättas genom att nätföretaget ökar sin information till kunden om utformningen och möjligheten att påverka nätkostnaden genom anpassning av elanvändningen.

Sammantaget bedömer Ei att styreffekten kommer att bero av vilken typ av tariff som nätföretaget väljer och omfattningen av den information som kunden får. Ei har därför övervägt att peka ut en särskild form av kapacitetseffektiva tariffer. I nuläget saknas dock timmätning för vissa kunder och vissa typer av kapacitetseffektiva tariffer kräver detta. Därför bör det finnas viss frihet för nätföretaget att välja nättariff.

7 Förslag till regeländringar

I kapitel 5 och 6 har Ei kommit fram till två saker. För det första behöver det tydliggöras vad som avses med att nättariffen ska vara objektiv, dvs. kostnadsriktig. Det andra är att nättariffer bör vara kapacitetseffektiva. I detta kapitel analyseras om detta kräver ändringar i nuvarande regelverk.

7.1 Finns det behov av att tydliggöra regelverket?

7.1.1 Behöver det införas detaljerade kriterier i regelverket för vad som ska avses med objektiva tariffer

Dagens regler för tariffernas utformning ger stor frihet för nätföretagen, särskilt som rättsutvecklingen inte förtydligat begreppet objektiv i mer operationella termer. Frågan som Ei väcker i kapitel 5 är om begreppet objektivitet behöver förtydligas.

Nuvarande regelverk ger nätföretagen frihet i tariffsättningen så länge nättarifferna kan anses som kostnadsriktiga. Ei har inte i denna utredning getts intrycket att nätföretagen bryter mot principen om kostnadsriktighet. Däremot verkar elnätsföretagen beräkna kostnadsfördelningen (via vattenfallsprincipen⁴¹ och olika kundgruppers användning av de olika anläggningsdelarna) som en grundkalkyl som sedan justeras med hänsyn till andra mål och vilken relativ vikt som läggs vid respektive mål. Det gör att tarifferna i slutänden inom ramen för den frihet som står till buds får olika utformning mellan elnätsföretagen.

Ei anser att det skulle underlätta om nätkunden bättre kan förutse och förstå sin nättariff. Ei anser därför att det är viktigt att elnätsföretagen informerar nätkunderna om nättariffernas utformning.

Det finns ett behov av vägledning för vilka typer av tariffer som är objektiva respektive vad som medför att tariffen inte längre är objektiv. Det torde också kunna leda till en viss harmonisering av utformningen av nättarifferna mellan elnätsföretagen.

Riktlinjer för vad som avses med objektiv tariff kan ges genom att fler kriterier införs i lag med tillhörande föreskrifter, eller genom att Ei anger hur ellagen bör tolkas.

Ei anser att detaljerade bestämmelser om nättariffer i lag eller föreskrifter bör undvikas om det inte är absolut nödvändigt. I detta här fallet skulle regelverket sannolikt behöva bli detaljerat för att uppnå tydlighet vilket skulle kunna medföra att den dynamik som nu finns går förlorad.

⁴¹ Se avsnitt 4.3 om kostnadsfördelning.

Fördelen med bindande riktlinjer i föreskrifter jämfört med att Ei enbart uttalar hur tariffutformningen bör vara är dock att nätföretagen är direkt skyldiga att följa eventuella föreskrifter. Å andra sidan bedömer Ei att det i nuläget inte finns anledning att befara att företagen inte skulle följa Ei:s tolkning av regelverket. Inte minst eftersom nättariffens utformning inte direkt påverkar elnätsföretagens totala intäkter i nätverksamheten.

Ei kan genom sin tillsyn granska elnätsföretagens arbete med utformningen av nättarifferna och, om det krävs besluta om rättelse. Ei kan också besluta om allmänna råd. Ei bedömer dock att EI inledningsvis i tillsynen bör ge vägledning kring begreppet kostnadsriktighet och utformningen av nättarifferna. Ei utesluter dock inte att allmänna råd kan komma att behövas för den framtida harmoniseringen av nättariffernas utformning.

7.1.2 Det ska framgå i lag att nättariffer ska vara kapacitetseffektiva

Ei:s förslag: Nättariffer ska vara objektiva, icke-diskriminerade och utformade så att nättarifferna bidrar till ett effektivt utnyttjande av kapaciteten i elnätet

Ei anser att nättariffer bör vara kapacitetseffektiva. Det finns inget i nuvarande regelverk som hindrar nätföretagen från att tillämpa kapacitetseffektiva nättariffer, så länge nätföretaget erbjuder alla sina kunder sådana tariffer (kravet på icke-diskriminering och att tariffen uppfyller kravet på objektivitet). Däremot finns inget sådant krav i dagens regelverk.

Förslaget innebär inte ett krav på en särskild tariff. För att uppfylla kravet bör nättarifferna ge incitament till utjämning av elanvändningen. Det innebär att nätföretagets tariffer ska var utformade efter sådana metoder som gör att kunderna får incitament att använda befintlig kapacitet i nätet. När kapaciteten i nätet är högt utnyttjad och särskilt när den är ansträngd, bör avgiften per kW och/eller per kWh vara högre i förhållande till tider då kapaciteten utnyttjas mindre.

7.1.3 Ikraftträdande

Ei föreslår att de nya reglerna börjar gälla först om tre år för att möjliggöra en successiv övergång till en ny tariffstruktur.

Erfarenheter från andra områden, såsom vid samredovisning av elnätsområden där kunderna inom området får nya tariffer, visar att nya tariffer bör introduceras under en längre period för att undvika större ekonomiska effekter för kunderna. Ei har nyligen utrett denna fråga i rapporten EI R2012:05 *Utjämning av elnätstariffer*.

Ei föreslår därför att det införs en övergångsbestämmelse som innebär att kravet får införas över tre år. Under denna tid får nätföretaget tillämpa det gamla regelverket. På så vis kan en anpassning av nättarifferna ske över tid så att det inte påverkar kunderna negativt.

7.1.4 Krav på ökad informationsskyldighet

Som redovisats ovan är en förutsättning för aktiva kunder att kunderna förstår hur nättariffen är utformad. Ei har därför övervägt om det finns anledning att ställa ytterligare krav på tvingande information till kunden om nättariffen.

Redan idag finns dock krav på nätföretaget enligt 11 kap. 14 § ellagen att i avtalet med konsumenten uppge var konsumenten kan finna information om nätkoncessionshavarens priser och övriga villkor. Nätföretagen är också enligt 4 kap. 11 § ellagen skyldiga att offentliggöra sin nättariff till den del den avser avgifter och övriga villkor för överföringen av el. Ei anser att dessa skyldigheter är tillräckliga. Det finns dock starka skäl att ha omfattande informationsinsatser i samband med införandet av ny tariffstruktur, även om detta inte är särskilt reglerat i lag.

8 Författningsförslag

8.1 Förslag till ändring i ellag

Härigenom föreskrivs i fråga om ellagen (1997:857) att 4 kap. 1 § ska ha följande lydelse.

4 kap. 1 §

Nuvarande lydelse	Föreslagen lydelse
Nätтарiffer ska vara objektiva och icke-diskriminerande	Nätтарiffer ska vara objektiva, icke-diskriminerande <i>och utformade så att de bidrar till ett effektivt utnyttjande av kapaciteten i elnätet.</i>

Författningskommentar

Paragrafen har ändrats på så sätt att det har lagts till ett krav med avseende på nätтарiffernas utformning. Tidigare har endast krav på objektivitet och icke-diskriminering funnits. Nu införs ett krav på att tarifferna därutöver ska vara utformade så att de bidrar till ett effektivt utnyttjande av kapaciteten i elnätet. Exempel på kapacitetseffektiva tariffer är tariffer med en komponent som är beroende av faktiskt effektuttag (kr/kW) och när dessa uttag sker i tiden. En sådan differentiering kan ske både i effekt och i energi.

9 Konsekvensanalys

Energimarknadsinspektionen föreslår att 4 kap. 1 § ellagen (1997:857) ändras. Förslaget innebär att den nuvarande bestämmelsen kompletteras för att markera vikten av ett samhällsperspektiv vid utformningen av nättarifferna. Den föreslagna förändringen påverkar i första hand elnätsföretagen och deras utformning av nättarifferna. Den grupp som förslaget slutligen påverkar är elanvändarna (nätkunderna).

Elanvändarna är målgruppen för den framtida efterfrågeanpassningen (flexibiliteten i användningen av el). Nu föreslagen ändring av 4 kap. 1 § ellagen om utformning av tariffer ska ge incitament till bättre utnyttjande av elnätets kapacitet. Elnätsföretagen och nätkunderna är därför de främsta intressenterna i konsekvensanalysen.

Förslaget är att "nättariffer ska vara objektiva, icke-diskriminerande och vara utformade så att de bidrar till ett effektivt utnyttjande av kapaciteten i elnätet".

Förslaget till ändring i ellagen innebär en kompettering till kravet på objektivitet och icke-diskriminering. Det nya kravet säger inte explicit hur nättarifferna ska vara utformade. Det säger inte heller om det är effekt eller energi eller både som ska utgöra debiteringsgrund.

Konsekvensanalysen har två nivåer. Dels en kvalitativ genomgång av förväntade effekter för de olika intressenterna, dels redovisning av kvantitativa beräkningar av olika tariffalternativ. Den kvantitativa analysen bygger på två analyser. Den ena som utgör en beräkning av effekter av en övergång från enhetlig till tidsdifferentierad tariff för fyra hus som idag har en renodlad effekttariff (två hus med elvärme och två med värmepump som uppvärmning). Denna analys innebär att en tillämpad effekttariff dels är enhetlig (lika över året), dels är differentierad över tiden (dygnet, veckan och säsongen). Beräkningarna kombinerar faktiska effektprofiler med applicerade värden på priskänslighet. Den allokativa effekten av övergången beräknas (bilaga D).

Den andra analysen omfattar ett stort antal abonnenter (totalt 1300) med årsvisa timvärden (bilaga E). Dessa faktiska effektprofiler har använts som utgångspunkt för att jämföra olika priskombinationer i tariffen tillsammans med två olika steg av efterfrågeanpassning. Ändring 1: övergång från säkringsabonnemang till effektabonnemang. Konsekvenserna för elnätsföretaget och nätkunden analyseras. En kompletterande analys görs där även kostnaden för el och elskatt ingår i beräkningarna.

Tidsdifferentiering kan även läggas in som en energibaserad avgift, t ex för att finansiera nätförlusterna och ta hänsyn till att den varierar i storlek över tiden. En möjlig tariff vore att ha en realtidstariff där avgiften baseras på spotpriset för respektive timme. Det vore en tariff som kan vara önskvärd av de aktiva elanvändare som skaffar ett spotprisavtal på el. Men eftersom antalet möjliga

utformningar av tarifferna är stort måste den kvantitativa delen begränsas i omfattning. Dels på grund av tillgången till data - timvärden över elanvändningen, dels då flera olika utformningar är principiellt möjliga.

Analysen av konsekvenserna sker kvantitativt för några tariffalternativ och endast för några kundkategorier. Den kategori som är intressantast är hushållskunder och då särskilt de som använder förhållandevis mycket el som hus med elvärme eller värmepump. Ett antal olika uppsättningar av data (timserier) används för analyserna. Konsekvenserna fokuserar på producent och konsument, dvs. elnätsföretag och nätkund. Vid de konkreta beräkningarna (simuleringarna) görs även antaganden om priskänslighet (beteendeändringar till följd av ändrad utformning). Beräkningar av samhällseffekten i termer av förbättrad effektivitet (minskade dödviktsförluster) görs också.

Antalet möjliga tariffutformningar som kommer att vara förenliga med 4 kap. 1 § ellagen efter att kravet införs är fortfarande stort. I de fall Ei i denna utredning genomfört beräkningar och analyser, används resultaten för att påvisa de möjliga effekterna. Beräkningar har gjorts på några konkreta uttagsprofiler för hus med elvärme respektive värmepump. Beräkningar från bilaga D och E används här för att konkretisera effekterna för nätkunder och elnätsföretagen på lokal nivå. För övriga intressenter sker konsekvensanalysen i kvalitativa termer eftersom flera av de möjliga effekterna är svåra eller omöjliga att beräkna kvantitativt.

9.1 Elanvändarna - nätkunderna

Den totala intäkten som nätföretagen får ta ut av sina kunder bestäms av intäktsramen. Ändring i nättariffer innebär dock en omfördelning mellan nätkunderna. För de nätområden som idag inte har en kapacitetseffektiv tariff kommer nätkunderna att få nya tariffer. Eftersom det inte införs något tvång på en särskild tariff är det svårt att i det enskilda fallet ange vad effekten blir.

Om nätföretaget väljer att tillämpa tidstariffer så kommer de nätkunder som använder förhållandevis mycket el och som har möjlighet att flytta uttagen från hög- till låglast ha mest att vinna på en tidstariff jämfört med en enhetlig tariff (oförändrad under året). Av hushållskunderna är det i första hand villor med elvärme som kan minska värmekostnaden genom flytt av last. De som använder mycket el och dessutom kan få ett spotprisavtal, kommer att ha särskilt starka incitament att flytta last, men även minska sin totala elanvändning.

Det är således troligt att de elanvändare som använder mycket el och som kan få ett spotprisavtal, kommer att tjäna mest på förändringen. Dessa elanvändare/nätkunder kommer att bli mer aktiva i fråga om fördelning av lasten över tiden och energieffektivisering. Detta förväntas ge positiva effekter även på de elanvändare/nätkunder som inte har spotprisavtal. Det är rimligt att anta att mer aktiva kunder påverkar marknaden och dess funktioner i en positiv riktning så att pristoppar kan reduceras och i högre grad kan undvikas. Med aktiva elanvändare följer också en effektivare prissättning på elmarknaden, vilket kan innebära lägre genomsnittliga elpriser. Detta är positiva effekter som kommer hela marknaden till godo, inte enbart elanvändarna med spotprisavtal. Dels blir prisbildningen mer effektiv – den allokativa effektiviteten ökar, dels ökar konsumentöverskottet för elkunderna. Ökningen i konsumentöverskott motsvaras

av en lika stor minskning i producentöverskottet. En sådan omfördelning kommer sannolikt att leda till ett ökat förtroende hos kunderna för elmarknaden.

För nätkunder som inte flyttar sin last innebär en tidstariff dock ökade kostnader även om de ovan beskrivna kostnadsminskningarna i nätverksamhet på sikt kommer alla nätkunder till del. Eftersom den största delen av kostnaderna är fasta på kort sikt, innebär lägre nätintäkter från nätkunder som flyttar last till låglastperioder, att denna minskning måste kompenseras med ökad intäkt från de som inte flyttar sin elanvändning. Detta är dock själva syftet med att ha en tidsvarierad prissättning. Den ska signalera knapphet på en resurskapacitet, oavsett om det handlar om produktion av el eller transporten av denna till kunderna.

Införandet av tariffer med syfte att ge elanvändarna incitament att jämna ut och flytta sina uttag av effekt innebär övergångsproblem. En övergång från säkringstariff till effekttariff leder till att det blir "vinnare och förlorare" vid oförändrad användning av el (ingen ändring av lastprofilen). Syftet är att elanvändarna ska ändra sin användning av el. Men initialt kan detta vara svårt i vissa fall och framförallt måste nätkunderna informeras i god tid om vad ändringen i utformning innebär. Övergången till att t.ex. debitera i effekt i stället för en fast säkringsavgift innebär att nätkunderna måste få vägledning om hur de kan påverka sina kostnader för nättjänsten. Om nättariffen dessutom är tidsdifferentierad accentueras informationsuppgiften för elnätsföretaget.

För att det ska bli möjligt för elanvändaren att i större omfattning styra sin elanvändning till tider med låg belastning och även effektivisera sin elanvändning, behövs sannolikt utrustning för att styra lasten automatiskt. Tidsdifferentierade tariffer, särskilt om de är effektbaserade, bör kompletteras med styrutrustning. Marknaden för olika energitjänster och utrustning fyller här en viktig stödjande funktion.

9.1.1 Vad säger beräkningar för enskilda hus?

I bilaga D och E redovisas analyser på årsvisa timserier över enskilda hus elanvändning. Konsekvenserna av olika utformningar av nättariffen undersöks för faktiska lastprofiler. Beräkningar av hur nätkunderna anpassar sin elanvändning görs och vilka effekter det får på elnätsföretagets intäkter och nätkundens kostnader för nättjänsten.

9.1.2 Jämförelse av enhetlig kontra tidsdifferentierad effekttariff

En möjlighet att undersöka skillnaden mellan en enhetlig och en tidsdifferentierad nättariff är att använda timserier för enskilda hus från de företag som idag har effekttariffer för hushållskunder. Det är för närvarande två nätföretag som tillämpar effekttariffer för hushållskunder: Sala Heby energi AB och Sollentuna Energi AB. Från dessa företag hämtades data för två år (2010 och 2011) för dels hus med elvärme, dels med värmepump som huvudsaklig uppvärmning. Dessa totalt 8 årsvisa timserier av effektuttag (kWh/h) har använts för att se hur effekten av en ändring av den nuvarande tidsdifferentierade effekttariffen till en enhetlig effekttariff över året skulle bli. Vid beräkningarna antogs en viss pris- och substitutionskänslighet som utgår från estimeringar av faktiskt kundbeteende.

De fyra analyserna på två hus med el- respektive bergvärme under två år visar att en övergång till en enhetlig effekttariff skulle ge välfärdsförbättringar för samhället. En övergång till tidsdifferentierad tariff skulle ge en välfärdsförbättring. Den allokativa effektiviteten på marknaden skulle öka. I bilaga D redovisas beräkningarna närmare. Mycket talar för att nätkunder som idag har säkringsabonnemang med en enhetlig överföringsavgift (öre/kWh) skulle få en välfärdsförbättring eftersom styrsignalen blir starkare. Även om säkringstariffen har en tidsdifferentierad överföringsavgift i energitermer, ger en tidsdifferentierad effekttariff sannolikt en välfärdsökning då den är mer effektiv. Den normala prisrelationen mellan låg- och höglasttid för säkringsbaserade tidstariffer är på mellan 1:3 och 1:4 vilket är för lite för att ge en tillräcklig styrning av elanvändning från hög- till låglast. De åtta analyserna på fyra hus med el- respektive bergvärme under två år visar att en övergång till en enhetlig effekttariff skulle ge välfärdsförbättringar. En övergång från enhetlig effekttariff till tidsdifferentierad tariff skulle således ge en välfärdsförbättring för samhället via en förbättrad allokativ effektivitet. Mycket talar för att de nätkunder som idag har säkringsabonnemang med en enhetlig överföringsavgift (öre/kWh) skulle få en välfärdsförbättring eftersom styrsignalen blir starkare med effekttariff. De som gynnas av en sådan effekttariff med tidsdifferentiering är de som kan flytta last över tiden, t ex hus med elvärme och värmepump.

9.2 Elnätsföretagen

Elnätsföretagens intäkter bestäms ytterst av intäktsramen. För nätföretagen handlar det om att utforma nättariffer som i vart fall inte leder till högre intäkter. Den föreslagna ändringen i ellagen anger ett nytt krav på tariffens utformning. Att den ska utformas så att kapaciteten i nätet utnyttjas effektivt både på kort och på lång sikt.

För de nätföretag som redan tillämpar en kapacitetseffekt tariff innebär det nya kravet inget behov av att omforma tarifferna. Övriga nätföretag behöver dock ändra sin nättariffstruktur och räkna om sina tariffer. Detta kommer att innebära en viss administrativ börda för nätföretagen. Eftersom intäkten i nätverksamheten regleras av intäktsramen så finns ingen risk för nätföretaget att få för lite intäkter i verksamheten.

9.2.1 Affärsverket svenska kraftnät

För Svenska Kraftnät gäller som för övriga elnätsföretag att de har en intäktsram som sätter gränsen för intäkterna, vilket innebär att utformningen inte är någon restriktion på möjligheterna att finansiera kostnaderna.

9.2.2 Regionnäten och lokalnäten

För regionnätsföretagen gäller även den övre restriktionen som intäktsramen sätter. Om den högre nätnivån tillämpar en tidsdifferentiering kommer med stor sannolikhet även det underliggande nätet att använda tidstariffer.

9.3 Elproducenter

Förslaget kommer även att gälla elproducenternas tariffer. För de elproducenter som inte har en kapacitetseffektiv tariff kommer det således att innebära en ny inmatningstariff.

Den positiva effekten som blir av att kapaciteten i nätet utnyttjas bättre kommer även att komma elproducenterna till del.

Om nättarifferna generellt blir tidsdifferentierade och denna förändring sker i kombination med att alla elanvändare får tillgång till och verkligen utnyttjar möjligheten till timprisavtal, leder det till en mer priskänslig efterfrågan. Detta i sin tur ger dels en mer effektiv elmarknad, dels en omfördelning av producentöverskott till konsumenterna.

9.4 Elhandelsföretag

Förslaget berör inte elhandelsföretaget direkt. Eftersom detta förslag syftar till att göra kunden mer aktiv bör det dock ha en allmänt positiv effekt på marknaden.

9.5 Energitjänster – mäklare av balanstjänster

Det finns en förväntan att timprisavtal och timmätning ska ge en ny marknad för energitjänster. Ny teknik för styrning av elektrisk utrustning kommer att tas fram och erbjudas elanvändarna. Kapacitetseffektiva tariffer kan här ge en "bonus" för framväxten av sådana tjänster.

9.6 Samhällseffekter i övrigt

Aktiva nätkunder bidrar till ökad förbrukningsflexibilitet vilket bidrar till en effektivare prissättning på elmarknaden, något som är till fördel för alla elanvändare. En mer elastisk efterfrågan gör att marknads prissättning fungerar mer effektivt. Av det följer flera samhällsnyttor.

Med aktiva kunder som anpassar sin elanvändning till de timvisa priserna kan som ovan nämnts effekttoppar reduceras med resultat i lägre elpris, vilket för med sig betydande kostnadsbesparingar för elanvändarna. Reduktion av effekt vid höglast kan ersätta fossila bränslen vilket ger positiva miljönyttor. Även om huvuddelen av denna effekt härrör från att andelen spotprisavtal ökar, bidrar även en kapacitetseffektiv tariff eftersom den förstärker effekten av det varierande elpriset.

9.7 Energimarknadsinspektionen

Förslaget innebär inte i sig något utökat tillsynsansvar för Ei eftersom Ei redan idag har tillsyn över utformningen av nättariffen. Det kan dock antas att antalet ärenden på Ei vid en omläggning av tariffstrukturen kommer att öka, åtminstone i ett inledande skede.

10 Referenser

- Abaravicius J, "Demand Side Activities for Electric Load Reduction", diss. University of Lund 2007.
- Allcott H, "Rethinking Real Time Electricity Pricing", CEEPR 2009.
- Andersson, B. (1997), Essays on the Swedish Electricity Market, Diss. Stockholm School of Economics.
- Andersson Bo och Damsgaard Niclas, "Svenska hushålls elanvändning – en ekonometrisk efterfrågestudie", Handelshögskolan i Stockholm, 1999-03-03.
- Aubin et al, "Real-Time Pricing of Electricity for Residential Customers: Econometric Analysis of an Experiment", Journal of Applied Econometrics 10: special issue: The Microeconometrics of Dynamic Decision Making, 1995.
- Bartels, R. and D. Fiebig (2000), Residential End-Use of Electricity Demand: Results from a Designed Experiment. The Energy Journal, 21(2), 51-81.
- Bartusch C, Walin F, Odlare M, Vassileva I och Wester L, "Introducing a demand based electricity distribution tariff in the residential sector: demand response and customer perception", Energy Policy 2011.
- Bartusch C, "Boosting behavioural change in residential electricity consumption: demand response programs and feedback", diss. 114, Mälardalens högskola 2011.
- Berg and Tschirhart, "Natural monopoly regulation – principles and practice", Cambridge University Press, 1988.
- Boiteux M, "Peak-load Pricing", Journal of Business, 1960.
- Bohman Mats, "Effektivitetsproblem inom vatten- och avloppsområdet – en samhällsekonomisk studie av prissättning och investeringsinriktning", akademisk avhandling, Stockholms universitet, 1983.
- Bollen M and Hassan F, "Integration of Distributed Generation in Power Systems", Wiley press 2011.
- Bollen M, "The Smart Grid – Adapting the power System to New Challenges", Morgan & Claypool Publishers, 2011.
- Brunekreeft G, "Price Capping and Peak-Load Pricing in Network Industries", diskussionsbidrag till Institutets för Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik nr 73 december 2000.

Caves, D.W. and Christensen, L.R, "Econometric analysis of residential time-of-use electricity pricing experiments", *Journal of Econometrics*, 14(3), 287-306,

Coase, R.H. (1946), "The Marginal Cost Controversy", *Economica*, New Series, Vol. 13, No. 51 (Aug. 1946), pp. 169-182.

Cochell, Schwarz and Taylor, "24/7 Hourly Response to Electricity Real-Time Pricing with up to Eight Summers of Experience", *Journal of Regulatory Economics* 27:3 2005.

Crew et al, "The Theory of Peak-Load Pricing: S Survey", *Journal of Regulatory Economics* 8 1995.

Crew and Kleindorfer, "Incentive regulation in the Unites Kingdom and the United States: some lessons", *Journal of Regulatory Economics* 9 (3) 1996.

Damsgaard, N. (2003), "Deregulation and Regulation of Electricity Markets", Diss. Stockholm School of Economics.

Dupuit J, "On the measurement of the utility of public works", *International Economic Papers*, 1952 (publicerad på franska 1844), in "Readings in Welfare Economics", ed. by Arrow and Scitovsky, 1969.

Elforsk rapport 97:27, "Vindkraftens effektvärde", 1997.

Elforsk rapport 04:18 "Elförbrukningens karaktär vid kall väderlek", 2004.

Elforsk rapport 06:62, "Elförbrukningens karaktär vid kall väderlek", 2006.

Elforsk Report 06:40 "Demonstration Project: Consumer reactions to peak prices", 2006.

Elforsk rapport 06:62 "Elförbrukningens karaktär vid kall väder", 2006.

Elforsk rapport 06:83 "Demonstrationsprojekt: Effektstyrning på användarsidan vid effektbristsituationer – fortsättningsprojekt", 2006.

Elforsk rapport 09:70, "Att följa elpriset bättre – Prismodeller och styrteknik i fältförsök", 2009.

Elforsk rapport 11:12, "Framtagande av effektprofiler samt uppbyggand av databas över elanvändningen vid kall väderlek", 2011.

Elforsk rapport 11:67, "Reglermöjlighet för nya produktionskällor", 2011.

Elforsk rapport 11:70, "Möjligheter och hinder vid laststyrning", 2011.

Elforsk rapport 12:49 Weingarten L, "Prosumer med Demand-Response, makroperspektivet", 2012.

- Elforsk rapport 12:48, "Pilotstudie i Vallentuna - Reflektioner rörande affärsmodeller för förbrukarflexibilitet och självlärande prognosstyrning för kundanpassad effektregering", 2012.
- Energimarknadsinspektionen, "Ökat inflytande för nätkunderna på elmarknaden – timmätning för elnät kunder med abonnemang om högst 63 ampere", EI R2010:22, 2010.
- Energimarknadsinspektionen, "Konsekvenser av olika tariffalternativ för elnätsföretag och nätkunder", 2012.
- Ericson T, "Households' self-selection of a dynamic electricity tariff", Diss. Papers No 446, Statistics Norway februar 2006.
- Faraqui A and Sergici S, "Dynamic pricing of electricity in the mid-Atlantic region: econometric results from the Baltimore gas and electric company experiment", Journal of Regulatory Economics volume 40 number 1 2011.
- Filippini, M. (1999), "Swiss residential demand for electricity", Applied Economic Letters, No. 6 (1999), pp. 533-538.
- Filippini M, "Short and long-run time-of-use price elasticities in Swiss residential electricity demand", CEPE working paper no 76, 2010.
- Halicioglu, F. (2007), "Residential electricity demand dynamics in Turkey", Energy Economics, No. 29 (2007), pp. 199-210.
- Halvorsen, B. & Larsen, B.M. (2001), "The flexibility of household electricity demand over time" Resource and Energy Economics, No. 23 (2001), pp. 1-18.
- Hany and Skillbäck, "Evaluation methods for market models used in smart grids - An application for the Stockholm Royal Seaport", XR-EE-ES 2012:014 KTH, 2012.
- Hsing, Y. (1994), " Estimation of residential demand for electricity with the cross-sectional correlated and time-wise autoregressive model" Resource and Energy Economics, No. 16 (1994), pp. 255-263.
- Hjalmarsson, Springfeldt & Söder, "Nätprissättning", Elforsk rapport 02:36
- Hjalmarsson H, "Förbud mot fasta avgifter inom energisektorn?", PM till energieffektiviseringsutredningen, 2008.
- Hondroyannis, G. (2004), "Estimating residential demand for electricity in Greece", Energy Economics, No. 26 (2004), pp. 319-334.
- Jamasb T & Pollitt M, "Benchmarking and Regulation: International Electricity Experience", Utilities Policy 9:3, 2001.
- Kamerschen, D.R. & Porter, D.V. (2004) "The demand for residential, industrial and total electricity, 1973-1998", Energy Economics, No. 26 (2004), pp. 87-100.

- Lantz B, "Two-part pricing under revenue cap regulation", FE rapport 2005: 408, Handelshögskolan Göteborg.
- Lantz B, "Hybrid revenue caps and incentive regulation", Energy Economics 2006.
- Lantz B, "Reglering med intäktstak – incitament på kort och lång sikt", FE-rapport 2007: 412, Handelshögskolan Göteborg.
- Matsukawa et al (2000), Household Response to Incentive Payments for Load Shifting: A Japanese Time-of-Day Electricity Pricing Experiment, The Energy Journal 21(1), 73-86.
- Oi W, "A Disneyland Dilemma: Two-part Tariffs for a Mickey Mouse Monopoly", The Quarterly Journal of Economics vol. 85 1971.
- Poletti S, "Optimal Time-of-use Access Charges", Journal of Regulatory Economics 27:2 2005.
- Rees R, "Public Enterprise Economics", LSE Handbooks in economics, 1984.
- Sexton, R.J., Brown Johnson N., and A.Konkayama (1987). "Consumer response to continuous-display electricity-use monitors in a time-of-use pricing experiment". Journal of Consumer Research, 14, 55-62.
- Shy O, "Dynamic Peak-load-Pricing", working paper 2001, Stockholm School of Economics.
- Sotkiewicz P and Vignolo M, "Allocation of Fixed Costs in Distribution Networks with Distributed Generation", working paper 2005
- Sotkiewicz P and Vignolo M, "The value of Intermittent Wind DG under Nodal Prices and Amp-mile Tariffs", working paper 2006.
- Sotkiewicz P and Vignolog M, "Towards a Cost Reflective Tariff for Distribution Networks: the effect of DG", working paper 2006.
- Sotkiewicz P and Vignolo M, "Towards a Cost Causation Based Tariff for Distribution Networks with DG", working paper 2006.
- SOU 1993:68 s 135 "Elkonkurrens med nätmonopol", 1993.
- SOU 2005:51, "Bilen, biffen, bostaden. Hållbara laster – smartare konsumtion", 2005.
- SOU 2008:13, "Bättre kontakt via elnätet – om anslutning av förnybar elproduktion", 2008.
- SOU 2008:110, "Vägen till ett energieffektivare Sverige", 2008.
- SWECO, "Systemeffekter av timvis mätning", Rapport 5466039000, 2011.

SWECO, "Kundnyttan av smarta nät – en rapport till Energimarknadsrådet/Energimarknadsinspektionen", 2012.

Söder L, "Vindkraftens effektvärde", Elforsk rapport 97:27, 1997.

Taylor, L.D. (1975), "The Demand for Electricity: A Survey", *The Bell Journal of Economics*, Vol. 6, No.1. (1975), pp. 74-110.

Taylor, T.N. and Schwarz P.M., "The long-run effects of a time-of-use demand charge", *RAND Journal of Economics*, 21(3), 431-445, 1990.

Train K, "Optimal Regulation – the Economic Theory of Natural Monopoly", MIT Press 1991.

Train K and Mehrez G, "Optional time-of-use prices for electricity: econometric analysis of surplus and Pareto impacts", *RAND Journal of Economics* vol. 25 No. 2 1994.

VaasaETT, "The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: a mass pilot comparison", 2011.

Vignolo M and Sotkiewicz P, "Allocation of Loss Costs in Distribution Networks with Distributed Generation: The Nodal Factor Pricing Method", *Journal of Power Systems* 2004.

Von Knorring, M. (2004), "Analys av en ny prissättning med en effektkomponent för elnät kunder", Examensarbete, Lunds universitet/LTH.

VTT, "Network tariff structures in Smart Grid environment", VTT-R-03173-11, 2011.

Williamson O, "Peak-load-pricing", *American Economic Review* 1966.

Willig, "Pareto-Superior Nonlinear Outlay Schedules", *Bell journal of Economics* 1978.

Wilson R B, "Nonlinear pricing", Oxford University Press, 1993.

Wolak F, "An Experimental Comparison of Critical Peak and Hourly Pricing: The PowerCentsDC Program", Department of Economics Stanford University Stanford, CA 94305-6072, <http://www.stanford.edu/~wolak>, 2010.

Företagsbesök

E.ON
Eskilstuna energi och miljö
Fortum
Gotland Energi
Göteborg Energi
Mälardalen Energi
Sollentuna Energi AB
Svenska Kraftnät
Vattenfall Distribution
regionnät
Vattenfall Distribution
lokálnät

Intervjuer med experter

Christer	Bergerland	Fortum
Pär	Holmberg	Institutet för näringslivsforskning
Stefan	Montin	Elforsk
Einar	Persson	Ngenic
Jurek	Pyrko	Lunds tekniska högskola
Daniel	Stridsman	Profu
Lennart	Söder	Kungliga tekniska högskolan
Fredrik	Wallin	Mälardalens högskola
Henrik	Wingfors	Svensk Energi
Stefan	Yard	Lunds universitet

