

north european power perspectives



Analysera effekten av olika förändringar i regelverk, rollfördelning och marknadsmodeller som kan bidra till att utnyttja möjligheterna till efterfrågefleksibilitet bättre

Rapport till Samordningsrådet för smarta elnät

Sweco



NEPP report

Juni 2014



NEPP report

Juni 2014



Rapport till Samordningsrådet för smarta elnät

Analysera effekten av olika förändringar i regelverk, rollfördelning och marknadsmodeller som kan bidra till att utnyttja möjligheterna till efterfrågefleksibilitet bättre

Slutrapport, juni 2014

Johan Linnarsson, Sweco

Magnus Lindén, Sweco

Daniel Pogolian, Sweco

Tomas Wall, Desidrate

Sammanfattning

Denna rapport undersöker hur förändringar i regelverk, rollfördelningar och marknadsmodeller kan bidra till att utnyttja möjligheterna till efterfrågefleksibilitet bättre. I rapporten fokuserar vi på efterfrågefleksibiliteten hos eluppvärmda småhus samt småhus med egenproduktion av solel med möjlighet till lagring. Dessa valdes för att de har en stor potential att påverka elsystemet framöver.

Efterfrågefleksibilitet kan göra nytta både för elsystemet i sin helhet och även för elnätet lokalt. I de flesta fall sammanfaller dessa nyttor. En ansats som tagits i denna rapport är att de stora reglerresurserna bör användas för systemet och de små reglerresurserna bör användas lokalt i lokalnätet.

Med dagens relativt stabila priser är incitamenten små för en småhusägare att anpassa sin förbrukning baserat på fluktuationer i elpriset. Det är troligt att elpriserna i Sverige kommer att bli mer volatila som en effekt av större mängder intermittent kraft i systemet samt en starkare koppling till kontinenten. Det är dock osäkert när denna förändring kommer och hur stora fluktuationerna kommer att bli, vilket gör det svårt för en småhusägare att idag investera i den styrutrustning som behövs.

Idag erbjuder ett flertal nätägare tidsdifferentierade nättariffer som gör det lönsamt att flytta last från höglastperioder till låglastperioder. Förutom att dessa idag ger starkare ekonomiska incitament än vad variationerna i elpriset ger är de dessutom mer förutsägbara. Genom att införa tidsdifferentierade nättariffer i en större skala redan nu ger det en förutsägbarhet som underlättar det för konsumenter att investera i styrutrustning redan i dagsläget. Samtidigt öppnar man upp för en marknad för energitjänsteföretag. Det finns sedan inget som hindrar att aktörer börjar styra efter elpriserna också när och om de blir mer volatila.

En tidsdifferentierad effekttariff är troligtvis den modell som skulle ge bäst effekt. Tidsdifferentierade effekttariffer ger troligtvis också rätt signaler för systemet och kan skapa beteendeförändringar som är gynnsamma både för lokalnätet och för systemet.

En ökad efterfrågefleksibilitet kommer också att leda till en ökad energieffektivisering. De fältförsök som gjorts visar på energibesparingar på 10-15 % i samband med att kunder börjar uppmärksamma sin förbrukning och optimerar sin värmeförsörjning.

För att öka incitamenten för nätägaren att differentiera sina tariffer bör regleringen ändras så att det finns incitament att minska förlusterna samt kostnaderna mot överliggande nät. För att möjliggöra ett införande av en lokal spetsnätstariff måste kravet att tariffen ska vara icke-diskriminerande lättas på.

Innehållsförteckning

Sammanfattning.....	3
1 Inledning	7
1.1 Bakgrund	7
1.2 Syfte	7
2 Förutsättningar	9
2.1 Antaganden.....	9
2.2 Eluppvärmt hus med möjlighet till efterfrågefleksibilitet	10
2.3 Småhus med solpaneler och lagringsmöjlighet	10
2.4 Elkostnader med dagens tariff	10
2.5 Marknaden antas fungera som idag	12
2.6 Nät eller systemnytta.....	12
2.7 Reaktiv eller explicit efterfrågefleksibilitet.....	13
3 Nättariffer som styrsignal	14
3.1 Säkringstariff	14
3.1.1 Säkringstariff med tidstariff	14
3.2 Effekttariff.....	14
3.2.1 Tidsdifferentierad effekttariff	15
3.2.2 Sala Hebys effekttariff.....	15
3.3 Spetspristariff (SPT).....	15
4 Elpriset som styrsignal	16
4.1 Spotmarknaden – Elspot	17
4.2 Intradagmarknaden Elbas	18
4.3 Reglerkraftmarknaden	18
4.3.1 Betydelsen av olika marknadsplatser	19
4.4 Att styra eller att styras, det är frågan.....	20
5 Ekonomiska incitament att styra lasten.....	21

5.1	Besparingspotential med Fortums tidstariff	22
5.2	Besparingspotential med Sala Heby Energis effekttariff	25
6	Att styra efter endast nättariffen.....	29
6.1	Tidsdifferentierad effekttariff	29
6.2	Kombineras med en spetspristariff.....	31
6.3	Nättariffens påverkan på ett hus med solpaneler och lagring	32
7	Att styra efter elpriset.....	33
7.1	Reaktiv efterfrågefleksibilitet	33
7.2	Explicit efterfrågefleksibilitet.....	33
7.3	Aggregatorns roll.....	34
7.4	Affärsmodell.....	35
8	Att styra efter både nättariff och elpris samtidigt	37
9	Reglering och andra hinder	38
9.1	Skatter	38
9.2	Hinder mot styrning genom nättariffen.....	38
9.2.1	Förluster och kostnad mot överliggande nät.....	38
9.2.2	Varierande tariffer i närområdet	38
9.2.3	Diskriminerande nättariffer	38
9.2.4	Tariffer för inmatning på nätet	38
9.2.5	Kundnytta kontra nätnytta	39
9.2.6	Elhandlarcentrisk modell	39
9.3	Hinder mot att styra mot elpriset	39
9.3.1	Produkter på Nord Pool Spot	39
9.3.2	Regler om vad som ska visas på faktura	39
9.3.3	Investering kontra besparing	39
10	Slutsatser och rekommendationer	41
11	Referenser	42

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Under hösten 2012 träffade Samordningsrådet för smarta elnät och NEPP-projektet (föredrag av Elforsk) en överenskommelse om en utvidgning av projektet med fokus på utvecklingen av smarta elnät i Sverige. Denna överenskommelse utvidgades under hösten 2013, i syfte att ytterligare analysera utvecklingen av smarta elnät i Sverige, och kom då att även omfatta en analys av vad i samhällsutvecklingen som driver utvecklingen av smarta elnät. Profu har på uppdrag av NEPP genomfört denna analys, och föreliggande rapport är en avrapportering av de resultat som analysen lett fram till.

1.2 Syfte

Efterfrågefleksibilitet kommer att vara en viktig komponent i det framtida elsystemet. Att kunna flytta last utgör en viktig tillgång för att balansera exempelvis intermittent produktion. I ett längre perspektiv finns även potential att utnyttja efterfrågefleksibilitet som en del av behovet av reglerkraft och för att optimera driften av elnät. De uppenbara aktörerna inom efterfrågefleksibilitet (direkta/indirekta och möjliga är):

- Kunden
- Nätägaren
- Elhandlaren
- Balansansvarige
- Nord Pool Spot

Därtill kommer ytterligare tredjeparts aktörer, t.ex. energitjänsteföretag

En viktig aspekt när det gäller efterfrågefleksibilitet är att den till en del är beroende av värmelast och således säsongsberoende. Därmed är potentialen olika beroende på säsong. En uppenbar metod avseende efterfrågefleksibilitet är att styra mot gällande spotpris. Detta kan generera minskade kostnader för kunden som styr sin användning, men kan innebära högre kostnader för den balansansvarige. För att fullt ut kunna utnyttja möjligheterna till efterfrågefleksibilitet, utan att någon part kommer i kläm, krävs troligtvis ett justerat regelverk, alternativa marknadslösningar och ett förtydligande av roller. Utgångspunkten i denna analys bör vara att utifrån möjliga framtida affärsmodeller/marknadslösningar identifiera vad i regelverk som kan komma att behöva justeras för att ta till vara den potential som ökad efterfrågefleksibilitet kan erbjuda.

I denna delstudie/uppgift analyseras olika modeller som alla ger förbättrade möjligheter till ökad efterfrågefleksibilitet. Arbetet kommer dels att baseras på ett tidigare Elforskprojekt om "Övergripande drivkrafter för efterfrågefleksibilitet"¹ men går djupare in på fördelar och nackdelar med olika modeller. Här kommer det arbete som samordningsrådets referensgrupp för incitamentsstruktur och kundinflytande

¹ Elforsk, Övergripande drivkrafter för efterfrågefleksibilitet. Hinder, möjligheter och alternativa utvecklingsvägar, maj 2013

på elmarknaden utfört att vara en viktig utgångspunkt. Studien kommer att fördjupa sig i ett eller ett par användningsfall och undersöka hur regelverket kan anpassas för att passa just dessa. Användningsfallen kommer att väljas ut i samråd med referensgruppen för incitamentstruktur och kundinflytande på elmarknaden och kan exempelvis vara villor med eluppvärmning eller med egenproduktion av solel.

2 Förutsättningar

Hittills har vattenkraften bidragit med billig reglerkraft vilket gett jämna priser i Norden jämfört med exempelvis kontinenten. Med en ökad andel intermittent produktion kommer det att finnas ett behov av ytterligare regleringsresurser. Ett förstärkt elnät kan också delvis bidra till att minska behovet av reglerkraft. Ett sätt att hantera behovet av ytterligare regleringsresurser är genom efterfrågefleksibilitet, en idag relativt outnyttjad reglerresurs som har potential att möta en ansenlig del av kommande reglerbehov.

Teknikutveckling när det gäller IT och automatisering har gjort det billigare och enklare att styra elanvändning även hos hushåll (smarta nät). Det öppnar upp för ett bättre utnyttjande av den efterfrågefleksibilitet som idag är outnyttjad.

Sammantaget kommer behovet av reglerkraft att öka samtidigt som den tekniska utvecklingen möjliggör ett öka utnyttjande av efterfrågefleksibilitet som reglerresurs. Dock kvarstår det en del hinder i dagens reglering. Dagens affärsmodeller stödjer inte heller nödvändigtvis en utveckling mot ökad efterfrågefleksibilitet.

I denna studie kommer vi att fokusera på incitament att flytta last i tiden. Ett flertal studier har visat att den stora besparingen för hushållen inte kommer från att flytta konsumtion från en dyr timme till en billig, utan främst från den energibesparing som görs i och med optimeringen av hushållets värmesystem och att intressera sig för sitts hushålls energianvändning. Besparingar mellan 10-15 % på årsbasis är vad som har uppmätts i dessa studier.

2.1 Antaganden

Projektgruppen har beslutat att studera två typfall:

- Eluppvärmt småhus med möjlighet att flytta last
- Småhus med egenproduktion med solpaneler samt möjlighet till lagring, antingen genom en ackumulatortank eller genom ett batteri.

Dessa två fall valdes då de ansågs ha stor potential och/eller inverkan på elsystemet framöver.

Vidare har följande antaganden gjorts i denna studie:

- Marknaden antas fungera ungefär som idag
- Efterfrågefleksibilitet ska göra nytta både för systemet och det lokala nätet
- Det är önskvärt att i största möjliga mån inkludera efterfrågefleksibiliteten redan i budgivningen till spotmarknaden

Nedan beskrivs antaganden och motivationen för dessa mer detaljerat.

2.2 Eluppvärmt hus med möjlighet till efterfrågefleksibilitet

I rapporten *Övergripande drivkrafter för efterfrågefleksibilitet – hinder, möjligheter och alternativa utvecklingsvägar* (Elforsk 12:73) skrivs det om olika kundgruppers förutsättningar för att förändra sina förbrukningsprofiler. Tidigare fältförsök har visat att det går att minska effekten hos eluppvärmda småhus utan att komforten påverkas. Detta genom att flytta 2 kW från timmar med höga priser till timmar med låga priser. Den potentiella flyttbara energivolymer per dygn är mellan 10-15 kWh.² Många tester som har utförts har valt att fokusera på effektflytt under 3-4 höglasttimmar under morgon och kväll till låglasttimmar nattetid.³

2.3 Småhus med solpaneler och lagringsmöjlighet

I detta fall antas ett typhus ha egen småskalig elproduktion genom solpaneler med möjlighet att lagra överskottsel i ett batteri/ackumulatortank. Energilagret i typhuset antas vara ett batteri med en laddningskapacitet på 1kW och en urladdningskapacitet på 4 kW. Lagret laddas alltså med 1kWh/h under de timmar när det är mest lönsamt under dygnet och laddar ur med 4 kWh/h under de timmar med högst spotpris (morgon och kväll). Lagret kan även användas för att minimera utmatning på nätet, vilket är en lönsam strategi om inte nettodebitering tillämpas, se kapitlet nedan.

2.4 Elkostnader med dagens tariff

Småskalig elproduktion är en fråga som är högaktuell i Europa, i synnerhet från solpaneler. Det diskuteras ofta om hur aktuell lagstiftning ska förändras för att främja småskalig elproduktion. Nettodebitering är ett exempel på en metod som kan öka lönsamheten för egen produktion. Egenproducenten skulle även ges möjlighet att teckna avtal med en elhandlare om att sälja det producerade överskottet. Således skulle egenproducenten ges möjlighet att "lagra" el i nätet och enbart debiteras för nettoförbrukningen.

Den definition av egenproduktion som används i rapporten utgår från Ellagen där en elanvändare med ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere och en inmatad effekt om högst 43,5 kW inte ska betala någon avgift för inmatningen. En förutsättning är alltså att inmatningen till elnätet under ett kalenderår understiger uttaget.⁴

Konsumentpriset för el består av två delar: elnätspris och elpris. Svenska elkunder har ett avtal med ett elhandelsföretag som säljer el och ett avtal med ett elnätsföretag som transporterar el. På detta tillkommer skatter. Skatterna som kunden betalar är dels en energiskatt på el, dels 25 % moms på det totala priset för elnät, elhandel och energiskatt.⁵

Kostnaden eller ersättningen för el utan nettodebitering ser ut enligt följande*:

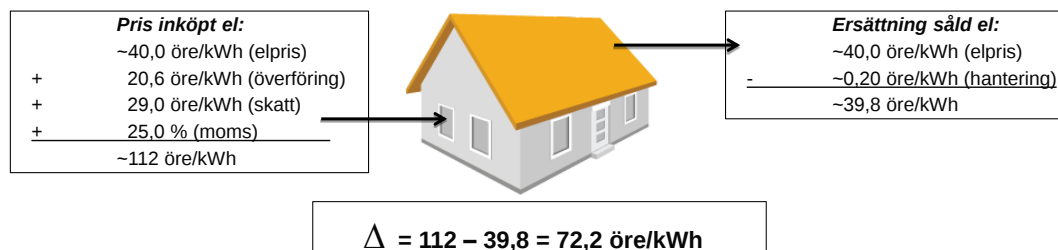
² Elforsk, 12:73, *Övergripande drivkrafter för efterfrågefleksibilitet. Hinder, möjligheter och alternativa utvecklingsvägar*, maj 2013

³ Elforsk, 12:48, *Pilotstudie Vallentuna*, juni 2012

⁴ Riksdagen, *Ellag 1997:857*, 2014

⁵ Svensk energi, *Elprisets komponenter*, 2014

Figur 1. Kostnad för inköpt el och ersättning för såld el utan nettodebitering



**Skattenivån 29 öre/kWh gäller för de elkonsumenter som inte bor i de kommuner i norra Sverige som omfattas av lägre energiskatt på el*

Källa: Fortum, Sweco Energy Markets

Ersättningen för den el en privatperson med småskalig elproduktion säljer består av två komponenter. Ena delen är elpriset som personen får för såld el, vilket är detsamma som elpriset personen betalar för att köpa in el via sin elleverantör. Dock ingår det en hanteringskostnad om 0,20 öre/kWh för privatpersonens sålda el. Detta är ett avdrag som görs för direkt hanteringskostnad och kan likt elpriset skilja mellan olika leverantörer.⁶

Utan nettodebitering finns det ett incitament att minimera utmatning på nätet då kunden inte får lika mycket i ersättning för sin sålda el som kunden får betala för sin köpta el från sin elleverantör. I exemplet nedan beskrivs ett scenario med nettodebitering.

Figur 2. Kostnad/ersättning med nettodebitering



Källa: Fortum, Sweco Energy Markets

Med nettodebitering får kunden lika mycket i ersättning för den egengenererade och utmatade elen som för den köpta elen från elleverantören. I och med detta finns det inget incitament för kunden att minimera sin utmatning på nätet, som i det tidigare fallet.

⁶ Fortum, Egenproducerad el, 2014

2.5 Marknaden antas fungera som idag

Som en huvudansats i arbetet antas elmarknaden fungera ungefär som idag i den meningen att den fortfarande baseras på en spotmarknad med en daglig auktion dagen före leverans.

Tänkbara förändringar av elmarknaden skulle kunna vara att ha fler auktioner per dygn eller att gå över till kontinuerlig handel. Dessa förändringar skulle drivas av en önskan att bättre hantera osäkerheten i prognoser för vind och sol genom att flytta handeln närmare leveranstimmen. En utveckling med fler och kortare auktioner skulle dock kunna försvåra för efterfrågefleksibilitet, eftersom det då skulle finnas färre timmar mellan vilka lasten kan flyttas i samma auktion.

Ett projekt inom Elforsk Market Design har sett på denna frågeställning. Rapporten förväntas vara klar i juni 2014.

2.6 Nät eller systemnytta

Efterfrågefleksibilitet kan göra nytta både för systemet som en helhet och lokalt i enskilda nät. En viktig fråga är utifrån vilket syfte och vilka marknadsbehov efterfrågefleksibilitet ska implementeras.

Från ett systemperspektiv är det önskvärt att flytta last från timmar med hög förbrukning till timmar med låg förbrukning. En jämnare förbrukning innebär ett minskat behov av reglerkraft. Det ger också ett större utrymme för den styrbara produktionen att parera svängningar i intermittent produktion. Vidare kan behovet av reservkraft i systemet undvikas genom att minska förbrukningstoppar, exempelvis kan effektreserven helt eller delvis avskaffas om en större andel efterfrågefleksibilitet kommer in på marknaden. I en framtid med en större andel vind- och solkraft kan det vara minst lika viktigt att flytta last till en tidpunkt med stor produktion av vind-, sol- och vattenkraft för att slippa spilla produktion.

Från ett lokalnätsperspektiv är det också önskvärt att flytta last från timmar med hög last till timmar med låg last i det lokala nätet. Genom att jämna ut lasten minskas förbrukningstopparna och investeringsbehovet i nätet minskar. Transformatorer är en stor kostnad för nätägaren och det finns således incitament att köra dem på ett sätt som inte förkortar deras livslängd. Minskad överbelastning av transformatorerna gör inte bara att de får längre livslängd, utan minskar också risken för att de går sönder och orsakar avbrott. Vidare ger en jämn last lägre förluster i nätet. Lokalnätsägaren betalar också en avgift till överliggande nät som är baserad på det maximala effektuttaget. En jämnare last med reducerade lasttoppar ger således en lägre kostnad mot överliggande nät.

Lasttopparna i lokalnätet behöver inte nödvändigtvis sammanfalla tidsmässigt med lasttopparna i systemet. Exempelvis kan ett område med många elbilar som laddar utanför de traditionella höglåstimmarna ha andra tider för topplast jämfört med systemet. Vidare kan det lokalt vara önskvärt att flytta last till timmar med hög lokal produktion av sol- och vindkraft.

Reglerbehov som finns i lokalnätet hanteras rimligtvis med reglerresurser i det lokala nätet. För systemet som helhet kan reglerresurserna vara spridda geografiskt. Dessutom kan det finnas större krav på styrbarhet för resurser som används för att hålla systemet i balans, särskilt för resurser som ska användas på reglermarknaden. Av detta kan ansatsen göras att stora och styrbara reglerresurser som

kraftverk och industriell efterfrågan lämpar sig bäst att användas för att stödja systemet, medan de små lämpar sig bäst för att användas i lokalnätet.

En utgångspunkt i denna studie är att efterfrågefleksibiliteten skall möta behoven från både systemet och lokalnätet.

2.7 Reaktiv eller explicit efterfrågefleksibilitet

För det enskilda hushållet är det förhållandevis enkelt att helt enkelt reagera på spotpriserna som publiceras kl.13 dagen innan och sedan anpassa sin förbrukning därefter. Denna typ av styrning kan automatiseras med relativt enkel och billig teknik. Detta kallas för reaktiv efterfrågefleksibilitet eller Demand Respons (DR).

Om endast ett fåtal hushåll agerar reaktivt på elpriserna får det ingen större inverkan på prisbildningen. Om det däremot är ett stort antal hushållskunder som agerar reaktivt kan det få oförutsägbara effekter och kan bidra till att öka osäkerheten och volatiliteten på elmarknaden.

Det andra alternativet är att hushållens efterfrågefleksibilitet bjuds in redan på spotmarknaden dagen innan. Detta förfarande är mer komplicerat och kräver troligtvis att en aggregator, t.ex. en elhandlare, tillåts styra lasten åt kunderna. Detta kallas explicit efterfrågefleksibilitet eller Demand Side Management (DSM). Det saknas dock idag produkter på Nord Pool Spot som möjliggör att villkora elanvändning till prisskillnader.

I detta arbete är ansatsen att det är önskvärt att i största möjliga mån inkludera efterfrågefleksibiliteten redan i budet till spotmarknaden.

3 Nättariffer som styrsignal

Det finns idag i princip två olika typer av nättariffer: säkringstariff och effekttariff. Med säkringstariff debiteras en abonnemangsavgift (kr/år) vars belopp beror på storleken på huvudsäkringen, i regel tillsammans med en överföringsavgift (öre/kWh). Med effekttariff debiteras en effektagift (kr/kW) för den högsta uttagna effekten under en viss tidsperiod. Denna kombineras i regel med en fast avgift eller en överföringsavgift (öre/kWh).

3.1 Säkringstariff

Idag är den vanligaste tariffstrukturen för hushållskunder en så kallad säkringstariff. Den består vanligen av två delar:

- Abonnemangsavgift (kr/år) som är beroende av storleken på säkring
- Överföringsavgift (öre/kWh) som är beroende av elanvändningen

För ett typiskt småhus med en årsförbrukning på 25 000 kWh och en säkring på 25 Ampere blir kostnaden i Fortums nät i Stockholm (priser inkl. moms).⁷

$$3\,625 \text{ kr/år} + 25\,000 \text{ kWh} * 0,257 \text{ kr/kWh} = 3\,625 \text{ kr/år} + 6\,425 \text{ kr/år} = 10\,050 \text{ kr/år}$$

Den rörliga kostnaden är alltså betydligt större än den fasta. Det reflekterar inte nödvändigtvis nätägares kostnadsbild då denna till största delen är beroende på dimensionerande effekt, dvs. en relativt fast kostnad. Denna tariffkonstruktion används troligtvis av gammal hävd och var konstruerad i en tid då elmätaren lästes av årsvis.

3.1.1 Säkringstariff med tidstariff

En del nätägare har så kallade tidstariffer där överföringsavgiften varierar med tiden och exempelvis är högre måndag till fredag kl. 06:00-22:00 november-mars (ca 20 % av året) och lägre övrig tid. Fortums tidstariff är exempelvis 52 öre/kWh (inkl. moms) under höglast och 11,6 öre/kWh (inkl. moms) övrig tid. Detta kan jämföras med den normala tariffen på 25,7 öre/kWh.⁸

3.2 Effekttariff

Effekttariffer är vanliga för kunder med en säkring på över 63 A. Med denna tariff beror storleken på abonnemangsavgiften på hur stor den maximala effektuttaget har varit, typiskt under en månad, men det förekommer också tariffer som baseras på det maximala effektuttaget på årsbasis. Olika variationer förekommer även rörande om kunden debiteras på det högsta effektuttaget eller ett snitt av de x antal högsta topparna under en tidsperiod. Det förekommer även effektabonnemang, där kunder "abonnerar" på en viss maxeffekt de själva valt och får betala straffavgifter om denna överskrids. För alla dessa former av effekttariffer gäller att användaren genom effektstyrning kan hålla abonnemangs-

⁷ Fortum, *Elnätspriser för område Stockholm, Lidingö-Täby*, 2013

⁸ Fortum, *Elnätspriser för område Stockholm, Lidingö-Täby*, 2013

kostnaden nere. Utöver abonnemangskostnaden tillkommer vanligtvis en överföringsavgift samt i vissa fall en fast årsavgift.

Effekttariffen stämmer bättre överens med nätägarens kostnadsbild då denna är beroende på den dimensionerade effekten.

3.2.1 Tidsdifferentierad effekttariff

För att få ytterligare styrning kan effekttariffen differentieras över tiden. Det är exempelvis inte lika problematiskt för nätägaren med en hög konsumtion under en sommarkväll som under en kall måndagsmorgon i januari. Med en tidsdifferentierad effekttariff mäts endast effekten under de höglastperioder då elnätsägaren önskar att få ner effektuttaget. Under låglastperioder, då lasten i nätet normalt sett är låg, påverkar inte effektuttaget den effektbaserade delen av kostnaden. Kunden blir alltså inte straffad för att använda en hög effekt under tider då det har liten påverkan på nätet. Definitionen av höglastperioder och kostnaden för dessa kan variera för varje månad och anpassas efter belastningen i nätet.

3.2.2 Sala Hebys effekttariff

Effekttariffer har börjat förekomma även för mindre kunder. Bland annat har Sala Heby Energi har infört en typ av effekttariff för sina nätkunder. Den är uppbyggd enligt nedan.

- En årsavgift som är beroende på storleken på säkringen. För 2014 kostar 16 A 870 kr/år, 20 A 1470 kr/år och 25 A 2065 kr/år.
- En överföringsavgift (här benämnt som en effekttariff) som är differentierad över året. För 2014 är avgiften 97 kr/kW under höglasttid och 39 kr/kW övrig tid. Som höglasttid november till mars.

Överföringsavgiften baseras på ett medelvärde av de fem högst uppmätta effektvärdena under vardagar 07:00-19:00 under en månad. Effektuttaget under kvällar och helger påverkar alltså inte effekttariffen.

3.3 Spetspristariff (SPT)

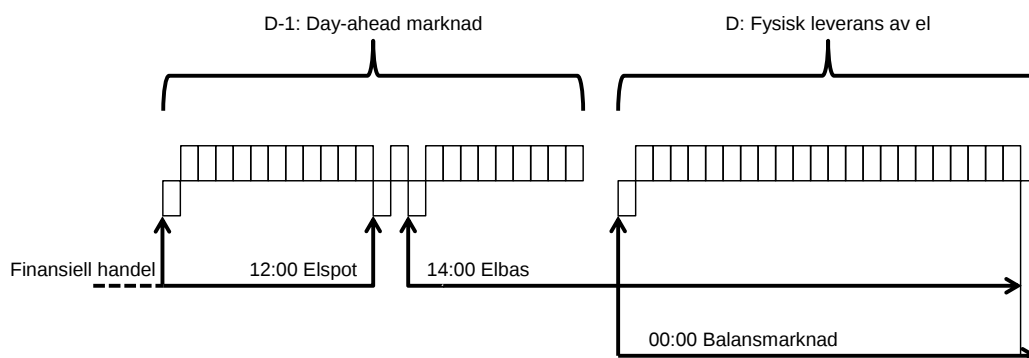
Flaskhalsar kan uppkomma lokalt i näten och det kan då finnas behov av att styra last lokalt i nätet. Detta behov kan bli större utifrån att nätområden slagits samman, de dessa sammanslagna nät kan ha olika förutsättningar. Nätägaren kan därför vilja ge starka prissignaler alternativt aktivt styra endast ett begränsat antal abonnenter. Detta kallar vi för Spetspristariff, eller Critical Peak Pricing på engelska. Detta är en produkt som inte finns i Norden idag men som förekommer i andra länder, t.ex. i USA.

Dagens reglering tillåter dock inte att man diskriminerar kunder i samma nät. För att kunna styra last lokalt i näten krävs således en förändrad reglering.

4 Elpriset som styrsignal

På den nordiska elmarknaden finns det tre olika marknadsplatser för fysisk leverans som kan bidra till den kortsiktiga balanseringen av elsystemet. I Figur 3 presenteras en illustration över de olika marknadsplatserna i Norden och de olika tidpunkterna de inträffar.

Figur 3. Tidsschema över de olika marknadsplatserna

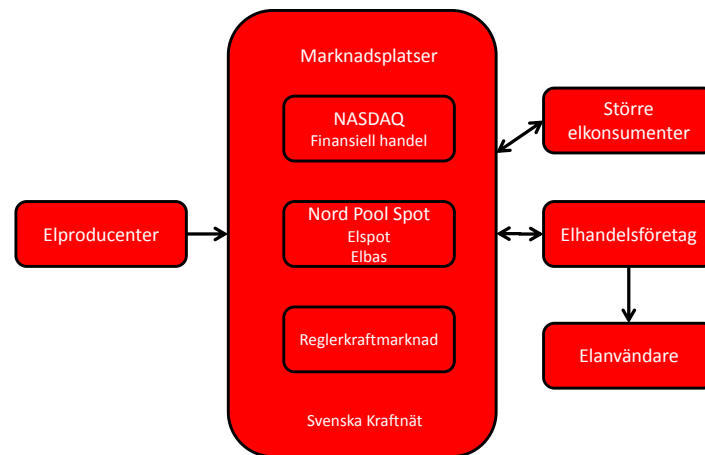


Källa: Sweco Energy Markets, 2014

Elpriset i Norden sätts per timme och likt många andra marknader med marginalprissättning. Priset för hela marknaden blir med andra ord säljarens högsta accepterade bud eller köparens lägsta accepterade bud. Det innebär att prisnivån sätts av priset på den sista avropade megawatttimmen för alla säljare/köpare och detta görs för att uppnå en ökad konkurrens och ge tydliga prissignaler. På en fri marknad finns det inga aktörer som är villiga att sälja under sin marginalkostnad och marknadspriset måste vara högre än eller lika med marginalkostnaden för den sista (dyraste) producerade enheten. Med tanke på att elmarknaden står inför en övergång till en ökad utbyggnad av förnybara energikällor och smartare elnät, kan det vara viktigt att konsumenterna får en odämpad och korrekt prissignal att reagera på.

I Figur 4 nedan finns en schematisk illustration över de olika marknadsplatserna i Norden för elhandel, från elproducent till slutlig elanvändare.

Figur 4. De olika marknadsplatserna för elhandel i Norden



Källa: Sweco Energy Markets, 2014

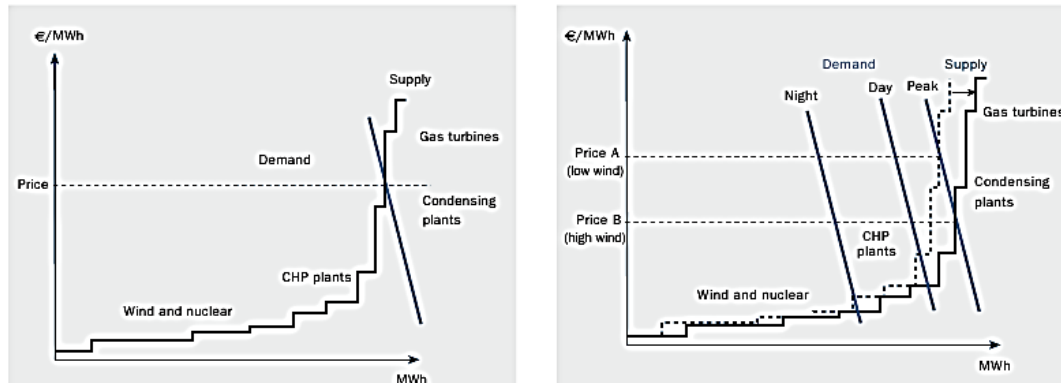
4.1 Spotmarknaden – Elspot

Spotmarknaden på Nord Pool Spot (Elspot) är auktionsbaserad och timavräknad. Enligt avtal med Svenska kraftnät handlar sig aktörerna i balans. Elleverantörer måste bedöma sitt kommande elbehov genom att uppskatta kundernas sammanlagda förbrukning under en viss period.

Handelsdagen inleds med att systemoperatörerna publicerar handelskapaciteterna mellan alla nordiska elområden på Nord Pool Spots (NPS) hemsida kl. 10:00. Varje förmiddag skickar aktörerna in sina bud, antingen köp- eller säljbud, på en viss mängd el för varje timme under följande dygn (minsta volym är 0,1 MW). Kl. 12.00 stängs spotmarknaden och buden sammanställs till köp och säljkurvor per timme. Som illustreras i Figur 5 nedan sätts priset i varje elområde, och den mängd el som kan handlas, vid den punkten där kurvorna korsar varandra. Kl. 13.00 varje dag informeras aktörerna om priserna och den handel som de tilldelats under nästkommande dygn. Vid eventuella flaskhalsar i transmissionsnätet kan priserna skilja mellan olika elområden.⁹

⁹ Nord Pool Spot, *The day-ahead market – Elspot*, 2014

Figur 5. Budkurva på Elspot



Källa: Krohn et al. 2009

Priset på Elspot bestäms således 12-36 timmar i förväg, vilket ger en relativt god marginal för aktörer att reagera på elpriset.

4.2 Intradagmarknaden Elbas

I planeringsskedet inför varje kommande drifttimme ska de balansansvariga företagen övervaka att de tillför lika mycket el som de prognostiserat att sälja till sina kunder. Med tillförsel menas såväl egen produktion som inköpt el och som försäljning räknas både leveranser direkt till kunder eller via elbörsen. Genom att handla på justeringsmarknaden Elbas ska balansansvariga klara av att hålla sin balans timme för timme under dygnet. Oftast säkras balansen mellan utbud och efterfrågan redan med handeln på Elspot men det kan uppstå oönskade situationer mellan stängningen på Elspot och själva leveransen dagen efter. Ett inte allt för ovanligt scenario är att vindkraftsproduktion är större än prognostiserat och för att hantera detta, handlar aktörer bilateralt via Nord Pool Spot för att hamna i balans.

Kl. 14:00 varje dag publiceras de tillgängliga överföringskapaciteterna på Elbas, vilka bestämmer hur stora volymer som kan handlas (minsta volym är 0,1 MW). Buden från de olika aktörerna sätter sedan priserna som sedan sorteras efter högsta bud för köp och lägsta bud för sälj. Auktionerna genomförs sedan direkt mellan de olika aktörerna när de har funnit ett matchande bud för deras uppdaterade plan eller prognos. Handeln är alltså bilateral och endast de inblandade parternas pris påverkas av transaktionen, till skillnad från Elspot där samtliga aktörer får samma pris.¹⁰

4.3 Reglerkraftmarknaden

Den tredje marknadsplatsen är reglerkraftmarknaden (RKM) som i Sverige sköts av Svenska kraftnät och ska kunna upprätthålla balansen i kraftsystemet vid behov. Utifrån prognostiserad förbrukning och realtidsdata från kraftsystemet bestämmer balanstjänsten på Svk vilket behov av reglerkraft som finns.

¹⁰ Nord Pool Spot, *Intraday market*, 2014

RKM är inte en marknad i ordets vedertagna mening, utan Svk köper reglerkraft genom att begära in bud från intresserade aktörer på både produktionssidan och förbrukningssidan.

Alla reglerobjekt som finns tillgängliga för produktion eller flexibel förbrukning, per snittområde, finns registrerade hos Svk. Ett produktionsreglerobjekt får enbart omfatta ett kraftslag, dvs. vindkraft, vattenkraft, kärnkraft, gas/dieselskraft eller övrig värmekraft. På förbrukningssidan är reglerobjekten anläggningar där förbrukningen delvis kan reduceras eller helt kopplas bort. De reglerobjekten som den balansansvarige (BA) lämnar bud för med en aktiveringstid om högst 15 minuter ska vara försedda med realtidsmätning. Dessa realtidsvärden för produktion ska ange aktiv och reaktiv effekt per aggregat eller station som finns tillgängligt. Upp- och nedregleringsbud ska lämnas in elektroniskt med följande information:

- Volym i MW som ska regleras upp eller ned
- Pris i SEK/MWh eller €/MWh
- Aktiveringstid och reglerobjekt

Minsta budvolym är 10 MW förutom i SE4 där minsta volymen är 5 MW. Svk antar buden i rangordning enligt en gemensam nordisk reglerlista, om överföringskapaciteten tillåter det. För varje leveranstimme rangordnas de inkomna buden efter geografiskt läge, pris samt aktiverings- och regleringstider. Avropade bud för manuell reglerkraft ska vara fullständigt aktiverade inom den angivna aktiveringstiden på budet. Vid aktivering av ett uppregeringsbud köper Svk el av BA och tvärtom. Bud kan lämnas, ändras eller återtas kontinuerligt från 14 dygn före leveransdygnets början, men senast 45 minuter innan leveranstimmen, därefter är de ekonomiskt bindande. Med tanke på de tekniska kraven och storlekskraven på reglerobjekten har inte alla aktörer möjlighet att agera på RKM, utan det är enbart aktörer som uppfyller ett antal fastställda kriterier kan delta.¹¹

4.3.1 Betydelsen av olika marknadsplatser

Eftersom den kortsiktiga balansen hanteras på de tre ovan nämnda marknadsplatser är det i princip möjligt att få in ökad efterfrågeflexibilitet på alla tre marknader. Däremot skiljer sig förutsättningarna åt, mycket beroende på skillnaden i tidsperspektiv. Genom prissättningen på Elspot kan kunderna få besked om prisnivåer dygnet innan leverans. När en aktör budar in på Elspot, påverkar budet hela marknaden eftersom det då blir en del av prisbildningen. På Elbas och RKM krävs det en betydligt kortare reaktionstid från kunderna, vilket kan reducera potentialen för efterfrågerespons och hindra mindre användare att delta i dessa marknader. Dessutom krävs det mer avancerade tekniska lösningar för att kunna agera på dessa två marknadsplatser. Samtidigt kan det vara på dessa marknader som flexibiliteten är högst värderad. På Elbas sker handeln bilateralt, vilket innebär att ett avslut på Elbas enbart påverkar två aktörer. Agerar en aktör istället på RKM har de ett betydligt större åtagande således och större krav på sig. Här måste deltagarna verkligen leverera vid behov och konsekvenserna blir natur-

¹¹ Svenska kraftnät, *Välkommen att delta i landets elbalans*, 2013

ligtvis större än om aktören hade handlat på Elspot, där det värsta som kan hända är att aktören får betala en obalanskostnad om de ligger i obalans.

En viktig faktor för att balanshållningen i nätet ska fungera bättre i framtiden är en större involvering av förbrukningsbud. Det finns en stor potential i att öka efterfrågefleksibiliteten i Norden både genom att få in industriella aktörer men också i förlängningen hushållsförbrukning. Som tidigare studier har visat är det önskvärt att efterfrågefleksibiliteten bjuds in redan i spotmarknaden¹². Det saknas dock idag produkter på NPS för att hantera efterfrågefleksibilitet som är beroende på prisskillnader. Det pågår för tillfället en studie inom elforskprogrammet Market Design som undersöker hur en sådan produkt skulle kunna se ut¹³. Marknadslösningen kan behöva anpassas för att bli mer attraktiv för förbrukningssidans deltagande i regleringen. Elanvändare behöver direkt eller via elleverantörer ett begripligt och dynamiskt satt pris som ger en tydlig signal om behovet av att använda sin förbrukningsfleksibilitet.

4.4 Att styra eller att styras, det är frågan

Efterfrågefleksibilitet kan initieras genom ekonomiska incitament som förbrukarna kan ta ställning till och själva avgöra om och hur de vill reagera på dessa. Det kan vara i form av tariffer eller kortsiktiga prissignaler, exempelvis spotpriset på el. Detta kallas normalt för Demand Respons (DR). Det andra alternativet är att en extern part, exempelvis en aggregator eller en energitjänsteleverantör, aktivt går in och styr förbrukningen, det kallas för Demand Side Management (DSM).

Fördelen med DR är att det är enkelt och det ger användaren en möjlighet att själv avgöra hur och när de anser det värt att ändra sin förbrukning. Användaren kan själv optimera flexibiliteten efter sina egna preferenser och förutsättningar. Nackdelen är att det för en balansansvarig blir svårt att uppskatta i förhand hur förbrukarna kommer att reagera på ett ekonomiskt incitament.

Med DSM kan en aktör lättare garantera en viss efterfrågeförändring då denne faktiskt kan kontrollera kunders förbrukning och därigenom lättare bjuda in den till elmarknaden och få betalt för den. Nackdelen är att det kräver en omfattande styrning vilket kan bli komplext. Genom att aggregera ett stort antal objekt kan risken för att objekten är otillgängliga hanteras.

¹² Elforsk, 13:95, *Efterfrågefleksibilitet på en Energy Only-marknad*, 2013

¹³ Elforsk, *Further Development of Elspot*

5 Ekonomiska incitament att styra lasten

Sedan 2012 finns det möjlighet för alla att mätas timvis och således finns det redan idag möjlighet att anpassa sin förbrukning efter elprisets fluktuation på timnivå.

I Tabell 1 visas elprisets maximala variation inom dygnet för 2012 och 2013 i elområde 3 och 4. På grund av den stora mängden lättreglerad vattenkraft i det nordiska systemet blir prisskillnaden över dygnet liten, vilket ger små incitament till utnyttja efterfrågeflexibilitet på grund av elprisets fluktuation.

Tabell 1. Variationer i elpris mellan 2012 och 2013

öre/kWh	SE3		SE4	
	2012	2013	2012	2013
Max	190	54	190	69
Min	1	3	1	3
Medel	15	14	19	16
Median	9	10	13	13

Källa: Nord Pool Spot, 2014

I rapporten *Övergripande drivkrafter för efterfrågeflexibilitet – hinder, möjligheter och alternativa utvecklingsvägar* skrivs det om olika kundgruppers förutsättningar för att förändra förbrukningsprofil. Tidigare fältförsök har visat att det går att minska effekten hos eluppvärmda småhus utan att påverka komforten. Detta genom att flytta 2 kW från timmar med höga priser till timmar med låga priser. Den potentiella flyttbara energivolymer per dygn är mellan 10-15 kWh.¹⁴ Många tester som har utförts har valt att fokusera på effektflytt under 3-4 höglasttimmar under morgon och kväll till låglasttimmar nattetid.¹⁵

Tester som gjorts tidigare visar att besparingspotentialen för optimering mot endast elpriset på Elspot skiljer sig kraftigt åt mellan olika år. Med en maximal lastförflyttning på 15 kWh/dygn och en enklare varmvattenstyrning låg potentialen i besparing under 2010 på mellan 1 100-1 500 kr men endast på 150-320 kr under 2011. Detta beror på att elpriserna kan variera kraftigt mellan år till år i Norden, främst beroende på den hydrologiska balansen och tillgängligheten i kärnkraften.

¹⁴ Elforsk, 12:73, *Övergripande drivkrafter för efterfrågeflexibilitet. Hinder, möjligheter och alternativa utvecklingsvägar*, maj 2013

¹⁵ Elforsk, 12:48, *Pilotstudie Vallentuna*, juni 2012

Testerna visar också att enklare tidsberoende nättariffer väsentligt stärker den ekonomiska nyttan med laststyrning. Med sådana tariffstrukturer ligger besparingspotentialen på 1 700-2 300 kr för 2010 och 600-1 100 för 2011.¹⁶

5.1 Besparingspotential med Fortums tidstariff

I detta projekt har hänsyn även tagits till en tidsdifferentierad nättariff. Priser för dessa tariffer har erhållits från Energimarknadsinspektionens årliga rapport över olika aktörers nättariffer. Det pris som använts i beräkningarna i denna rapport gäller för en villa med 20A och en årlig förbrukning på 20 000 kWh under 2013. Fortums tidsberoende nättariff användes, med 52 kr/kWh (inkl. moms) under höglasttimmar och 0,11 kr/kWh (inkl. moms) under låglasttimmar.¹⁷

I beräkningarna i denna rapport har gjorts uppdelat i två delar, en del med varierande och historiska elpriser per timme från 2010 till 2013 och med en utvald tidsberoende nättariff. Nedan ses hur stor effektvolym som flyttats per dygn. Under månaderna januari, februari och december flyttas 15 kWh/dygn medan under sommarmånaderna juni till och med augusti flyttas enbart 2 kWh/dygn.

Tabell 2. Elflytt 2010-2013

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun
Effekt (kWh)	15	15	10	10	5	2
Höglasttid	8-10,17-18	8-10,17-18	8-10,17-18	8-10,17-18	8-10,17-18	8-10,17-18
Låglasttid	1-5	1-5	1-5	1-5	1-5	1-5
	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
Effekt/dygn	2	2	5	10	10	15
Höglasttid	8-10,17-18	8-10,17-18	8-10,17-18	8-10,17-18	8-10,17-18	8-10,17-18
Låglasttid	1-5	1-5	1-5	1-5	1-5	1-5

Källa: Nord Pool Spot, Fortum, Sweco Energy Markets, 2014

Eftersom elpriset varierar under dygnets 24 timmar har det under hela perioden 2010 till 2013 räknats fram vilka timmar som är hög- respektive låglasttimmar baserats på vilka fem timmar som hade högst respektive lägst pris. Under den valda perioden blev timme 08:00-10:00 och 17:00-18:00 höglasttim-

¹⁶ Elforsk, 06:16, Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden, januari 2006

¹⁷ Energimarknadsinspektionen, 2013

mar medan timme 01-05 blev låglasttimmar. Besparingspotentialen räknades fram genom att multiplicera effektflytten med differensen mellan medelpriset för de fem höglasttimmarna och de fem låglasttimmarna för varje dygn.

På nätsidan ser besparingspotentialen lite annorlunda ut. Här har beräkningarna utgått från Fortums tidsberoende nättariff som har en fördefinierad hög- och låglasttid. Höglasttid anses vara alla vardagar mellan timme 06:00-22:00 under januari till mars samt november och december.

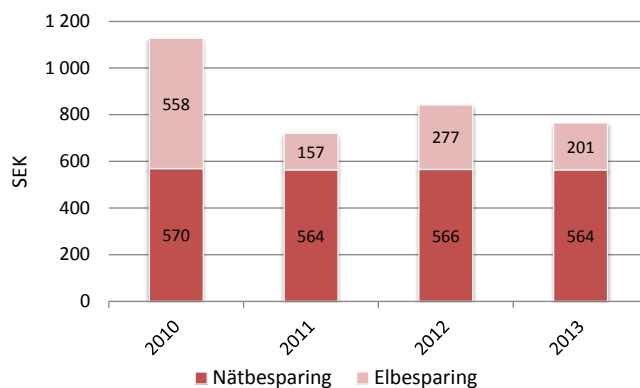
Tabell 3. Hög/låglast för tidsdifferentierad nättariff

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun
Effekt (kWh)	15	15	10	-	-	-
Höglasttid	6-22	6-22	6-22	6-22	6-22	6-22
Låglasttid	23-5	23-5	23-5	23-5	23-5	23-5
	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
Effekt/dygn	-	-	-	-	10	15
Höglasttid	6-22	6-22	6-22	6-22	6-22	6-22
Låglasttid	23-5	23-5	23-5	23-5	23-5	23-5

Källa: Nord Pool Spot, Fortum, Sweco Energy Markets, 2014

Enligt beräkningar som har gjorts i denna rapport framkommer det att besparingspotentialen genom att styra efter både nättariff och elpris samtidigt varierar mycket beroende på elpriserna. Under 2010 blev den totala besparingspotentialen hela 1 127 SEK, medan det under 2013 enbart gick att spara 765 SEK. Under 2013 var den maximala skillnaden mellan högsta och lägsta elpris i SE3 enbart 54 öre/kWh, under 2010 var denna siffra nästan fem gånger så hög. I Figur 6 visas hur stor del av besparingen som representeras av nät- respektive elbesparingar. Anmärkningsvärt är att elpriset enbart är signifikant under 2010 då Sverige hade höga elpriser och stora skillnader mellan höglasttimmar och låglasttimmar. Således kan det utläsas att det är i nätkostnaden som den stora besparingspotentialen finns. Under de fyra åren som studerats står nätbesparingen för i genomsnitt 67 % av den totala besparingssumman.

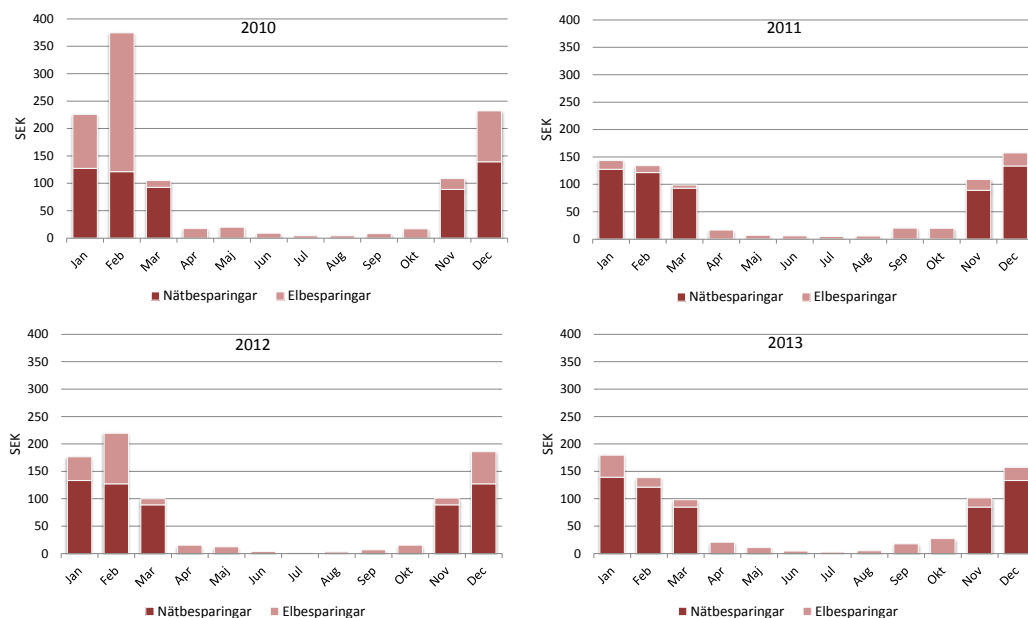
Figur 6. Besparingar i SEK under 2010 till 2013



Källa: Nord Pool Spot, Energimarknadsinspektionen, Sweco Energy Markets, 2014

Figur 7 visar hur besparingspotentialen ser ut månadsvis under samma period. Återigen kan det utläsas att nätbesparingen är den stora posten att ta hänsyn till. Under 2011 motsvarade denna post hela 78 % av den totala besparingspotentialen.

Figur 7. Månadsvisa besparingar i SEK under 2010 till 2013



Källa: Nord Pool Spot, Energimarknadsinspektionen, Sweco Energy Markets, 2014

I exemplet ovan har kunden möjlighet att välja mellan en enkeltariff eller en tidstariff. Nedan undersöks ifall ett småhus med en normal lastprofil förlorar på att gå över till en tidstariff om de inte ändrar sitt

beteende. En faktisk förbrukning från ett småhus per timme under 2012 har använts för att beräkna hur stor kostnaden blir med en vanlig enkelttariff och med en tidsdifferentierad tariff. Data från ett verkligt eluppvärmt småhus med en årsförbrukning på 17 238 kWh och med en maxeffekt på 8,54 kW har använts.

Om en konsument väljer en tidsdifferentierad tarifflösning men är inaktiv kommer kundens överföringskostnad med den givna lastprofilen att bli 3 974 SEK. Skulle konsumenten istället välja den vanliga tarifflösningen, skulle överföringskostnaden bli 4 430 SEK. Besparingen skulle med andra ord bli 456 SEK under 2012 för det givna huset. Dock måste det också tas hänsyn till den höjda abonnemangsavgiften för tidsdifferentierade tariffer som är 275 SEK dyrare än enkelttariffen. Totalt sett görs ändå en besparing på cirka 180 SEK.

Tabell 4. Årskostnad med eller utan tidsdifferentierad effekttariff (priser inkl. moms)

	Abonnemangsavgift	Överföringskostnad	Totalt
Enkeltariff (25,7 öre/kWh)	2 150	4 430	6 580
Tidstariff utan flytt (52 öre/kWh högpris, 11,6 öre/kWh övrig tid)	2 425	3 974	6 399
Besparing	– 275	456	181

Källa: Fortum, Sweco Energy Markets, 2014

Tariffen ovan är alltså konstruerad så att den inaktive kunden inte straffas när de går över till en tidstariff, i alla fall med den lastprofil som används i detta exempel. Om alla kunder gick över till en tidstariff skulle nätbolaget i detta exempel kortsiktigt riskera förlora en ansevärd andel av intäkten.

5.2 Besparingspotential med Sala Heby Energis effekttariff

I exemplet ovan användes en enkel tidstariff. Nedan undersöks hur stora besparingar som kan göras genom att flytta last med en tidsdifferentierad effekttariff. Sala-Heby Energis effekttariff har används för att illustrera hur mycket en aktiv kund med en tidsdifferentierad effekttariff kan spara.

Data från ett verkligt eluppvärmt småhus med en årsförbrukning på 17 238 kWh och med en maxeffekt på 8,54 kW har använts. Sedan har det antagits att last kan flyttas från de fem timmar med högst effektförbrukning mellan 07:00-17:00 till de fem timmar med lägst effektförbrukning under övrig tid. Den flyttbara effekten varierades över året, se Tabell 5.

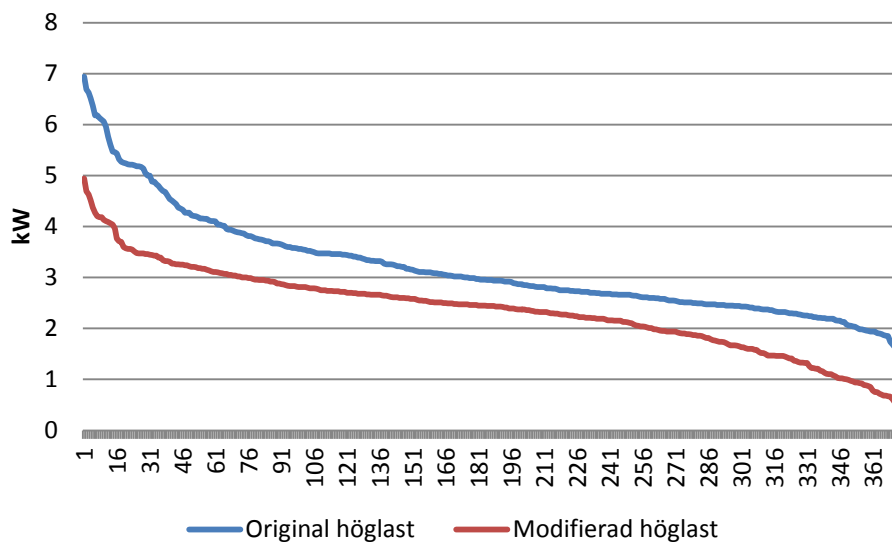
Tabell 5. Höglast, låglast samt tariff för tidsdifferentierad effekttariff

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun
Effekt (kW)	2	2	2	1,5	1	0,5
Höglasttid	7-19	7-19	7-19	7-19	7-19	7-19
Låglasttid	19-7	19-7	19-7	19-7	19-7	19-7
Pris (kr/kW)	97	97	97	39	39	39
	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
Effekt/dygn	0,5	0,5	1	1,5	2	2
Höglasttid	7-19	7-19	7-19	7-19	7-19	7-19
Låglasttid	19-7	19-7	19-7	19-7	19-7	19-7
Pris (kr/kW)	39	39	39	39	97	97

Källa: Energimarknadsinspektionen, Sweco Energy Markets, 2014

Det visar sig att med de antaganden som gjorts innebär möjligheten att flytta 2 kW i januari även att medelvärdet för de fem högsta uppmätta effektvärdena också minskar med 2 kW, se Figur 8 nedan.

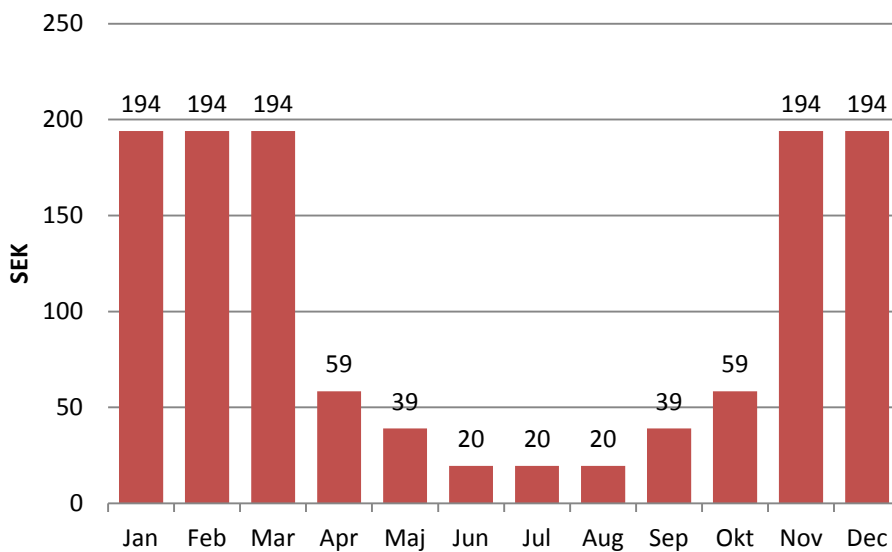
Figur 8. Effektuttag i januari under höglåsttimmar, med 2 kW lastflytt



Källa: Sweco Energy Markets, 2014

Baserat på Sala Heby Energis tariffer kan ett småhus spara ca 1 220 kr/år genom att anpassa sin last. Det ska jämföras med en total nätkostnad på ca 6 500 kr/år. Detta innebär en besparing på nästan 20 %, se Figur 9.

Figur 9. Potentiell besparing vid lastflytt med Sala Heby Energis effekttariff



Källa Sweco Energy Markets, 2014

I exemplen ovan framgår det att det med dagens tariffer går att spara 550-1200 kr/år på nättariffen genom att anpassa sin last i tiden. Om inte nätägarens nätnyttan i form av minskade förluster, kostnad mot överliggande nät samt minskade investeringar i nätet inte reduceras i motvarande grad kommer denne att förlora på att kunderna anpassar sin last.

I ett nyligen publicerat examensarbete¹⁸ har en ansats gjorts att uppskatta vilka besparingar nätägare kan göra på nätförluster, kostnad mot överliggande nät samt investeringsbehov. Rapporten har dels sett på hur kostnaderna påverkas av en efterfrågefleksibilitet där 10 % av effekten kan skiftas från höglasttimmar till låglasttimmar. Som en referens har beräkningar även gjorts för en helt jämn förbrukning. Det nät som räknats på är Sala Heby. Dessa antaganden är inte helt jämförbara med de som använts i beräkningarna ovan, men ger en bild av de förväntade besparingarnas storleksordning. Resultaten visas i Tabell 6.

Tabell 6. Besparing i nätkostnad per kund och med efterfrågefleksibilitet

Kr/kund/år	10 % efterfrågefleksibilitet	Helt jämn last
Förlust	19	85
Kostnad mot överliggande nät	30	332
Investering i nätet	154	3 463
Summa	203	3 880

Källa Uppsala Universitet, Tobias Eklund, Impact of Demand Response on Distribution System Operators' economy

I Tabell 6 framgår det att besparingen vid en måttlig efterfrågefleksibilitet är i storleksordningen 200 kr per kund och år. Det ska jämföras med de 550-1200 kr/år som kunden kan spara i exemplen ovan. Dessa resultat antyder att när många kunder börja anpassa sin efterfrågan kommer tariffen behöva anpassas så att de inaktiva kunderna får högre kostnad än idag. Alternativt är de ekonomiska incitamenten i tarifferna ovan allt för starka och kundnyttan inte motsvarar nätnyttan. Då resultaten mellan de olika studierna inte är helt jämförbara bör dessa inte användas för att dra allt för långtgående slutsatser.

¹⁸ Tobias Eklund, *Impact of Demand Response on Distribution System Operators' economy*

6 Att styra efter endast nättariffen

Med en tidsdifferentierad nättariff får kunden incitament att flytta sin last till tider då nätet är mindre ansträngt. På så sätt kan nätägaren minska sina kostnader genom minskade förluster, minskade kostnader mot överliggande nät samt minskat investeringsbehov.

I Elforskstudien i Vallentuna och Sala Heby påvisas att kunder som tillämpar efterfrågefleksibilitet också blir mer energieffektiva och sparar mellan 10-15 %. Nyttan för kunden är alltså dubbel.

6.1 Tidsdifferentierad effekttariff

En tidsdifferentierad effekttariff är troligtvis den lösning som är bäst lämpad för att ge rätt incitament för efterfrågefleksibilitet med avseende på nätet. Tariffen skulle vara utformad så att den baseras på det maximala effektuttaget under höglastperioder. Att basera den på ett medelvärde av t.ex. de fem högst uppmätta effektuttagen under en månad, så som görs i Sala Heby, kan vara lämpligt för att inte ta bort incitamentet för den resterande mätperioden om kunden skulle ha haft en hög förbrukning en enskild timme. För att uppmuntra till att flytta sin förbrukning till låglasttimmar är det lämpligt att höga effektuttag under låglasttid inte påverkar kostnaden.

En tidsdifferentierad effekttariff ger rätt signaler till användaren då den ger incitament till att jämna ut lasten och undvika topplaster under traditionella höglasttimmar. Tariffen bör vara lokal så att den speglar de lokala förutsättningarna, exempelvis hur förbrukning från industrier eller kontor ser ut lokalt. Det bör alltså inte vara en nationell tariff.

En tidsdifferentierad effekttariff kan vid en första anblick se ut att vara ett något trubbigt instrument jämfört med en tidstariff där tariffen kan differentiera timme för timme. Närmare analys visar dock att rätt utformad ger den tidsdifferentierade effekttariffen t.o.m. en bättre styrning, då den syftar till att minimera effektoppar och inte att flytta så mycket energi som möjligt. En nackdel med effekttariffen är dock att när kunden väl har haft ett antal toppar finns det begränsat incitament kvar att hålla nere effektuttaget under den resterande mätperioden. Är det ett automatiserat system fortsätter det förhoppningsvis att styra bort last från höglasttimmar även om kunden redan har haft ett antal oönskade effektoppar. Med en månadsvis avläsning startar en ny mätperiod inom kort och kunden får åter incitament att styra sin last, så problematiken är övergående.

En tariff som är känd i god tid gör det enkelt och förutsägbart för kunden vad de kan vinna på att styra sin last. Detta underlättar för investeringar i styrutrustning. Den tidsdifferentierade effekttariffen kan därmed fungera som en bra introduktion för smarta nät och styrsystem i hemmen. Det öppnar även upp för en marknad för energitjänsteföretagen då de kan verka styrande redan i dagsläget innan pris-signalerna från systemet är tillräckligt stora. Förutsägbarheten i en tariff kan också underlätta ändrade beteendemönster, som att köra tvätt och diskmaskiner under låglastperioder. Laddning av elbilar är ett annat område där styrningen blir enkel och förutsägbart.

En känd tariff bör göra det lättare för den balansansvarige att lära sig att förutse kundernas beteende. Den balansansvarige kommer till en början troligen att få ökade obalanskostnader, men bör kunna lära sig kundernas nya beteende på sikt.

Tariffen måste troligtvis justeras och kalibreras med tiden allteftersom nätägaren får mer erfarenhet och konsumenterna ändrar sina vanor. Det är viktigt att basera tidsdifferentieringen på fakta så att tariffen blir trovärdig och ger rätt incitament. Troligen kommer det att vara en konstant intrimning av tarifferna.

För att efterfrågeflexibilitet ska ge effekt på en större skala krävs automatisk styrning av de stora effektförbrukarna i hemmet samt en informationsåterkoppling till kunden. Återkopplingen kan ske direkt eller indirekt. Med direkt återkoppling avses kommunikationsgränssnitt såsom mätare eller monitorer som ger information momentant. Direkt koppling möjliggör att elkonsumenter i realtid kan observera påverkan av ett konsumtionsval på elanvändningen, t.ex. på- eller avslagning av en hushållsapparat. Med indirekt återkoppling syftas till information som blir tillgänglig till kunden efter att den behandlats, såsom webbaserad återkoppling eller på elfakturan. Detta beskrivs mer utförligt i rapporten "Förutsättningar och drivkrafter för olika typer av elkunder att justera förbrukningsmönster och minska sin elförbrukning idag och i framtiden"¹⁹. Viktigt här är att återkopplingen kan vara friställd mätningen för debitering. Det måste mätas per timme för att få korrekt debitering, realtidsåterkoppling kan dock ske via tredjepartssystem. Exempel på tredjepartssystem är exempelvis de räknare som går att köpa och som monteras över en elmätarens diod och som kommunicerar lokalt i hemmet eller via kundens internet-uppkoppling.

Styrsystemen i hemmen måste också vara "framtidssäkra" i den mån det går att förutse, dvs. vara förberedda för annan styrning och tidsupplösning än vad som krävs i början.

Tariffen bör även kunna göras negativ för att undvika hög inmatning av mikroproduktion på nätet samt ge incitament för lagring om nätet har problem med det. Med degens regelverk är detta dock inte möjligt.

En tidsdifferentierad effekttariff bör ge liknande signaler som de prissignaler som kommer från systemet. Om det finns små avvikelser skulle nätägaren kunna anpassa tariffen till att bättre stämma överens med systemets krav. Det skulle kunna röra sig om att tariffen börjar gälla någon timme tidigare.

En tidsdifferentierad effekttariff stämmer väl överens med de ändringsförslag förslag av ellagen som Energimarknadsinspektionen gjort till följd av energieffektiviseringsdirektivet 2012/27/EU.

4 kap. 1 § Nättariffer ska vara objektiva och icke-diskriminerande. De ska utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning.

¹⁹ NEPP-rapport, Förutsättningar och drivkrafter för olika typer av elkunder att justera förbrukningsmönster och minska sin elförbrukning idag och i framtiden

Förslagen öppnar även upp för ekonomiska incitament för nätägaren att utnyttja näten mer effektivt.

5 kap. 7 a § När intäktsramen bestäms ska hänsyn tas till i vilken utsträckning nätverksamheten bedrivs på ett sätt som är förenligt med eller bidrar till ett effektivt utnyttjande av elnätet. En sådan bedömning kan medföra en ökning eller minskning av vad som anses vara en rimlig avkastning på kapitalbasen.

Det kan vara svårt för elnätsföretagen att utforma nya tariffer. Det krävs mycket arbete för att för att utforma tarifferna på ett sådant sätt så att intäkterna uppehålls alternativt inte blir för höga. På kort sikt måste tariffen troligen straffa dem som inte är aktiva för att väga upp den minskade intäkten från dem som är aktiva för att nätbolaget ska kunna behålla samma intäkt. På längre sikt ska kundernas ändrade beteende minska kostnaderna för investeringar, förluster samt kostnader mot överliggande nät, vilket kan reflekteras i tariffminskningen hos de aktiva kunderna. Denna problematik skiljer sig dock inte avsevärt från de tidstariffer som redan finns idag.

Som beskrivits i kapitel 5.2 kan incitamenten för kunden bli små om de ska fullt ut reflektera den nytta de medför och viss korssubventionering kan komma att behövas för att skapa tillräckligt starka ekonomiska incitament.

6.2 Kombinerar med en spetspristariff

För kritiska situationer som inte kan förutses när en effekttariff sätts skulle nätägaren kunna ta till en så kallad spetspristariff. Denna ska kunna ge styrsignaler på kort varsel och kan vara ytterst lokal i sin omfattning. Då denna ska användas i kritiska situationer bör den verka direkt styrande på användarens anläggning (DSM). Endast en prissignal, hur stark den än är, blir allt för osäker. Detta gäller särskilt om den ska riktas till ett begränsat antal abonnenter. Möjligheten att utnyttja spetspristariffen bör begränsas till ett fåtal gånger per år.

Incitamentet för att få användare att låta sig styras genom en spetspristariff bör utformas så att den upplevs som ett incitament snarare än som en bestraffning. Incitamentet skulle exempelvis kunna bestå i en sänkt fast avgift mot att kunden tillåter nätägaren att styra sin förbrukning ett begränsat antal gånger per år. Ett annat alternativ är att det görs en nedsättning av den fasta avgiften varje gång styrningen faktiskt aktiveras.

Då denna tariff är tänkt att kunna användas lokalt kommer den att bli diskriminerande av naturen då inte alla användare kommer att aktiveras. Detta strider mot ellagen²⁰ som innebär att ett nätföretag inte får gynna en kund inom en kundkategori framför någon annan inom samma kundkategori. Likadana kunder ska ha likadana avgifter. Det borde dock gå att utforma denna tariff så att samtliga kunder erbjuds att delta även om alla inte blir aktiverade. Helt kostnadsneutral kan tariffen inte vara för då försvinner incitamentet att delta. Även om avtalen bygger helt på frivillighet är det osäkert om de rymmer inom dagens reglering.

²⁰ Ellagen 4 kap 1§, Nättariffer ska vara objektiva och icke-diskriminerande

Spetspristariffen bör kunna utformas så att den även ger incitament att klara situationer med hög inmatning av lokal produktion i nätet. Styrningen skulle kunna vara antingen att aktivera ökad förbrukning eller minskad inmatning (genom spill, anpassad förbrukning eller lagring). Spetspristariffen skulle alltså kunna vara tidsdifferentierad, med en prismodell för vintern för att hantera topplastsituationer och en för sommaren för att hantera situationer med hög inmatning av lokal produktion.

Spetspristariffen skulle även kunna utnyttjas för att stödja systemet vid kritiska topplastsituationer. Den skulle exempelvis kunna vara en del av en upphandlad effektreserv.

Det är viktigt att den balansansvarige blir informerad om när spetspristariffen aktiveras så att detta inte orsakar obalanser i systemet. Om aktiveringen är känd i god tid i förväg kan den genom den balansansvarige komma med redan i budgivningen till NPS. Bedömningen är att det är rimligt att exempelvis en nätägare utifrån den kontinuerliga övervakning som finns i nätet kan förutsäga behov av användning av spetspristariffen 48-36 timmar innan.

6.3 Nättariffens påverkan på ett hus med solpaneler och lagring

Nedan beskrivs hur incitamentet att använda lagring påverkas av nättariffens utformning. Tre exempel tas upp; Säkringstariff med konstant överföringsavgift, säkringsavgift med tidstariff samt tidsdifferentierad effekttariff

Med en vanlig säkringstariff konstaterades det i Figur 1 att det finns ett incitament om 72,2 öre/kWh att minimera utmatningen på nätet om nettodebitering eller skatteavdrag inte tillämpas.

Applieras istället en säkringstariff med tidstariff kommer skillnaden mellan in- och utmatning under dagtid att öka. Med Fortums tidstariff som exempel ökar incitamentet att inte mata ut på nätet från 72,2 öre/kWh till 98,5 öre/kWh under höglasttimmar. Dessutom förstärks incitamentet att använda el som lagrats under höglasttid, vilket är gynnsamt för både nät och system. Den högre tariffen gäller i detta exempel vardagar november till mars då sannolikheten för stor utmatning är liten. Under april till oktober minskas incitamentet till 56,5 öre/kWh. Det är under denna period som utmatningen på nätet kommer att vara som störst (låg last och hög solinstrålning).

Med en effekttariff är nättariffen fast istället för rörlig.²¹ Det innebär att incitamentet att minimera utmatningen på nätet minskar från 72,2 öre/kWh till 46,5 öre/kWh.

Som kan ses i exemplen ovan att de tidsdifferentierade tarifferna minskar incitamentet för ett småhus med solpaneler att minimera sin utmatning i nätet med hjälp av lagring. I en framtid med stora mängder solel kan dock tidsdifferentieringen anpassas så att den inte motverkar lagring av egenproducerad el, särskilt om nätägaren börjar ta ut en nättariff för inmatning på nätet.

²¹ Detta är en sanning med modifikation då effekttariffen kan påverkas av hur och när effekten tas ut. I detta exempel blir den i praktiken en fast avgift.

7 Att styra efter elpriset

På sikt förväntas volatiliteten att öka i det nordiska systemet som en följd av ökad andel intermittent kraft i form av sol- och vindkraft samt en starkare sammankoppling med övriga Europa. Det kan då bli mer lönsamt för det enskilda hushållet att styra förbrukningen baserat på fluktuationer i elpriset.

7.1 Reaktiv efterfrågeflexibilitet

För kunden är det relativt enkelt att anpassa sin förbrukning baserat på elpriset som sätts kl. 13:00 dagen innan. Kunden kan idag köpa relativt enkel styrutrustning som optimerar driften av en värmepump baserat på spotpriset. Det blir en helt automatiserad process som inte behöver ha någon negativ inverkan på värmekomforten. Som visats i exemplen i denna studie är besparingspotentialen mycket osäker då det är svårt att förutsäga hur volatila elpriserna kommer att vara framöver.

Flera studier har dock visat att om ett stort antal hushåll reagerar på elpriset i efterhand kan det bli mycket besvärligt för den balansansvarige att förutse förbrukningsmönstret. Det kan resultera i mycket höga balanskostnader och en försämrad funktion av prisbildningen på elmarknaden. Det är alltså önskvärt att få med efterfrågeflexibiliteten redan i prisbildningen på Nord Pool Spot.

Vid reaktiv efterfrågeflexibilitet är affärsmodellen enkel: kunden behöver endast ha ett elavtal med timavräkning. Därefter behöver kundens styrsystem få resultatet från NPS, vilket antingen kan hämtas direkt från NPS eller via en energitjänsteleverantör.

7.2 Explicit efterfrågeflexibilitet

Att få med efterfrågeflexibiliteten i prisbildningen på spotmarknaden är önskvärt från ett systemperspektiv, eftersom det påverkar systemet. Om prispikar kan undvikas är det till nytta för hela systemet och således för samtliga kunder, inte bara för de som flyttar sin last. Det innebär också att de som inte aktivt flyttar sin last kan åka snålskjuts på de som är aktiva. Dock innebär det sänkta prispikarna att de som faktiskt är aktiva och flyttar sin last tjänar mindre på lastflytt än om prispikarna hade varit högre. Således kan det sägas vara mer lönsamt för den enskilde kunden att endast ett fåtal andra kunder är aktiva.

De enskilda kunderna är för små för att själva agera på NPS utan behöver gå via en aggregator. Det kan vara en elhandlare, med eller utan balansansvar, eller en energitjänsteleverantör. I vilket fall som helst kommer dessa att behöva gå via en balansansvarig. Försättningsvis kommer rapporten hänvisa till att den balansansvarige elhandlaren är aggregatorn, men inkluderar då i detta begrepp även elhandlare utan balansansvar och energitjänsteleverantörer som i slutändan levererar en tjänst åt den balansansvarige.

Om efterfrågeflexibiliteten ska med i prisbildningen på NPS krävs det att den balansansvarige kan förutse hur kunderna reagerar. Detta kan ske genom att den balansansvarige skickar en prissignal till kunden som denna sedan reagerar på (DR). Det är osäkert om detta kan vara tillräckligt för att säkerställa att den balansansvarige inte hamnar i obalans. Ett annat alternativ är att den balansansvarige

aktivt styr kundens anläggning så att den balansansvarige kan hålla det denne lovat marknaden (DSM).

Det ska nämnas att det idag saknas produkter på NPS som hanterar lastflytt. Preliminära resultat från en pågående studie inom Elforskprogrammet Market Design visar på att det rent tekniskt inte bör vara något problem att införa en sådan produkt. Den främsta anledningen att den inte finns är den helt enkelt inte efterfrågats tidigare.

7.3 Aggregatorns roll

För att elkonsumenterna ska ha en rimlig chans att agera på NPS krävs som nämnts tidigare en aggregator. Denna samlar ihop ett stort antal förbrukningsresurser som denna sedan kan styra centralt och på så sätt sälja den aggregerade resursen till elmarknaden.

I Europa finns det idag främst aggregatorer som hanterar industriella användare. Exempel är Franska Energy Pool som hanterar över 1 000 MW i Frankrike, Belgien och Storbritannien. Ett annat exempel är AV Reserveffekt AB som aggregerar reservkraftverk i exempelvis sjukhus och säljer dessa som efterfrågeminskning till den svenska effektreserven. AV Reserveffekt AB har sålt in totalt 88 MW till effektreserven. Dessa aggregatorer riktar sig främst till balansmarknaden med korta förbrukningsneddragningar med kort varsel.

För en elhandlare som ska aggregera småhus krävs ett stort antal småhus för att komma upp i volymer som gör det lönt att agera på elmarknaden. Som jämförelse kan nämnas att det på reglerkraftmarknaden krävs bud på minst 10 MW (5 MW i SE4). Med en effektpotential på 2 kW per småhus krävs det således minst 5 000 småhus för att kunna agera på reglermarknaden. Dessa neddragningar måste dessutom kunna garanteras. På NPS och Elbas är minsta volym 0,1 MW, dvs. det behövs endast 50 småhus för att kunna agera på denna marknad. Andra faktorer kan dock göra att det krävs betydligt större volymer för att göra det lönsamt.

En aggregator som inriktar sig på småhus behöver således ett stort antal reglerobjekt för att komma upp i rimliga volymer. För att kunna göra en total optimering av kundernas kostnader behöver aggregatorn ta hänsyn till eventuella nättariffer som varierar beroende på tid, och som dessutom kan variera mellan olika områden. Detta innebär att någon typ av automatisk styrning hos kunden är nödvändig för att få denna affärsmodell att fungera.

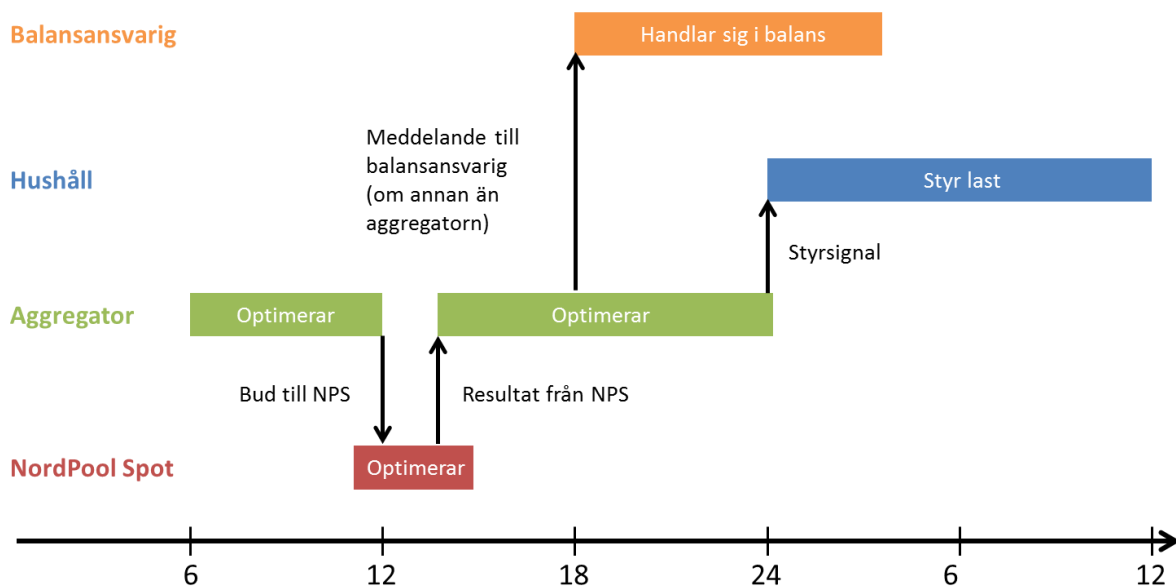
Under uppbyggnad av en flexibilitetstjänst krävs rimligen en annan framgångsfaktor än att agera på NPS och Elbas. Detta skulle exempelvis kunna vara energieffektivisering. Med tiden förväntas kundbasen och kunskapen om kundbasen växa. Möjligheten finns då att även börja verka på Nord Pool Spot och Elbas.

Aggregatorn kommer med största sannolikhet att vara en elhandlare, men kan också vara ett fristående energitjänsteföretag.

7.4 Affärsmodell

I Figur 10 nedan finns en schematisk bild över hur informationsflödet ser ut i fallet då en elhandlare bjuder in efterfrågefleksibiliteten på spotmarknaden åt kunden och aktivt styr kundens anläggning.

Figur 10. Informationsflöde då en aggregator bjuder in kundens efterfrågefleksibilitet på spotmarknaden.



Källa: Sweco Energy Markets

Elhandlaren kan behöva en signal från kunden om att dennes anläggning är tillgänglig för reglering nästa dygn. Med ett stort antal användare kan risken för att några få användare inte är tillgängliga spridas ut och hanteras.

Elhandlaren bygger sedan ett bud baserat på prognostiserad elanvändning och tillgänglig efterfrågefleksibilitet. Prognosen baseras på erfarenhet samt väderprognoser. Budet skickas in till NPS senast kl. 12:00.

Senast kl. 13:00 får elhandlaren tillbaka resultatet från NPS. Där framgår det hur stor andel av den inbjudna efterfrågefleksibiliteten som accepterats och under vilka timmar de fått tillslag. Elhandlaren får sedan beräkna hur kunderna ska styras för att möta resultatet.

Under leveransdygnet styr elhandlaren kundernas anläggningar efter den fastlagda planen. Om det uppkommer förändringar jämfört med prognosen kan aggregatorn välja att styra kundens anläggning för att möta detta alternativt att handla sig i balans på Elbas.

Det är främst den balansansvarige som har ett incitament att få kontroll över efterfrågefleksibiliteten så att denna kan bjudas in redan i prisbildningen och undvika höga balanskostnader. På lång sikt är detta

även ett incitament för kunden då balanskostnaderna slutligen hamnar på kunden. Det kan i slutändan vara så att den balansansvarige helt enkelt måste ta ut en högre avgift om de inte får kontrollera efterfrågefleksibiliteten hos kunden. Balanskostnaderna är idag små.

För den enskilde kunden är det troligen enklast att reagera på elpriserna i efterhand. Det är också högst troligt att det beteende som är optimalt för systemet inte nödvändigtvis är det som är bäst för den enskilde kunden²². Enskilda kunder som styr på elpriserna i efterhand kommer att tjäna mer på detta än om dessa kunders styrpotential kommer kollektivet tillhanda. Drivkraften för kunden att anlita en aggregator kan vara att erbjudandet det bakas ihop med energitjänster så som optimering av värmepumpen, löpande kontroll att systemet fungerar optimalt, sammankoppling med hemlarm etc. Fler-talet fältstudier har också visat att den stora vinsten för kunden inte är att flytta lasten, utan att kunden kan minska energikonsumtionen med 10-15 % genom att optimera driften av värmesystemet utan någon komfortförlust. Detta går dock att uppnå även utan att en extern part aktivt styr din anläggning. En annan drivkraft för kunden kan vara att få ett rabatterat elpris jämfört med dem som inte låter sig styras.

²² Elforsk, 13:95, Fritz P. et al., Efterfrågefleksibilitet på en Energy Only-marknad, budgivning, nättariffer och avtal, december 2013

8 Att styra efter både nättariff och elpris samtidigt

I kapitlen ovan är det beskrivet hur en småhuskund kan styra antingen efter elpriset eller efter nätpri-set. Det är naturligtvis fullt möjligt att styra efter både nättariff och elpris samtidigt. Är styrningen auto-matiserad, vilket är rimligt att anta, bör det vara relativt oproblematiskt.

I de fall kunden själv reagerar på priset och har en tidsdifferentierad nättariff kan algoritmen för det automatiska styrsystemet göras så att den optimeras efter båda två. Det går redan idag att köpa såd-ana system på marknaden. En fördel för den balansansvarige i detta fall är att det troligtvis blir enklare att förutse kundens agerande då i vart fall den ena styrsignalen är känd sedan tidigare.

Om det är en aggregator som ska göra denna optimering är nättariffen känd långt i förväg och kan tas med i optimeringen. En aggregator måste dock ta hänsyn till att de kan ha kunder i många olika nät-områden med en varierande tariffstruktur.

Om kunden är kopplad till en spetspristariff så bör aktiveringen av denna meddelas till den balansan-svarige så att denna kan handla sig i balans. Om informationen kommer innan kl. 12:00 dagen innan kan det tas med i budet till NPS, i annat fall får den balansansvarige handla sig i balans på Elbas.

9 Reglering och andra hinder

Ett antal hinder har identifierats för att efterfrågefleksibilitet hos småhusägare ska bli attraktivt.

9.1 Skatter

Energiskatt och moms står för nästan halva elräkningen idag (46 % i exemplet i Figur 1). Momsen är direkt proportionerlig till nät- och elpriset (25 %) och har därför en förstärkande effekt med avseende på prissignaler för efterfrågefleksibilitet. Energiskatten är däremot fast per kWh och ger incitament till energibesparing men är helt neutral med avseende efterfrågefleksibilitet. En hög energiskatt kan således göra att besparingen vid efterfrågefleksibilitet kan ses som liten och därför inte värt besväret. I kronor och ören är dock besparingen med efterfrågefleksibilitet oberoende av energiskatten.

I fallet med ett småhus med solpaneler ger energiskatten ett ökat incitament att minimera utmatning på nätet genom lagring då den ökar skillnaden mellan in köpt och inmatad el. Det samma gäller för moms.

9.2 Hinder mot styrning genom nättariffen

9.2.1 Förluster och kostnad mot överliggande nät

En del av den besparing som nätägaren kan göra med hjälp av tidsdifferentierade effekttariffer kommer från minskade förluster samt minskade kostnader mot överliggande nät. I dagens intäktsreglering anses dessa båda kostnader vara opåverkbara kostnader och påverkar därför inte intäktsramen. Nätföretaget har alltså inga ekonomiska incitament att minska varken förluster eller kostnader mot överliggande nät. För att skapa incitament för nätföretagen att minska förluster och kostnader mot överliggande nät måste alltså regleringen ändras. Energimarknadsinspektionen håller för närvarande på att se över hur regleringen kan anpassas för att ge incitament att minska dessa två poster.

9.2.2 Varierande tariffer i närområdet

I dagens reglering måste närliggande nätområden ha samma tariffer. Om nättariffen ska anpassas så att den avlastar det lokala nätet kan det vara lämpligt att tillåta att tarifferna varierar även i närområdet, exempelvis mellan innerstad och ytterstad då dessa kan ha olika förbrukningsprofiler.

9.2.3 Diskriminerande nättariffer

Om så kallade spetspristariffer ska införas måste det tillåtas att nätägare inför nättariffer, eftersom dessa tariffer är diskriminerande i sin natur. Även om erbjudandet att delta kan gå ut till samtliga är det inte säkert att samtliga kunder kommer att aktiveras.

9.2.4 Tariffer för inmatning på nätet

I en framtid med en stor andel lokal småskalig produktion skulle det kunna vara önskvärt att införa tariffer för inmatning på nätet även för nettokonsumenter. Det skulle särskilt vara aktuellt i samband med tidsdifferentierade tariffer där inmatning under vissa höglastperioder skulle avgiftbeläggas.

9.2.5 Kundnytta kontra nänytta

Studien har visat att det genom tidsdifferentierade nättariffer går att ge ekonomiska incitament för kunden att flytta last i tiden. Denna rapport har inte haft möjlighet att fullt ut undersöka ifall kundnyttan står i proportion till nänytta. De översiktliga beräkningar som gjorts tyder dock på att dagens tariffer ger en kundnytta som är betydligt större än nänytta. Nätägaren vill designa tariffer på ett sätt som gör att dennes intäkter säkerställs. Om kundnyttan av att flytta last är stor i jämförelse med nänytta kan det således leda till att de aktiva kunderna premieras på bekostnad av de passiva kunderna.

9.2.6 Elhandlarcentrisk modell

I den planerade marknadsmodellen för den nordiska slutkundsmarknaden ingår att elleverantören ska vara den primära kontakten för kunden, en så kallad elhandlarcentrisk modell. Att nätägarens kontakt med kunden försvagas jämfört med idag går emot rekommendationerna från denna rapport: att aktivera kunderna genom differentierade nättariffer. Differentierade nättariffer kan förvisso förmedlas även av en elhandlare, men denne har troligtvis inte lika starka incitament att marknadsföra dessa.

9.3 Hinder mot att styra mot elpriset

9.3.1 Produkter på Nord Pool Spot

Idag finns det ingen produkt som lämpar sig för att hantera efterfrågeflexibilitet hos småhus. Det finns produkter anpassade för industriella kunder, dock innebär dessa att de industriella kunderna avstår konsumtion en viss timme. Småhuskunder som inte vill påverka sin komfort vill istället flytta last från en timme till en annan. För detta krävs en produkt där kunden kan ange att denne är beredd att flytta last mellan olika tider förutsatt att prisskillnaden är tillräckligt stor. Prisalgoritmen beräknar sedan fram mellan vilka timmar den flexibla lasten ska flyttas.

Det pågår för närvarande en studie inom ramen för Elforsk Market Design²³ i vars preliminära slutsatser det inte verkar finnas några praktiska hinder att införa en sådan produkt om den efterfrågas.

9.3.2 Regler om vad som ska visas på faktura

Om en aggregator vill kunna packetera nät- och elpriser så att de kan erbjuda en kund ett totalpris så är det inte möjligt med dagens reglering som fastställer att nät och el ska redovisas separat. Detta kan dock troligen kringgåas genom att kunden först erbjuds ett kombinerat pris som sedan kan redovisas separat på fakturan.

9.3.3 Investering kontra besparing

En normal eluppvärmd villa förbrukar ca 25 000 kWh/år vilket ger en elkostnad på ca 28 000 kr/år. Som visats i avsnitt 5.1 kan en villaägare i dagens läge spara mellan 700 och 1100 kr per år genom att flytta sin last, en besparing på 3-4 %. Utifrån det perspektivet kan det vara svårt att motivera investeringen i tid och pengar som behövs för att möjliggöra lastflytt.

²³ Further development of Elspot, Jörgen Björndalen EC Group

Däremot visar fältförsök att hushåll som engagerar sig i sin förbrukning normalt sett minskar sin energiförbrukning med 10-15 %. Det motsvarar 2800 – 4200 kr/år för en normalvilla. Totalt kan en småhusägare spara 3500-5500 kr per år, med dagens regelverk och tariffstrukturer, medräknat den potentiella energibesparingen som ett automatiserat system kan leda till.

10 Slutsatser och rekommendationer

Efterfrågefleksibilitet kan göra nytta både för elsystemet i sin helhet och för elnätet lokalt. I de flesta fall sammanfaller dessa nyttor. I framtiden förväntas en ökad penetration av intermittent och lokal produktion i form av vind- och solkraft samt ett ökat användande av elbilar. Då finns risk att behoven av efterfrågefleksibiliteten för nätet och systemet kommer att konkurrera med varandra. En ansats som gjorts i denna rapport är att de stora reglerresurserna bör användas för systemet och de små reglerresurserna användas lokalt i lokalnätet. Med det menas att stora svängningar i vindkraft bäst hanteras av produktionsresurser, samt att effekttoppar bäst hanteras med industriell efterfrågefleksibilitet. Lokalnätets utmaningar kan rimligtvis bara hanteras lokalt med lokal efterfrågefleksibilitet och lagring. Den lokala efterfrågefleksibiliteten kommer i de flesta fall även att göra nytta för systemet i sin helhet, eftersom topplasten för lokalnätet och systemet ofta sammanfaller.

I dagsläget, med en liten volatilitet i elpriserna, är det knappt lönsamt för en småhusägare att flytta last baserat på elpriset. Det är också mycket osäkert om och när priserna kommer att vara tillräckligt volatila för att det ska vara lönsamt att investera i utrustning för automatisk lastreglering. Det går dock att spara en förutsägbar och anseelig summa baserat på de tidsdifferentierade nättarifferna som finns redan idag. Slutsatsen blir att det effektivaste sättet att få igång efterfrågefleksibiliteten redan i dagsläget är att utöka användningen av tidsdifferentierade nättariffer. Nättariffens styrning sammanfaller i de flesta fall med elprisets styrning, så att dessa två förstärker varandra.

Genom att införa tidsdifferentierade nättariffer redan nu ges en förutsägbarhet som underlättar det för konsumenter att investera i styrutrustning. Samtidigt öppnas en marknad upp för energitjänsteföretag. Det finns sedan inget som hindrar att aktörer börjar styra även efter elpriserna när och om dessa blir mer volatila.

En tidsdifferentierad effekttariff är troligtvis den modell som skulle ge bäst effekt. Tidsdifferentierade effekttariffer ger troligtvis också rätt signaler för systemet och kan skapa beteendeförändringar som är gynnsamma både för lokalnätet som för systemet. Denna kan kombineras med en lokal spetspristariff som kan göra nytta både lokalt och för systemet.

En ökad efterfrågefleksibilitet kommer också att leda till en ökad energieffektivisering. De fältförsök som gjorts visar på energibesparingar på 10-15 %.

För att öka incitamenten för nätägaren att differentiera sina tariffer bör regleringen ändras så att det finns incitament att minska förlusterna samt kostnaderna mot överliggande nät. För att möjliggöra ett införande av en lokal spetsnätstariff måste kravet att tariffen ska vara icke-diskriminerande lättas på.

I denna rapport har inte möjligheten funnits att fullt ut undersöka om prisskillnaderna i de tidstariffer som finns idag är i paritet med den nätnytta de gör. Dock indikerar de jämförelser som gjorts att dagens tariffer överkompenserar kunden i jämförelse med den nätnytta de bidrar med.

11 Referenser

- Energimarkandsinspektionen, 2013,
<http://ei.se/sv/Publikationer/Arssrapporter/>
- Elfork, Björndalen J., *Further development of Elspot*, ej publicerad.
- Elforsk, 13:95, Lindén M. et al., *Efterfrågefleksibilitet på en Energy Only-marknad, Budgivning, nättariffer och avtal*, december 2013,
http://www.elforsk.se/Documents/Market%20Design/projects/ER_13_95.pdf
- Elforsk 12:73, Fritz P., *Övergripande drivkrafter för efterfrågefleksibilitet. Hinder, möjligheter och alternativa utvecklingsvägar*, maj 2013,
http://www.elforsk.se/Rapporter/?rid=12_78
- Elforsk 12:48, Persson E., Berg B., Fernlund F., Lindblom O., *Pilotstudie Vallentuna, Reflektioner rörande affärsmodeller för förbrukarfleksibilitet och självlärande prognosstyrning för kundanpassad effekttreglering*, juni 2012,
http://www.elforsk.se/Documents/Market%20Design/projects/12_48_DSM.pdf
- Elforsk 06:16, Damsgaard N, Fritz P *Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden*, 2006,
<http://www.elforsk.se/Programomraden/Anvandning/MarketDesign/Publications/2006/0616-Affarsmodeller-for-okad-efterfragerespons-pa-elmarknaden-/>
- Fortum, *Egenproducerad el*, 2014,
https://www.fortum.com/countries/se/SiteCollectionDocuments/FORTUM_BuyBack_webb3.pdf
- Fortum, *Elnätspriser för område Stockholm, Lidingö-Täby*, 2013,
http://www.fortum.com/countries/se/SiteCollectionDocuments/Prislista_Sakr_Sth_140101.pdf
- Krohn et al., *Effect of Wind Energy Supply on Demand including typical Electricity Generation Plant*, 2009
- Nord Pool Spot, *The day-ahead market – Elspot*, 2014,
<http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/>
- Nord Pool Spot, *Intraday market*, 2014,
<http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Intraday-market-Elbas/>
- Riksdagen, *Ellag 1997:857*,

http://www.riksdagen.se/sv/Dokument-Lagar/Lagar/Svenskforfattningssamling/Elilag-1997857_sfs-1997-857/

- Svensk Energi, *Elprisets komponenter*, 2014,
<http://www.svenskenergi.se/Elfakta/Elpriser-och-skatter/>
- Svenska kraftnät, *Välkommen att delta i landets elbalans*, 2013,
http://www.svk.se/Global/02_Press_Info/Pdf/Faktablad/delta_elbalans_klar.pdf
- Uppsala Universitet, Tobias Eklund, *Impact of Demand Response on Distribution System Operators' economy*, 2014