Framtidens elnät – utmaningar och lösningar med efterfrågeflexibilitet

MIKAEL ELINDER OCH FOUAD EL GOHARY

Mikael Elinder är docent och lektor vid Nationalekonomiska institutionen, Uppsala universitet. Mikael.elinder@nek.uu.se

Fouad El Gohary är fil dr i industriell teknik och *post doc* vid Institutionen för samhällsbyggnad och industriell teknik, Uppsala universitet. Fouad.el.gohary@angstrom.uu.se

Omställningen till ett fossilfritt energisystem ställer stora krav på elnätet. Flexibilitet på efterfrågesidan (DSF, från engelskans Demand Side Flexibility) syftar till att styra efterfrågan för att hantera kapacitetsbegränsningar i elnätet, ofta via prissignaler som ska vägleda konsumenters agerande. DSF är dock behäftat med stora problem och begränsningar. Dessa diskuteras ingående i denna artikel, liksom möjliga vägar framåt. För att stärka DSF krävs bl a bättre prisdesign och förändringar i elmarknadens struktur.

För att lyckas med den globala klimatomställningen behöver energisystemen bli fossilfria, vilket kräver elektrifiering av sektorer som transport, uppvärmning och industri, samtidigt som all kolbaserad elproduktion ersätts med förnybara källor. Två stora problem försvårar denna uppgift. Det första är intermittens (variabilitet) i förnybara källor som vind- och solkraft, som är mindre förutsägbara och kontrollerbara än traditionella kraftverk som använder fossila energikällor. Det andra problemet är kapacitetsbrist i elöverföring och distribution. Oförutsägbarheten utgör en utmaning för att upprätthålla ett stabilt elnät. Operatörer måste hantera variabilitet för att förhindra strömavbrott och skador på elnätet, samt för att kunna fortsätta integrera fler förnybara källor i nätet. När fler sektorer elektrifieras och använder elnätet riskerar infrastrukturen och nätets kapacitet att utgöra en allvarlig begränsning. Dessa utmaningar har fått IEA (International Energy Agency) att beskriva elnäten som den ”svaga länken” i energiomställningen. Om dessa problem inte övervinns kommer det att försvåra möjligheterna att minska utsläppen av växthusgaser och nå klimatmålen (IEA 2023).

Dessa risker blir särskilt akuta i Sverige. Holmberg m fl (2022) beskriver några konsekvenser av kapacitetsbrist, som sträcker sig från att öka risken för strömavbrott till att undergräva systemstabiliteten. Kapacitetsbrist kan också leda till att företag och industrier nekas tillgång till elnätet, vilket kan hämma utveckling och ekonomisk tillväxt. Dessutom bidrar energiomställningen till både ökade elpriser och ökad prisvolatilitet (Holmberg och Tangerås 2023), vilket i sin tur medför sociala och politiska konsekvenser som kan motverka energiomställningen.

Den nuvarande, utbudsinriktade, metoden att hantera dessa utmaningar är kostsam och ineffektiv. Energilagring på nätverksnivå, t ex med batterier, kan hjälpa systemoperatörer att bättre hantera intermittens, men trots fallande kostnader är teknologier som litiumjonbatterier fortfarande för dyra för att kunna tas i bruk i stor skala (Temple 2018). Den gängse metoden

har i stället helt enkelt varit att förstärka nätets infrastruktur och hålla en kapacitetsreserv, men även dessa åtgärder är dyra (BloombergNEF 2024) och ineffektiva eftersom de resulterar i ”överdimensionerade” nät med låg utnyttjandegrad.

En alternativ strategi är att i stället anpassa efterfrågesidan, vilket brukar kallas ”efterfrågesideflexibilitet” (*Demand Side Flexibility, DSF*), som har fått ökad uppmärksamhet och skulle, åtminstone i teorin, kunna erbjuda ett mer kostnadseffektivt sätt att hantera elnätets begränsningar. DSF bygger på att elförbrukningen manipuleras på ett sätt som gör att systemet kan fungera mer effektivt inom sina givna ramar. I stället för att utgå ifrån efterfrågan som given, fokuserar DSF på idén om efterfrågan som anpassningsbar och användbar som ett verktyg för nätstyrning. Om efterfrågan på elektricitet kan minskas under timmar då nätkapaciteten är extremt begränsad, eller ”förskjutas” från timmar med brist på förnybar produktion till timmar med ett överskott, skulle detta kunna leda till förbättringar i nätens stabilitet och minska behovet av dyra investeringar i nätinfrastruktur. Även om det är svårt att ge pålitliga uppskattningar av den finansiella nyttan med DSF, visar en nyligen gjord beräkning att EU mellan 2023 och 2030 skulle kunna vinna närmare 300 miljarder euro i minskade investeringskostnader samt minst lika mycket i ”indirekta årliga fördelar” för konsumenter genom lägre energipriser (DNV 2022).

Av dessa skäl har stimulanser för DSF blivit ett allt mer populärt verktyg för att hantera elnätet och påskynda energiomställningen. I Sverige har det blivit ett initiativ som involverar fyra statliga myndigheter – Swedac, Energimarknadsinspektionen (Ei), Energimyndigheten och Svenska Kraftnät, som alla ser DSF som avgörande för elsystemet (Swedac 2024). Dessa perspektiv speglas på en bredare EU-nivå, där Europeiska miljöbyrån (EEA) och EU:s byrå för samarbete mellan energimyndigheter (ACER) betonar behovet av DSF för att anpassa energisystemet (ACER & EEA 2023).

Sveriges strategi för att förbättra DSF, som också till stor del är i linje med Europeiska unionen (EU), uttrycks bäst i Ei:s senaste strategidokument, som beskriver tre ”strategiska områden” för flexibilitet: 1) effektiva och välfungerande elmarknader, 2) ”korrekta prissignaler” som incitament för ”effektiv nätanvändning” och 3) att fostra ”flexibla elkunder” (Energimarknadsinspektionen 2024a). Den här artikeln belyser ett antal problem med denna strategi och understryker viktiga hinder i främjandet av DSF. Artikeln fokuserar på tre centrala problem – konsumenters misslyckande (eller ovilja) att effektivt internalisera prissignaler, brister i utformningen av prissignaler och hur den nuvarande marknadsdesignen leder till att olika prissignaler ”stör” varandra. Därefter diskuteras möjliga förbättringar.

1. Problemen med den nuvarande modellen

För att styra efterfrågan förlitar sig beslutsfattare på pris- och marknadssignaler. Dessa signaler har dubbla funktioner: dels vägleder de konsumenter i

hur de bör bete sig, dels ger de dem incitament att anpassa beteendet. DSF kan vara ”explicit”, där användare får direkta betalningar för att gå med på att få sina konsumtionsmöjligheter begränsade av någon extern marknadsaktör (t ex genom att deras uppvärmningssystem tillfälligt kopplas bort). Det kan också vara ”implicit”, där användare justerar sin konsumtion baserat på elhandelspriset och strukturen på nätverksavgifterna, en möjlighet som har motiverat Ei:s senaste tariffreform (Energimarknadsinspektionen 2024b). Den senare metoden har blivit särskilt populär tack vare dess universalitet (den gäller för alla elanvändare som standard) och det faktum att den kräver minimal marknadsomstrukturering, till skillnad från den explicita varianten som kräver utveckling av nya marknadsaktörer och affärsmodeller.

Gemensamt för både Sverige och EU:s politiska ramverk är nedbrytningen av DSF från ett brett systemproblem till ett problem med individuella konsumentbeteenden. Det innebär att man har mycket stor tilltro till pris- och marknadssignalers möjligheter att förändra detta beteende – ett fenomen som har kallats ”prissignalsparadigmet” (El Gohary 2024). Det är dock tveksamt om detta paradigm lyckas lösa de problem med elnäten som förespråkarna hoppas på.

Sverige har en avreglerad och liberaliserad elmarknad, där elproduktion, distribution, och drift av elnätet är separerade. Som en konsekvens av detta har konsumenter vanligtvis att göra med två marknadsaktörer – en återförsäljare som köper el från marknaden och säljer den vidare till konsumenterna, samt en elnätsägare (*DSO*, från engelskans: *Distribution System Operator*) som ansvarar för att underhålla det lokala nätet och distribuera elen. Konsumenter mottar därför prissignaler från två olika håll.

Återförsäljare köper elektricitet på en öppen marknad och säljer sedan denna till konsumenterna. De kan erbjuda kunderna ett brett utbud av prissättningsmodeller, från statisk volymbaserad prissättning (dvs en viss avgift per kWh) till mer dynamiska timbaserade prissättningsmodeller. Kunderna är fria att välja sin återförsäljare och sina föredragna prismodeller. Å andra sidan fastställer respektive DSO obligatoriska nätavgifter, som till stor del följer riktlinjerna fastställda av Energimarknadsinspektionen (Ei).[1]

Detta sätt att strukturera elmarknaden innebär åtminstone tre väsentliga problem när det gäller att skapa flexibilitet på efterfrågesidan.

Problem 1: Signalinternalisering

En grundläggande begränsning med den existerande regleringsmodellen är att den helt utgår ifrån att elanvändare välinformerat reagerar på prissignaler. Fokus har därför legat på designen av dessa signaler. Användarna möter olika prissignaler och det är deras uppgift att svara på dessa signa-

[1] Större delen av denna artikel fokuserar på hushållskunder, som enligt en rapport från Ei (Energimarknadsinspektionen 2017) står för den största delen av flexibilitetspotentialen och behandlar de prissignaler som är kopplade till kundens nätavgifter. Många av de punkter som tas upp nedan är dock även tillämpliga på andra användare och har även bäring för prissignaler från återförsäljarna av el.

Tabell 1
De tre förutsättningarna, tillsammans med deras beskrivning och operationalisering, enligt El Gohary m fl (2023a)

Förutsättning	Beskrivning	Operationalisering
Signalmottagning	Om respondenterna skulle ”ta emot” eller bli medvetna om en nyligen spridd prissignal – en förändring i deras nuvarande tariff.	Om en respondent hävdar att hen känner till sin DSO och kan korrekt identifiera den från en lista med givna alternativ.
Signalbehandling	Om respondenterna förstår sin tariff och dess egenskaper.	Om en respondent kan korrekt identifiera typen av distributionstariff de har och om den är tidsdifferentierad.
Signalassimilation	Om respondenterna förstår de beteendemässiga implikationerna av en given tariff.	Respondenterna svarar på totalt 16 frågor om olika tariffer och tilldelas poäng på en skala från 0–100. Två tröskelvärden sätts, ett på 50 poäng och ett på 70 poäng.

Källa: El Gohary m fl (2023a).

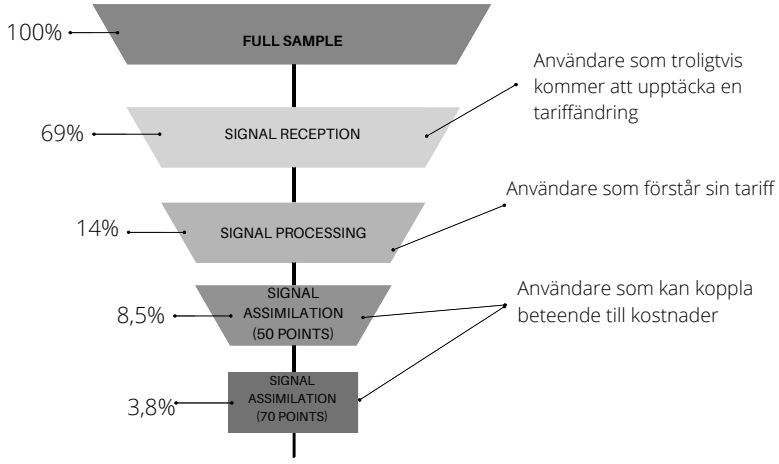
ler och ”tillhandahålla flexibilitet”. Historiskt har det varit ganska vanligt att hänföra brist på flexibilitet till problem med svaga incitament. Den förhärskande tolkningen har varit att de ekonomiska vinsterna av att justera elförbrukningen är för låga för att användare ska vidta de åtgärder som vore önskvärda i ett systemperspektiv. Därför inriktas policyrekommendationer på sätt att stärka sådana incitament, antingen genom en generell ökning av elpriserna eller genom att förstärka prisskillnaderna mellan perioder med hög respektive låg efterfrågan (Faruqui m fl 2017).

Men ny forskning visar att problemet kan vara mer djupt rotat än så. Under begreppet ”att svara på en signal” ryms en komplex kedja av förutsättningar som diskuteras närmare i El Gohary m fl (2023a). När man ser på prissignaler kopplade till tariffer som sätts av en DSO, postulerar studien tre förutsättningar som konsumenter måste uppfylla innan de kan fatta ett informerat beslut om hur de ska svara på signalen. Genom en enkät, som besvarats av ett panelurval på 1 393 respondenter, utvärderar studien i vilken grad konsumenter uppfyller dessa förutsättningar. Resultaten sammanfattas i tabell 1.

En vanlig uppfattning är att bristande respons till olika prissignaler beror på att konsumenter medvetet väljer att inte svara, dvs att konsumenterna har de förutsättningar som krävs för att fatta informerade beslut och väljer att agera utifrån vad de finner vara bäst. Som framgår i figur 1, är det dock bara en liten minoritet av respondenterna som uppfyllde alla tre förutsättningar som krävs för att de ska kunna fatta ett informerat beslut.

Den mest kritiska förutsättning som identifieras i studien är ”signalbehandling”. Endast 14 procent av respondenterna kunde identifiera sin egen tariff från en lista med givna alternativ. Bland dessa, så ”kvalificerar” sig endast 3,8–8,5 procent av urvalet till att kunna anses vara tillräckligt kunniga för att svara på en signal på ett informerat sätt.

Figur 1
Andel av respondenterna som uppfyller förutsättningarna



Källa: El Gohary m fl (2023a).

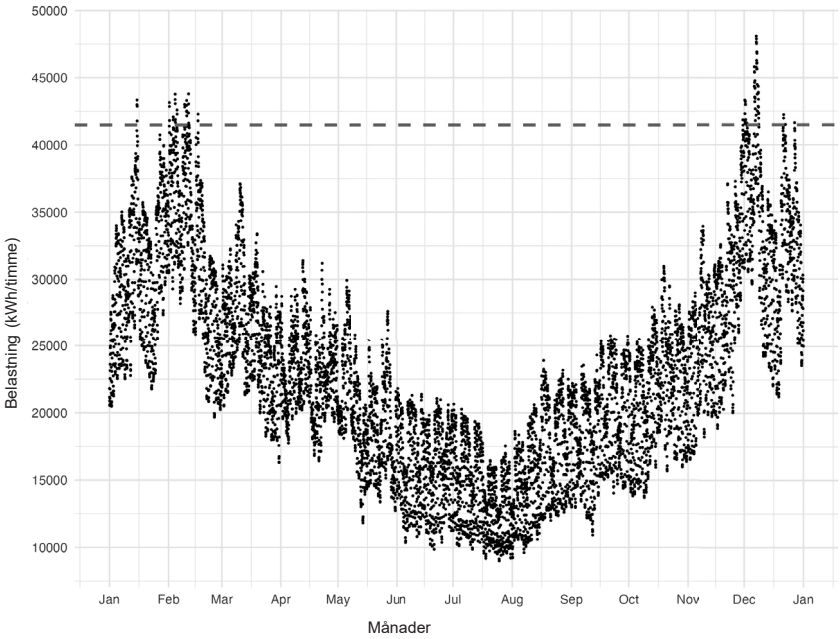
Detta innebär inte att hushåll inte reagerar på priser. Tidigare forskning har visat att priser kan förändra elförbrukningen avsevärt (t ex Reiss och White 2008; Elinder m fl 2017). Dessa fall gäller dock vanligtvis vid volymbaserade avgifter, som är konceptuellt enkla – ett hushåll betalar helt enkelt enligt hur mycket det använder. DSF (efterfrågesidans flexibilitet) förlitar sig i högre grad på komplexa prissättningsmodeller. Tariffer kan vara tidsdifferentierade, med priser som varierar över dygnets timmar och över säsonger, och de kan även baseras på en användares maximala effektförbrukning, alltså inte bara dennes volymförbrukning.

Det är av denna anledning som det är avgörande att ha informerade och kunniga konsumenter för att DSF ska fungera. De ovanstående resultaten tyder på att prissignaler inte internaliseras effektivt av konsumenter vid storskaliga implementeringar. Studien undergräver i praktiken antagandet om välinformerade och prisresponsiva användare och bör få beslutsfattare att ompröva den nuvarande strategin, som huvudsakligen fokuserar på att förbättra kvaliteten på och tillgången till information.

Problem 2: Defekta prissignaler

Ett lika bekymmersamt problem är att de beteenden som uppmuntras av olika prissignaler kan vara både ineffektiva och kontraproduktiva. För att förstå varför detta är fallet måste man granska designen av prissignaler. För att nå syftet med DSF behöver priser och kostnader struktureras på sätt som ger incitament till goda beteenden. Beteenden som avlastar eller gynnar nätet bör belönas, medan beteenden som belastar nätet bör bestraffas. Överraskande nog visar det sig att detta inte nödvändigtvis är fallet.

Inom EU har det funnits ett tryck att omfamna det som kallas ”kapacitetsbaserad prissättning” för nätavgifter, där konsumenter debiteras baserat på kapacitet eller effekt, inte deras volymförbrukning av energi.



Figur 2
Lastkurvan för ett distributionsnät

Anm: Den streckade linjen markerar den översta en procenten av timvis förbrukning som ägde rum under ett år.
Källa: El Gohary m fl (2023b).

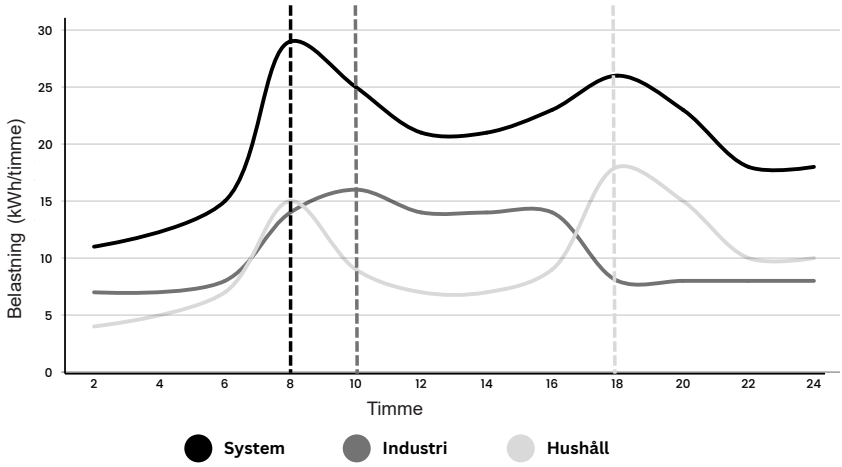
Motiveringen för detta är att den främsta faktorn som påverkar nätets kostnader är den maximala kapacitet det har att tillhandahålla (i kW), inte den totala mängden energi det distribuerar (kWh). En korrekt spegling av dessa kostnader skulle bestraffa konsumtion vid de tider som sammanfaller med ”toppar” som uppstår i hela nätet, vilket visualiseras nedan i figur 2.

I stället använder operatörer i olika länder en form av prissättning som i stället uppmuntrar enskilda användare att minimera sina egna ”toppar”, inte nätets. I Sverige, t ex, har Ei ålagt alla DSO:er att inkludera en efterfrågeavgift i sina tariffer (Energimarknadsinspektionen 2024b), vilken baseras på en användares högsta effektuttag under en viss månad.[2] Bristerna i denna prissättningsform har belysts av El Gohary m fl (2023b), som visar på en felaktig koppling mellan att hantera ett fenomen som i grunden är sällsynt och säsongsbetonat, och en tariff som riktar sig mot konsumenternas dagliga beteendemönster. En andra felaktig koppling gäller tidsluckor mellan de olika topparna som uppstår under en viss dag, vilket visas nedan i figur 3.

Figuren är en anpassning från El Gohary m fl (2023b), avsedd som en pedagogisk illustration av detta fenomen. Den utgår från att det finns distributionsnät som består av två sektorer, ”industri” och ”hushåll”. Figuren visar lastkurvorna för systemet och dess beståndsdelar under den dag då sys-

2 Avgiften kan t ex bero på hur högt effektuttag användaren i genomsnitt haft under de X timmar, under en månad, med högst effektuttag. Där X kan vara en eller flera timmar.

Figur 3
Skildring av designfelet i efterfrågeavgifter



Anm: I detta demonstrativa exempel består systemkurvan (svart) av summan av två sektorer, industri (mörkgrå) och hushåll (ljusgrå), där varje sektor har sina toppar vid olika tidpunkter.
Källa: Baserad på figur 8 i El Gouray m fl (2023b).

temet hade sin högsta efterfrågan under hela året. Systemets topp inträffar kl 08:00 på morgonen, men topparna för de olika sektorerna inträffar vid olika tidpunkter: kl 10:00 för industrin och kl 18:00 för hushållen. Om dessa sektorer tillsammans skulle försöka flytta efterfrågan från sin topp som svar på tarifferna, skulle de i bästa fall inte påverka systemtoppen, och i värsta fall kan de förvärra den om de skjuter sin förbrukning närmare systemtoppen.

Att denna form av prissättning inte är ett effektivt sätt att minska systemkostnader har varit väl förstått av ekonomer i över ett sekel (Neufeld 1987), men detta är en insikt som verkar ha blivit bortglömd eller ignorerad.

Problemet med toppbelastning är inte ett periodiskt problem som inträffar varje dag, utan ett problem som uppstår under en mycket begränsad tidsperiod under några dagar om året, vanligen kalla vinterdagar då uppvärmningsbehovet är mycket stort. En tariff som riktar sig mot dagliga beteendemönster i stället för att fokusera på de dagar eller timmar då nätet är särskilt ansträngt, ger inte en korrekt återspegling av kostnaderna och kommer därför inte att skapa önskvärda incitament.

Problem 3: Signalstörning

Ytterligare en komplikation är det faktum att användare av elektricitet i Sverige, liksom i vissa andra europeiska länder, samtidigt får två olika prissignaler. Detta resultat är en följd av liberaliseringen av energimarknaderna som EU antog vid millennieskiftet, en trend som krävde en uppdelning av elproduktion, leverans och nätunderhåll. I vissa länder får användare en faktura med två olika kostnadskomponenter – leverans och distribution, medan i andra fall, som i Sverige, får användarna två helt separata fakturor. Historiskt sett har detta kanske inte varit ett problem, eftersom prissätt-

ningen var mer statisk, med kostnader som antingen var fasta eller volymbaserade (beroende på energiförbrukningen i kWh). Men med den nuvarande trenden mot mer ”dynamiska” prissättningsmodeller kan prissignaler från dessa olika komponenter störa eller motverka varandra.

För att förstå varför det sker bör man först notera att trenden mot mer dynamisk prissättning i huvudsak innebär att priserna tillåts bli mer variabla för att bättre återspegla systemkostnaderna. Man måste också beakta att de kostnadsfaktorer som en återförsäljare står inför skiljer sig från de som en DSO står inför. En återförsäljares kostnader bestäms i huvudsak av spotpriser på el, som i sin tur beror på marknadens utbud och efterfrågan. Dessa faktorer kan bero på faktorer som hur mycket det blåser eller hur mycket som exporteras till grannländerna. Å andra sidan beror kostnadsfaktorer för en DSO i hög grad på den maximala kapacitet som krävs inom ett lokalt nät och därför på den totala konsumtionen i marknadsjämvikten. En bra indikator på den marginella produktionskostnaden är därför det timbaserade spotpriset, medan en bra indikator på distributionskostnaden skulle vara den totala konsumtionen inom det lokala nätet.

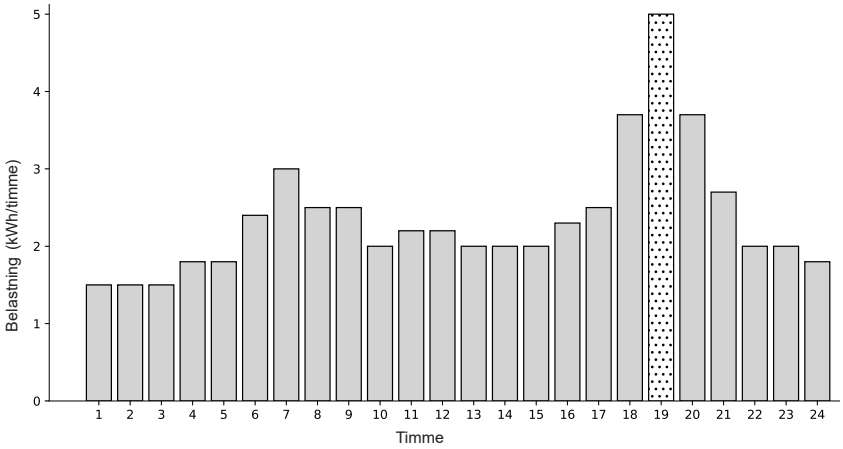
Sverige utgör återigen ett bra exempel på hur problemet med ”dubbel prissignal” kan underminera flexibiliteten. På leveranssidan ser vi att återförsäljare och beslutsfattare allt mer främjar (även om det ännu inte är obligatoriskt) realtidsprissättning (RTP), där elpriserna varierar per timme och i stor utsträckning speglar spotpriserna. På distributionssidan har Ei, som nämnts, krävt att efterfrågeavgifter ska vara en obligatorisk komponent i alla nätavgifter senast 2027.

Betänk nu hur användare i detta exempel som möter båda dessa prissignaler kan förväntas reagera. För att minimera sina kostnader till återförsäljarna måste de övervaka ett timpris på daglig basis och undvika att använda el under timmar med höga priser, genom att flytta aktiviteter som exempelvis tvätt, elbilsladdning och diskning till timmar då priserna är låga. Å andra sidan, för att minimera sina distributionskostnader, måste de minska sina dagliga och månatliga toppar, vilket innebär att de behöver undvika att använda mycket el under kort tid. Denna konflikt kan belysas genom ett tankeexperiment, beskrivet i Stikvoort m fl (2023). Figuren nedan visar vad en välinformerad användare som försöker minska sina distributionskostnader ”ser” när denne funderar på att minska sina kostnader genom att minska eller flytta sin konsumtion från sin högsta topp (visad av den prickade vita stapeln).

Varje timme som denne användare skulle flytta sin elanvändning till en annan skulle minska distributionskostnaderna. Om samme användare också var bunden till ett RTP-kontrakt, skulle det scenario denne behöver beakta i stället ändras till det som visas i figur 5 nedan.

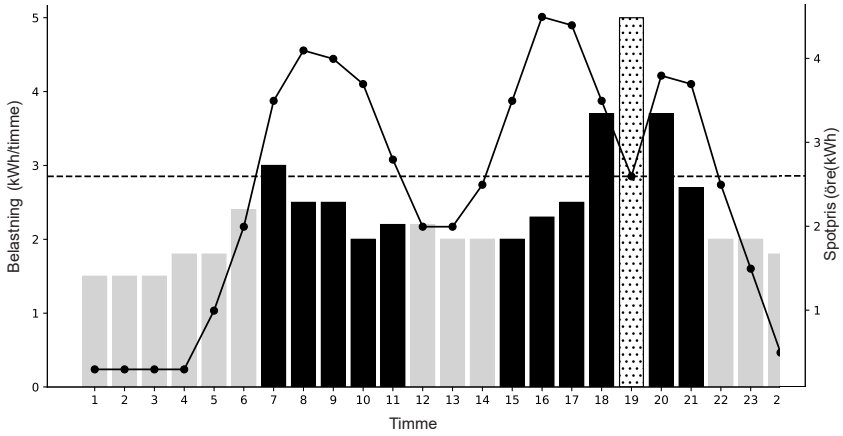
Här markerar de svarta staplarna timmar då ett hushåll, även om det skulle kunna minska sina distributionskostnader, i stället skulle kunna öka sina kostnader på grund av ett högre spotpris. Användare måste alltså på något sätt identifiera de timmar där de kan göra besparingar enligt båda

Figur 4
Hypotetisk lastkurva för ett hushåll som visar dess dagliga topp (prickig vit)



Anm: De grå staplarna representerar timmar då hushållet skulle kunna göra besparingar om det flyttade sin konsumtion bort från toppen.
Källa: Anpassad från Stikvoort m fl (2023).

Figur 5
Hypotetisk lastkurva som visar hur interferensen mellan en effektavgift och ett RTP-kontrakt påverkar



Anm: Ett hushåll måste flytta sin topp (den vita streckade stapeln), men inte till timmar då elspotpriset är högre än det vid topptiden (svarta staplar).
Källa: Anpassad från Stikvoort m fl (2023).

prissignalerna och detta optimeringsproblem ser olika ut varje dag. Även om detta kan verka hypotetiskt och abstrakt, intervjuades i studien (Stikvoort m fl 2023) även personer som faktiskt hade tecknat ett RTP-kontrakt och samtidigt var föremål för effektavgifter (som de inte hade något val i). Känslorna bland de intervjuade sträckte sig från förvirring till ilska. Många kände sig orättvist ”straffade” av effektavgifterna och kände hopplöshet över idén att ”tillhandahålla flexibilitet”.

Att utsätta användare för två olika prissignaler ökar de kognitiva krav som deltagande i DSF innebär. Även om dessa signaler inte störde varandra, skulle konsumenterna i praktiken ha två prismodeller och fakturor att läsa,

förstå och anpassa sitt beteende utifrån. Men sannolikt stör prissignaler ofta varandra, vilket skapar en mycket svår och komplex prissignal för konsumenterna att göra önskvärda beteendeanpassningar utifrån. Eftersom produktions- och distributionskostnaderna på elmarknaden drivs av olika faktorer, och om prissignalerna återspeglar dessa kostnader, kommer de därför att riskera att ge incitament till icke önskvärda beteendeanpassningar.

2. Vägen framåt

De problem som diskuteras ovan har till stor del rört prissignalers funktionalitet och effektivitet som instrument för att främja DSF. De rör därför till stor del vad man skulle kunna beskriva som de operativa aspekterna av prissignalsparadigmet. Inom detta paradigm finns dock ett mer strukturellt problem – ”ansvarsfördelningen” från kapabla marknadsaktörer till slutanvändare, ett problem som diskuterades av El Gohary (2024). Mer specifikt handlar detta om att reducera vad som i grunden är ett omfattande problem på systemnivå till en fråga om individuellt konsumentbeteende och hur detta effektivt flyttar ansvaret för DSF till de minst kapabla aktörerna på marknaden. Det kan verka kontraintuitivt att beskriva konsumenter som de ”minst kapabla aktörerna” på elmarknaden, med tanke på att de som slutanvändare i slutändan skulle vara de som tillhandahåller DSF. Men man måste komma ihåg att under det nuvarande paradigmet är att ”vara flexibel” inte enkelt utan alltså tvärtom en mycket komplex uppgift.

Under det nuvarande paradigmet ses systemoperatörer som ”neutrala marknadsunderlättare” (Nordiska Ministerrådet 2017) med uppdrag att utforma kostnadsreflekterande tariffstrukturer och tillhandahålla den information som konsumenterna behöver för att kunna reagera på prissignaler. Både DSO:er och beslutsfattare sysselsätter sig med frågor som rör hur tariffstrukturer bör utformas och identifiering av de ”bästa” sätten att kommunicera med konsumenterna. Utöver detta ges viss uppmärksamhet åt skapandet av ”flexibilitetsmarknader” (Palm m fl 2023) och nya marknadsaktörer som ”aggregatorer”, som skulle ha i uppdrag att skapa produkter och tjänster som kan säljas till konsumenter.

Ett problem i detta ramverk är vem som har ansvaret för misslyckade DSF-åtgärder. Om konsumenter inte reagerar på prissignaler, anses det vara deras beslut och en olycklig omständighet. Genom att ha tillhandahållit signaler och information har DSO:erna gjort sitt, likaså de andra marknadsaktörerna som erbjudit flexibilitetsprodukter och -tjänster. Beslutsfattarna har också spelat sin roll genom att säkerställa att DSO:erna antar kostnadsreflekterande tariffer och standardiserar den information de måste tillhandahålla sina kunder. Ansvar fördelas således mellan alla aktörer, men ingen av dem bär det yttersta ansvaret för flexibilitetens misslyckande. DSO:er kommer att tvingas välja mellan dyra åtgärder som att expandera nätinfrastrukturen och investera i energilagring, vilket innebär att kostnaderna överförs på konsumenterna, eller att begränsa efterfrågan

genom att inte tillåta nya aktörer att ansluta till nätet, vilket negativt påverkar den ekonomiska tillväxten och den industriella utvecklingen. I slutändan kommer misslyckandet med DSF-åtgärder att leda till högre kostnader och negativa samhälleliga effekter för alla.

Alternativa prisstrategier

Problemet med defekta prissignaler (problem 2) torde vara mest rättframt att lösa. Ett uppenbart alternativ är att använda prissignaler som faktiskt återspeglar kostnader och incitament för beteenden som gynnar systemet. Detta finns redan på återförsäljningssidan i form av RTP-prissättning, även om antalet RTP-kontrakt fortfarande är lågt – 14 procent i Sverige (ACER & CEER 2024). Beslutsfattare skulle kunna överväga att göra denna form av prissättning obligatorisk, ett beslut som skulle kunna innebära politiska risker och offra konsumentval till förmån för kostnadsreflekterande prissättning och bättre flexibilitetsmöjligheter. När det gäller nätavgifter och med tanke på att toppbelastningar i distributionsnätet är temperaturdrivna händelser som är koncentrerade till ett fåtal dagar under året, är *critical-peak-pricing (CPP)* en prissättningsmetod som skulle vara mer lämplig än effektavgifter. CPP baseras på att ha en relativt låg ”normal” elkostnad (Herter 2006), vilken sedan ökar under korta perioder när systemet är under stress (och där konsumenterna meddelas i förväg). Även om denna form av prissättning har sina egna utmaningar (förmågan att förutspå händelser och att hitta lämpliga medier för att informera kunder), återspeglar den noggrant toppbelastningens villkor och ger incitament till önskvärda beteenden (energisänkning under kritiska perioder), som faktiskt gynnar systemet.

Med CPP minskar också risken att störa prissignaler från detaljhandeln, eftersom det skapar incitament till en omfattande reduktion över ett antal timmar eller en hel dag och inte syftar till lastförskjutning. Det är ändå rimligt att hävda att det är orimligt att ha användare som möter två olika prissignaler, även om de inte stör varandra. En lösning på problemet med signalstörningar (problem 3) skulle vara att helt enkelt kombinera kostnaderna för distribution och produktion till ett enda timpris – ett RTP-system som kombinerar både produktionskostnader och distributionskostnader. I stället för att direkt ta ut avgifter från kunderna, skulle DSO:erna i stället kunna ta ut avgifter från elhandelsföretagen, som då enkelt skulle inkludera både produktions- och distributionskostnaderna och justera sina priser därefter.

Denna modell kan därför tillämpas samtidigt som marknadsuppdelningen mellan detaljhandlare och DSO:er bibehålls, även om det skulle innebära att användare i olika nätverk skulle få olika elpriser, vilket skulle kunna skapa egna utmaningar under det nuvarande lagstiftningssystemet och kräva stora förändringar i den europeiska marknadsstrukturen. Faktum är att detta skulle innebära en övergång till nodal prissättning, en form av prissättning som har varit konsekvent motsatt av EU, men av skäl som Eicke

och Schittekatte (2022) har hävdat är oberättigade. Till skillnad från zonal prissättning, Sveriges nuvarande modell där nätet är uppdelat i stora zoner med ett enda detaljistpris per zon, sätter nodal prissättning mer detaljerade priser vid specifika platser eller ”noder” inom nätet, där priset baseras på *lokal* tillgång, efterfrågan och överföringsbegränsningar, vilket gör att det speglar den lokala kostnaden för att leverera el till olika områden. Förutom de generella marknadsfördelarna som nodal prissättning erbjuder, skulle ett enda pris minimera de kognitiva begränsningarna hos användare och skulle kunna kommunicera nätverksförhållanden på alla nivåer.

Explicit flexibilitet genom teknik och reglering

Ingen av de ovanstående lösningarna adresserar dock problemet med konsumenternas dåliga förutsättningar att fatta välinformerade beslut (problem 1), vilket troligen är ett mycket svårare problem att övervinna. Sofistikerade prissignaler i en välstrukturerad elmarknad har liten nytta för DSF om konsumenterna inte reagerar på dem. Vesterberg (2022) har visat att den generella priselasticiteten för elförbrukning bland svenska hushåll är ganska låg, samtidigt som tariffstrukturerna blir mer komplicerade och kräver allt mer informerade och nyanserade reaktioner. Beslutsfattare är fortfarande fokuserade på att ge konsumenterna bättre incitament, förbättra kvaliteten på den information de får och hjälpa dem att fatta bättre beslut. Det finns dock ingen motåtgärd vid ett scenario där användare helt enkelt inte är intresserade av att bli hushållens energiexperter. Även om det inte finns något fundamentalt fel med idén att göra det lättare för konsumenterna att förstå sina tariffer och elräkningar, är det värt att fundera på om man kan utforma DSF-åtgärder som inte helt och hållet är beroende av att ha informerade och priskänsliga användare.

Med tanke på att förmågan att tillhandahålla flexibilitet är begränsad till ett fåtal aktiviteter eller apparater och att tillämpningen av aktiviteter och apparater kan bestämmas av varje konsument med information som är lätt tillgänglig för nätoperatörer (som säkringsstorlek, bostadstyp etc), kan uppgiften att matcha en användare med ett idealiskt slutbeteende visa sig vara mycket mer okomplicerad än man kanske föreställer sig. Om beslutsfattare framgångsrikt kan identifiera lämpliga slutbeteenden för sina konsumenter, kan de utforma interventioner som direkt riktar sig till och ger incitament till dessa slutbeteenden, i stället för att förlita sig på en omständlig process där konsumenterna först måste internalisera och assimilera prissignaler för att sedan själva identifiera dessa slutbeteenden.

Uppmärksamhet kan i stället riktas mot det som kallas ”explicit flexibilitet”, där konsumenter erbjuds specifika och skräddarsydda erbjudanden som försöker framkalla vissa handlingar eller beteenden i utbyte mot en tydlig och förutbestämd finansiell fördel. En elbilägare kan t ex erbjudas automatiserade lösningar för smart laddning. Beslutsfattare behöver inte vara begränsade till finansiella och marknadsbaserade instrument, utan kan också överväga åtgärder som spänner från att ”knuffa” (*nudges*) konsumen-

ter till att köra sina diskmaskiner på natten, till lagstiftningsåtgärder som tvingar fram (och höjer) minimikrav för energieffektivitet för belysning. Även om ett skifte till explicit flexibilitet inte helt och hållet skulle avstå från att ”utbilda” konsumenter, undviker det behovet av att de internaliserar prissignaler och automatiskt optimerar konsumtionen. Detta garanterar dock inte att konsumenter inte är lika okänsliga till erbjudanden om ”explicit flexibilitet” som de är inför detaljerna i nätavgifterna.

En lämplig sista utväg skulle kunna vara att tilldela ansvar och ansvarsskyldighet för DSF till andra kapabla aktörer och undersöka hur DSF-åtgärder kan göras obligatoriska utan att väcka konsumenternas vrede. Kommuner kan tvinga alla offentligt ägda byggnader att ha sina uppvärmningssystem anslutna till en aggregator som kan styra dessa system under perioder av extrem stress (inom en rimlig och förutbestämd bandbredd). Lagstiftning kan kräva att alla laddstationer för elbilar är ”smarta”, med en standardinställning som optimerar laddningshastigheter enligt nätbelastningen. En kommando- och kontrollansats skulle säkerligen medföra sina egna utmaningar och svårigheter. De ovanstående förslagen är inte färdiga eller fullständiga, utan idéer som behöver utvecklas och diskuteras.

DSF är avsett att spela en viktig roll i att påskynda energiomställningen och vi har diskuterat ett antal kritiska begränsningar i utformningen och tillämpningen av dess kärnmekanism – prissignalen. Dålig signaldesign, en problematisk marknadsstruktur och slutanvändare som inte tar till sig prissignaler utgör alla viktiga hinder för den nuvarande visionen för DSF. För att lyckas bättre med att skapa systemflexibilitet bör mer kostnadsreflekterande prissättningsstrategier användas samtidigt som även icke-marknadsbaserade metoder bör övervägas som komplement.

REFERENSER

ACER & CEER (2024), *Active Consumer Participation is Key to Driving the Energy Transition – How Can It Happen?*, 2024 Market Monitoring Report.

ACER & EEA (2023), *Flexibility Solutions to Support a Decarbonised and Secure EU Electricity System*, EEA/ACER Report 09/2023.

BloombergNEF (2024), ”Global Net Zero Will Require $21 Trillion Investment in Power Grids”, https://about.bnef.com/blog/global-net-zero-will-require-21-trillion-investment-in-power-grids/.

DNV (2022), *Demand-side Flexibility: Quantification of Benefits in the EU*, DNV Report.

Dreyer, C (2024), ”The Cost of Inaction”, https://www.climatepolicyinitiative.org/the-cost-of-inaction/.

Eicke, A och T Schittekatte (2022), ”Fighting the Wrong Battle? A Critical Assessment of Arguments against Nodal Electricity Prices in the European Debate”, *Energy Policy*, vol 170, https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113220.

El Gohary, F E (2024), ”The Price Signal Paradigm – On the Evolution and Limitations of Demand-side Flexibility in the EU”, *Energy Policy*, vol 192, 114239.

El Gohary, F E, M Nordin, P Juslin och C Bartusch (2023a), ”Getting the Signal – Do Electricity Users Meet the Preconditions for Making Informed Decisions on Demand Response?”, *Energy Research & Social Science*, vol 100, 103119.

El Gohary, F E, B Stikvoort och C Bartusch (2023b), ”Evaluating Demand Charges as Instruments for Managing Peak-demand”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol 188, 113876.

Elinder, M, S Escobar och I Petré (2017), ”Consequences of a Price Incentive on Free Riding and Electric Energy Consumption”, *Proceedings of the National Academy of Sciences*, vol 114, s 3091–3096.

Energimarknadsinspektionen (2017), *Measures to Increase Demand Side Flexibility in Swedish Electricity System*, Energimarknadsinspektionen Eskilstuna.

Energimarknadsinspektionen (2024a), *Ei:s strategi för flexibilitet i elsystemet*, Energimarknadsinspektionen, Eskilstuna.

Energimarknadsinspektionen (2024b), *Vägledning för utformning av nättariffer enligt EIFS 2022:1*, Energimarknadsinspektionen, Eskilstuna.

Faruqui, A, S Sergici och C Warner (2017), ”Arcturus 2.0: A Meta-analysis of Time-varying Rates for Electricity”, *The Electricity Journal*, vol 30, nr 10, s 64–72.

Herter, K (2006), ”Residential Implementation of Critical-peak Pricing of Electricity”, *Energy Policy*, vol 35, s 2121–2130.

Holmberg, P, E Lundin och T Tangerås (2022), ”En effektiv elförsörjning på kort och lång sikt”, *Ekonomisk Debatt*, vol 50, nr 3, s 73–78.

Holmberg, P och T Tangerås (2023), ”The Swedish Electricity Market – Today and in the Future”, *Sveriges Riksbank Economic Review*, vol 1, s 5–36.

IEA (2023), *Electricity Grids and Secure Energy Transitions*, IEA, Paris.

Neufeld, J L (1987), ”Price Discrimination and the Adoption of the Electricity Demand Charge”, *The Journal of Economic History*, vol 47, nr 3, s 693–709.

Nordiska ministerrådet (2017), *Demand Side Flexibility in the Nordic Electricity Market: From a Distribution System Operator Perspective* (TemaNord 2017:564), www.nordicenergy.org/wp-content/uploads/2017/12/Demand-side-flexability_-DSO-perspective.pdf.

Palm, J, A Kojonsaari, I Öhrlund, N Fowler och C Bartusch (2023), ”Drivers and Barriers to Participation in Sweden’s Local Flexibility Markets for Electricity”, *Utilities Policy*, vol 82, 101580.

Reiss, P C och M W White (2008), ”What Changes Energy Consumption? Prices and Public Pressures”, *The RAND Journal of Economics*, vol 39, s 636–663.

Stikvoort, B, F E El Gohary, A Nilsson och C Bartusch (2023), ”Serving Two Masters – How Dual Price Signals Can Undermine Demand Flexibility”, *Energy Policy*, vol 185, 113918.

Swedac (2024), ”Åtgärdsförslag för ett flexibelt elsystem överlämnade till regeringen”, Swedac, Borås, https://www.swedac.se/nyheter/atgardsforslag-for-ett-flexibelt-elsystem-overlamnade-till-regeringen/.

Temple, J (2018), ”The $2.5 Trillion Reason We Can’t Rely on Batteries to Clean up the Grid”, MIT Technology Review, 27 juli 2018, https://www.technologyreview.com/2018/07/27/141282/the-25-trillion-reason-we-cant-rely-on-batteries-to-clean-up-the-grid/.

Vesterberg, M (2022), ”The Long-run Price Elasticity of Residential Electricity Demand in Sweden”, *SSRN Electronic Journal*, https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4028707.