

Energimyndighetens titel på projektet – svenska Digital plattform för handel och styrning av energi Bilaga 5: Delrapport Affärsmodeller	
Energimyndighetens titel på projektet – engelska Digital platform for energy trade and consumer flexibility Appendix 5: Interim Report Business Models	
Universitet/högskola/företag Kraftingen Energi AB (publ)	Avdelning/institution [Klicka här och skriv]
Adress Box 25, 221 00 LUND	
Namn på projektledare Philip Svensson	
Namn på ev övriga projektdeltagare Annika Erlandsson, David Edsbäcker, Jonas Ternström, David Nilsson, Axel Johansson, Mattias Fägersjö, Ali Moallemi.	
Nyckelord: 5-7 st Användarflexibilitet, optimering, digital plattform, systemnytta, handel, styrning, sektorskoppling.	

Förord

Det här projektet har genomförts av projektgruppen: David Edsbäcker, Philip Svensson och Annika Erlandsson från Kraftingen Energi AB, Mattias Fägersjö och Jonas Ternström från Region Skåne, Ali Moallemi från Energy Opticon AB, Axel Johansson från Lunds universitet, Jonas Dahl från RISE och Heidi Olsson från Sustainable Business Hub.

Projektet har finansierats av Energimyndigheten inom programmet "Digitalisering möjliggör energi- och klimatomställningen" samt av Region Skåne, Kraftingen Energi, Energy Opticon och Sustainable Business Hub.

Kopplat till projektet har det funnits en styrgrupp med följande deltagare: Tony Carlin och David Nilsson från Region Skåne, Karin Waldén, Fredrik Fackler och Malin Friis från Kraftingen Energi, Moa Dahlman Truesdale från Energy Opticon, Marcus Thern från Lunds universitet och Håkan Rosqvist från Sustainable Business Hub.

Projektgruppen har även haft ett stort stöd från referensgruppen med deltagare från Akademiska Hus, BRF Tingvallen, Eslövsbostäder AB, Genova, LKF, Lundafastigheter, Tetra Pak, Alfa Laval och Wihlborgs.

Innehållsförteckning

1 Sammanfattning	2
2 Summary	3
3 Inledning	3
3.1 Om projektet	4
3.2 Arbetspaket 3: Utveckling av affärsmodeller	4
3.3 Testobjekten	5
3.4 Nuvarande affärsmodeller	5
3.4.1 Fjärrvärme	5
3.4.2 Fjärrkyla	6
3.4.3 Överskottsvärme	7
3.4.4 Elnät	7
4 Genomförande och resultat AP3: Utveckling av affärsmodeller	7
4.1 Bakgrund	7
4.2 Metod	8
4.3 Värmeflex	8
4.4 Energiflex	11
4.5 Elflex	16
5 Diskussion	17
5.1 Paketeringar	17
5.2 Obalanser	18
5.3 Intradagsmarknad	19

1 Sammanfattning

I projektet e-Flex har en digital plattform för handel och styrning av energi utvecklats.

Målsättningen med projektet har varit att skapa ett flexiblere energisystem genom en ökad samverkan mellan energibolag och fastighetsägare.

För att frigöra den flexibilitet som finns på efterfrågesidan krävs affärsmodeller som skapar incitament för fastighetsägarna att agera så att de överliggande energisystemen optimeras. Detta oavsett om målet är att optimera ur ett rent ekonomiskt perspektiv eller ur ett miljömässigt perspektiv.

Affärsmodeller för respektive av plattformens funktionaliteter Värmeflex, Energiflex och Elflex har skapats.

Funktionaliteten Värmeflex syftar till att optimera fjärrvärmesystemet genom att använda den termiska trögheten som finns i fastigheter. Utgångspunkten för affärsmodellen är att vinst/besparing uppstår i det överliggande energisystemet och att denna vinst/besparing ska delas mellan energibolag och fastighetsägare som ställer upp med flexibilitet.

För funktionaliteten Energiflex är affärsmodellens syfte att säkerställa att rätt energislag används vid rätt tillfälle. Det har gjorts genom att dynamiska priser på timnivå, baserade på marginalproduktionskostnaden för respektive energislag, har tagits fram och legat till grund för styrningen.

Affärsmodellen för funktionaliteten Elflex ska ge elnätskunder incitament att reducera sitt effektuttag under de tillfällen då effektuttaget i nätet ligger på en kritisk nivå.

Samtliga affärsmodeller har levererat önskat resultat i form av kostnadsbesparingar för både fastighetsägare och energibolag.

2 Summary

In the e-Flex project, a digital platform for energy trading and management has been developed. The objective of the project has been to create a more flexible energy system through increased collaboration between energy companies and property owners.

To unlock the flexibility available on the demand side, business models are required that create incentives for property owners to act in a way that optimizes the energy systems. This applies whether the goal is to optimize from a purely economic perspective or from an environmental perspective.

Business models for each of the platform's functionalities—Heatflex, Energyflex, and Powerflex—have been created.

The functionality of Heatflex aims to optimize the district heating system by utilizing the thermal inertia present in buildings. The starting point for the business model is that profit/savings occur in the overarching energy system, and this profit/savings should be shared between energy companies and property owners who provide flexibility.

For the functionality of Energyflex, the purpose of the business model is to ensure that the right energy type is used at the right time. This has been achieved by developing dynamic prices on an hourly basis, based on the marginal production cost of each energy type, which has served as the basis for management.

The business model for the Powerflex functionality aims to provide customers within the power grid with incentives to reduce their power consumption during times when the demand in the network is at a critical level.

All business models have delivered the desired result in the form of cost savings for both property owners and energy company.

3 Inledning

I e-Flexprojektet har en digital plattform skapats för att möjliggöra en optimerad drift av ett antal testobjekt, ur ett systemperspektiv. Projektet syftar till att

adressera utmaningar inom energisystemet genom att erbjuda flexibla lösningar som kan bidra till minskad energikostnad, minskad primärenergianvändning och lägre koldioxidutsläpp. Projektet finansieras av Energimyndigheten och ingående partners och har pågått 2020–2024.

3.1 Om projektet

Målsättningen med projektet är att skapa ett flexiblere energisystem genom en ökad samverkan mellan energibolag och fastighetsägare. Många fastighetsägare sitter på en outnyttjad resurs i form av flexibilitet, som kan komma till nytta i de överliggande energisystemen genom att fastighetsägare kan vara flexibla med *när* de använder sin energi, samt i vissa fall *vilken* energibärare de använder.

Vinsten för energibolaget är att energisystemen avlastas vid tidpunkter då efterfrågan är hög. Det ger ett mer klimatsmart och robust energisystem. Fastighetsägarna å sin sida får en ökad möjlighet att samoptimera sin värme-, kyla- och elanvändning och kan minska sina energikostnader. Styrning av energianläggningar innebär också att de kan minska sin klimatpåverkan och stärka sin hållbarhetsprofil.

Under projektperioden utvecklas och testas plattformen på ett antal fastigheter på Lunds sjukhusområde, för att utveckla ett replikerbart digitalt verktyg för handel av energi som kan kommersialiseras och spridas.

En fysisk replikerbarhetsstudie har också genomförts hos Eslövs Bostads AB.

3.2 Arbetspaket 3: Utveckling av affärsmodeller

Även om e-Flexplattformen ger möjlighet att styra och optimera både på miljövärden och ekonomi har det perspektivet för arbetet med affärsmodeller varit ekonomiskt.

Historiskt har relation och affärsmodell mellan energibolag och kund varit tämligen enkelriktade och avsett ett förhållande där energibolaget levererar en nytta i form av energi och kunden betalar för denna leverans enligt ett avtalat upplägg – Energibolaget levererar ett värde och kunden betalar en rimlig och avtalad ersättning för detta värde.

För att realisera den potentiella nyttan som, ur ett systemperspektiv, finns på kundsidan i form av flexibilitet, behöver vi skapa affärsmodeller som ger incitament för kunderna att ändra sitt beteende, så att största möjliga nytta uppstår. Affärsmodellerna behöver dessutom säkerställa att den ekonomiska nyttan som uppstår, på ett rättvist, transparent och proportionerligt sätt, fördelas mellan parterna. Det här innebär att monetära strömningar i vissa fall behöver gå i motsatt riktning jämfört med vad vi är vana vid.

I projektet har den utvecklade plattformen och dess funktionalitet testats, i en pilot, på fem olika testobjekt som alla har olika förutsättningar och skapar nytta på olika sätt. En övergripande affärsmodell, för hela systemet, har inte kunnat skapas, utan olika affärsmodeller, beroende på hur och var värde skapas har testats.

3.3 Testobjekten

Testobjekt 1: Möjlighet att styra ner el-effekt med 20 kW under fyra timmar. Reellt behov av reduktion har sällan eller aldrig funnits under piloten, men teoretiskt uppstår nytta hos elnätsbolaget vid effektbrist i elnätet.

Testobjekt 2: Möjlighet att byta energibärare för processkyla mellan lokalt producerad kyla och fjärrkyla, vilket innebär att växla mellan ca 30 kW el och ca 90 kW fjärrkyla. Nyta uppstår för fastighetsägaren genom kostnads- eller miljöoptimering. På energisystemnivå uppstår nytta genom att rätt energibärare används vid rätt tillfälle. Även potentiell nytta hos elnätsbolag vid effektbrist i elnätet.

Testobjekt 3: Möjlighet att byta energibärare genom att växla mellan intern värmepump eller att använda fjärrkyla och -värme. Nyta uppstår för fastighetsägaren genom kostnads- eller miljöoptimering. På energisystemnivå uppstår nytta genom att rätt energibärare används vid rätt tillfälle. Även potentiell nytta hos elnätsbolag vid effektbrist i elnätet.

Testobjekt 4: Möjlighet att genom att använda sig av fastighetens termiska tröghet vara flexibel i tid med uttag av fjärrvärmelast. Nyta uppstår i överliggande energisystem genom produktionsoptimering.

Testobjekt 5: Möjlighet att byta energibärare genom att växla mellan intern värmepump eller att använda fjärrvärme. Nyta uppstår för fastighetsägaren genom kostnads- eller miljöoptimering. På energisystemnivå uppstår nytta genom att rätt energibärare används vid rätt tillfälle. Även potentiell nytta hos elnätsbolag vid effektbrist i elnätet.

3.4 Nuvarande affärsmodeller

3.4.1 Fjärrvärme

Idag tillämpar Kraftringen, liksom många andra energibolag, en säsongsbaserad prismodell bestående av tre priskomponenter; energipris, flödesavgift och effektagift.

Dagens affärsmodell ger egentligen inte kunderna några som helst incitament att vara smarta och flexibla med sin användning utöver det alltid närvarande faktumet att man kan sänka sina kostnader genom att göra energieffektiviserande åtgärder.

3.4.1.1 Energipris

Energipriset, [SEK/MWh], är indelat i fyra olika taxor beroende på säsong. Sommarsäsongen har det lägsta energipriset till följd av en god tillgänglighet av billig överskottsvärme. Vår och höst kännetecknas av ett något stigande energipris till följd av en dyrare produktionsmix. Högst fjärrvärmepris och tillika produktionskostnad har vi under vintersäsongen. På årsbasis motsvarar energikostnaden ca 65% av de totala fjärrvärmekostnaderna.

3.4.1.2 Flödesavgift

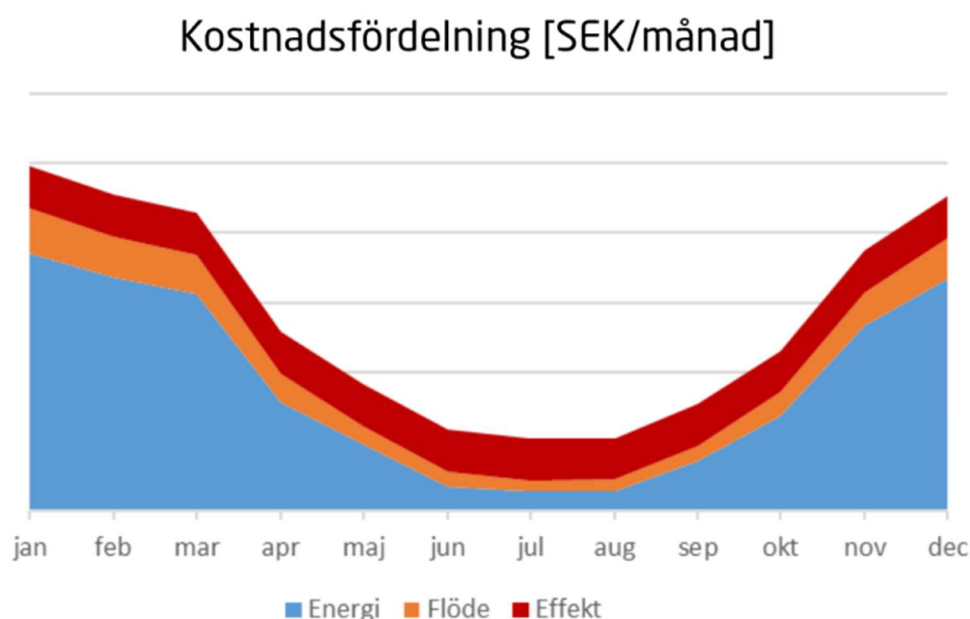
Flödesavgiften, [SEK/m³], beräknas genom att mäta hur mycket fjärrvärmevatten som passerar genom fjärrvärmeväxlaren. En korrigering görs beroende på vilken framledningstemperatur fastigheten får levererat till sig. Motsvarar ca 14 % av de totala årliga fjärrvärmekostnaderna.

3.4.1.3 Effektagift

Effektagiften, [SEK/MW], baseras på genomsnittseffekten under jan-feb. Normalårs-korrigeras, d v s effekten av onormalt kalla/varma vintrar reduceras. Effektagiften fördelas jämnt över 12 månader. Motsvarar ca 21% av de totala årliga fjärrvärmekostnaderna.

Nuvarande modell ger endast kunderna incitament att jobba med sitt effektuttag under de prissättande månaderna januari och februari.

I *Figur 1* presenteras kostnadsfördelningen för respektive energipriskomponent för en typ-kund under ett normalår.



Figur 1. Kostnadsfördelning fjärrvärmesaxa

3.4.2 Fjärrkyla

Den nuvarande prismodellen för fjärrkyla utgörs av en energidel med en differentierad taxa mellan sommartid och vintertid. Fjärrkyla-priset är ca 8% högre sommartid än vintertid. Kopplingen till marginalproduktionskostnad är relativt svag. För att i större utsträckning spegla marginalproduktionskostnaden behövs en mer markant differentiering mellan sommar respektive vintertaxa.

3.4.3 Överskottsvärme

Då Regionfastigheter idag inte är någon prosument finns ingen framtagna prismodell.

3.4.4 Elnät

En del av Regionfastigheters anläggningar är samlade under ett högspänningsabonnemang och en annan del under ett lågspänningsabonnemang. Dessa abonnemangsformer har olika priser men prisstrukturen är likartad. Priset består av fast avgift (kr/månad), överföringsavgift (öre/kWh) och effektagift (kr/kW). För den fasta avgiften och överföringsavgiften är det endast prisnivån som skiljer mellan hög- och lågspänning. Effektagift för lågspänning debiteras utifrån det högsta uppmätta timmedelvärdet för effekten för varje månad.

För högspänning debiteras effekt med en abonnemangsavgift och en effektagift. Abonnemangsavgift erläggs för en i förväg fastställd abonnerad effekt. Om uttagen effekt överstiger denna debiteras även en överruttagsavgift för den överskjutande delen. Effektagift erläggs för medelvärdet av de två högsta månadsvärdena för uttagen effekt under vardagar kl. 06-22, januari-mars och november-december. Om detta medelvärde överstiger abonnerad effekt debiteras även en överruttagsavgift.

4 Genomförande och resultat AP3: Utveckling av affärsmodeller

4.1 Bakgrund

Sveriges energisystem, och kanske framförallt elsystem, genomgår en omställning, där det dels sker en allmän elektrifiering av samhället, dels ökar andelen väderberoende produktion från exempelvis sol och vind. Detta leder till att utsattheten för tillfälliga effektoppar och prisfluktuationer ökar. Denna utsatthet kan dock reduceras genom att utnyttja de flexibla resurser som finns på efterfrågesidan i energisystemen.

De flexibla resurser som utnyttjats och testats i projektet kan huvudsakligen delas upp i två kategorier:

1. Resurser som, inom ett och samma energislag, kan vara flexibla i tid med sin last (funktionaliteterna Värmeflex och Elflex).
2. Resurser som har möjlighet att vara flexibla mellan olika energislag (funktionaliteten Energiflex).

För att frigöra den flexibilitet som finns på efterfrågesidan **krävs affärsmodeller som skapar incitament för kunderna att agera så att de överliggande energisystemen optimeras**. Detta oavsett om målet är att optimera ur ett rent ekonomiskt perspektiv eller ur ett miljömässigt perspektiv.

4.2 Metod

Som redan nämnts har det huvudsakliga perspektivet i arbetet med affärsmodeller varit ekonomiskt.

Arbetet med utveckling av affärsmodeller har genomförts i samarbete mellan samtliga projektmedlemmar. Dessutom har, under arbetets gång, resultat presenterats och synpunkter inhämtats, från både referensgrupp bestående av Krafringens största kunder och fokusgrupp bestående av andra energibolag.

Tidigt under arbetet användes det välkända verktyget Business Model Canvas och det blev genast uppenbart att en övergripande affärsmodell för hela systemet inte var möjlig. Det gick helt enkelt inte att formulera ett universellt värdeerbjudande som täckte, dels de olika förutsättningarna som finns hos olika typer av fastighetsägare, eller dels de olika möjligheter som plattformen skapar. Värde skapas helt enkelt på helt olika sätt beroende på vilken funktionalitet i plattformen som nyttjas. Istället blev målet att **ta fram affärsmodeller baserat på de huvudsakliga funktionaliteter som plattformen levererar och de värden dessa funktionaliteter genererar.**

Funktionaliteterna benämns fortsättningsvis:

1. **Värmeflex** innebär att plattformen styr *när i tid* fastigheter använder fjärrvärme.
2. **Energiflex** innebär att plattformen styr *vilket energislag* som används för uppvärmning och/eller nedkylning av fastigheter
3. **Elflex** innebär att plattformen kan *styra ned eleffekt* när behov finns i elnätet.

4.3 Värmeflex

Principiellt är funktionaliteten användbar oavsett om en fastighet värms upp av egen värmepump eller är ansluten till ett fjärrvärmenät. Vid optimering av lokal värmepumpsdrift skulle man dock snarare kalla det spotprisoptimering och energisystemperspektiv saknas.

I projektet har funktionaliteten testats på fjärrvärmeanslutna fastigheter (TO4 och den fysiska replikerbarhetsstudien på Eslövs Bostads AB) och syftet har inte varit att kostnadsoptimera varje fastighets drift, utan att genom att styra fastigheternas effektuttag i tid skapa produktionsoptimeringar i det överliggande fjärrvärmesystemet. Därav förs följande resonemang ur ett fjärrvärmeperspektiv.

För att systemet (Optima 3) som optimerar produktion och distribution inom det fjärrvärmenät (EVITA) Krafringen tillhör ska veta, dels hur lastprognosen ser ut för de uppkopplade fastigheterna, dels hur mycket tillgänglig flexibilitet som finns timme-för-timme nästkommande dygn, behöver det smarta styrsystemet NODA installeras ute i fastigheterna. NODA tillhandahåller nämligen dessa prognoser på fastighetsnivå till e-Flexplattformen som i sin tur levererar värdena på aggregerad nivå till Optima 3. Installationskostnaden för NODA-systemet har tagits av fastighetsägarna. För att nytta ska uppstå för fastighetsägarna behövs alltså en

affärsmodell som täcker den initiala investeringskostnaden och samtidigt ryms i den optimeringsbesparing som görs på produktionssidan.

Syftet med funktionaliteten Värmeflex är, som nämnts, att fastigheter ska flytta sitt effektuttag i tid. Genom att göra det kan det överliggande energisystemet optimeras ur ett kostnads- eller resurseffektivitetsperspektiv. Denna optimering görs över en viss optimeringshorisont, i projektet 24h rullande. Notera att det alltså inte handlar om att optimera det överliggande energisystemet ur ett kostnadsperspektiv timme-för-timme, utan att totaloptimera systemet över en viss tidsperiod. För att det här ska fungera behöver prognoser på lastbehov och tillgänglig flexibilitet på kundsidan, via plattformen, matas in i, och tas hänsyn till, i den övergripande optimeringen av fjärrvärmesystemet.

Ur ett affärsmodellsperspektiv skapas nytta/värdet i det överliggande energisystemet och det är fastighetsägarna som tillhandahåller resursen. För att ge efterfrågesidan incitament att agera på ett sätt som faktiskt genererar värde i det överliggande systemet behöver en fördelning av nytta ske ”nedåt” i systemet. Det är alltså, tvärt emot vad vi är vana vid, kunden som ska ersättas av energibolaget för den nytta man levererar. Denna ersättning kan ske genom olika affärsupplägg/modeller med olika för- och nackdelar.

Den ursprungliga hypotesen var att en automatisk vinstdelning skulle kunna ske. Detta genom att tillhandahålla rörliga priser på timnivå, som var baserade på marginalproduktionskostnaden i produktionsledet. När fastigheterna optimerades utifrån dessa skulle även systemet optimeras och en automatisk vinstdelning uppstå. Fastighetsägarna gavs helt enkelt möjlighet att flytta sin last till timmar med lägre priser till förmån för timmar med högre priser, samtidigt som energibolaget då kunde flytta produktion till timmar med en lägre kostnad.

Att optimera fastigheterna ur ett individuellt kostnadsperspektiv timme-för-timme visade sig dock ibland kunna leda till suboptimering på systemnivå. Flyttar man större laster samtidigt med väldigt kortsiktigt optimeringsperspektiv, i det här fallet en timme, är det inte säkert att man, ur ett längre tidsperspektiv, har fått till den mest optimala körstrategin på systemnivå.

Ur ett transparens- och förutsägbarhetsperspektiv är det dessutom viktigt, vid den här typen av optimering, att signalerna som fastigheterna styrs på också är de som faktureras sedan baseras på. Utöver att det ibland skapades suboptimering på systemnivå, vid individuell optimering på fastighetsnivå, visade det sig dessutom att det inte blev rättvist att fakturera på priser som var baserade på marginalproduktionskostnad. Fastigheter som ställer upp och är flexibla med sitt energiuttag är ju inte förbrukare på marginalen – referensbeteende är att använda fjärrvärme.

Den ursprungliga hypotesen om automatisk vinstdelning vid individuell styrning mot marginalproduktionskostnad fick helt enkelt förkastas. För att skapa maximal nytta kunde inte respektive fastighet optimeras över en väldigt kort tidshorisont. Fastigheternas tillgängliga flexibilitet behövde tillgängliggöras som en resurs vid

optimeringen av det överliggande systemet där optimeringshorisonten är betydligt längre.

Efter förkastande av ursprunglig hypotes nåddes insikten att **utgångspunkten för affärsmodell kopplat till Värmeflex bör vara att vinst/besparing uppstår i det överliggande energisystemet och att denna vinst/besparing behöver delas mellan energibolag och fastighetsägare**. Ur projektets perspektiv finns det två möjliga sätt att göra detta. Det ena sättet är att i efterhand räkna ut vilka värden som har uppstått och, enligt ett i förväg avtalat upplägg, dela dessa mellan sig. Hur man delar dessa kan bero på olika saker som tex vem som har tagit investeringskostnader av nödvändiga installationer osv, men för att kunna göra det behöver man dels kunna härleda kostnadsbesparingar i produktionsledet till styrningen av efterfrågesidan, dels kunna härleda varje fastighets del av de uppkomna besparingarna. Även om det hade varit teoretiskt genomförbart går det att ifrågasätta huruvida det vore rimligt. Administrationen hade ökat väsentligt och dessutom hade ett enormt förtroende för energibolagen fordrats av fastighetsägarna då det endast är energibolag som har tillräcklig insyn för att kunna göra den här typen av beräkningar. Trots sina begränsningar skulle en fördel med sådan affärsmodell vara att ingen part tog någon risk; Uppstår ingen vinst/besparing sker heller ingen överföring av medel.

Affärsmodellen som projektet landat i kopplat till Värmeflexibilitet är istället en, i förväg och gemensamt, avtalad rabatt på effektaavgiften. Det går inte nog att understryka vikten av att potentialberäkningarna som avtalet grundar sig på sker gemensamt. Transparens och förtroende är fundamentala förutsättningar för den här typen av samarbeten mellan utbuds- och efterfrågesidan.

Att rabatten är kopplad till effektaavgiften är naturligt då det handlar om att flytta fastigheternas effekttuttag i tid för att få till en totaloptimering av det överliggande energisystemet. Fördelen med det här upplägget är att det är transparent och i förväg ömsesidigt överenskommet. En nackdel som projektet ser med en sådan affärsmodell är att när rabatten väl är avtalad finns inga ytterligare incitament för fastighetsägaren att utöka sin flexibilitet. För att råda bot på detta bör rabattens storlek vara kopplad till hur stor flexibilitet som erbjuds enligt en trappa. Hur stor flexibilitet som erbjuds beror, till syvende och sist, på vilken komfortavvikelse man är beredd att acceptera i en fastighet. Låt säga att målkomfortnivån är en inomhustemperatur på 21°C. Då skulle en rabattrappa kunna se ut som att för varje +/-0,5°C man får avvika från målkomfortnivån ges X% rabatt på effektaavgiften, se *Tabell 1*. Värt att notera här är att storleken på X behöver vara olika för olika fastigheter. Den beror nämligen på fastighetens värmelagringsförmåga. Ju större förmåga desto större rabatt bör vara möjlig.

Tempavvikelse	Tempspann	Rabatt
0,5°C	20,5–21,5°C	X%
1,0°C	20–21°C	2X%
1,5°C	19,5–22,5°C	3X%

Tabell 1

När man väljer en, i förväg, avtalad rabatt uppstår en risk för energibolaget att den kalkylerade nyttan som rabatten baserats på aldrig realiserar. Den risken bedöms dock vara av marginell karaktär. Det är också av vikt att inte ha några risker gentemot fastighetsägarna - **det ska vara enkelt och riskfritt att ställa upp med flexibla resurser för att skapa mer robusta energisystem.**

Avslutningsvis bör man vara medveten om att de optimeringsstrategier som är rådande i det överliggande energisystemet per automatik spiller nedåt i det här fallet. Fastighetsägarna ges ingen egen möjlighet att optimera på andra värden än de som är rådande vid optimeringen av det överliggande systemet. I praktiken bör detta inte vara ett problem. Fastighetsägarna som har resurser aktuella för Värmeflex har ju vid något tillfälle gjort det aktiva ställningstagandet att fjärrvärme, för deras del, är det bästa valet. Att man nu ställer upp med sin fastighet som en flexibel resurs för att faktiskt bidra till en ytterligare optimering av systemet, än den som redan görs, är ju inget som bör kullkasta det tidigare ställningstagandet. Tvärtom.

4.4 Energiflex

Syftet med funktionaliteten Energiflex är att dra nytta av det faktum att det finns fastigheter som har möjlighet att vara flexibla mellan olika energibärare för att tillgodose sina värme- och/eller kylbehov. I projektet har vi testobjekt där möjlighet finns att skifta mellan eldrift i form av lokal värme- och/eller kylproduktion via värmepumpar och fjärrvärme- och/eller fjärrkyladrift.

För att koppla upp och styra dessa anläggningar behöver det finnas fastighetsautomeringsystem (BMS-system) som kan ta emot signaler från plattformen. Dessa signaler kan gå antingen direkt till BMS-systemet, via API, eller till ett fysiskt relä som installeras i värmeanläggningen i fastigheten.

Fastigheter med dessa förutsättningar har historiskt inte haft särskilt flexibla, eller smarta, körstrategier. Referensbeteende för både testobjekt och andra kända dubbelanslutna fastigheter i Krafringens nät är att i stort sett alltid köra lokal produktion med värmepumpar och endast använda fjärrvärme/kyla som spets eller redundans. Undantag i projektet är TO5 där fastighetsägaren stänger av värmepumpar och faktiskt enbart använder fjärrvärme under perioden juni till augusti.

Ur ett energibolagsperspektiv är dagens ”spetsanläggningar” en utmaning. Systemen måste dimensioneras med hänsyn till dessa då de belastar på marginalen

när systemet typiskt är som mest ansträngt, dvs situationerna då fastigheternas egen, lokala produktionskapacitet inte räcker till för att täcka behovet sammanfaller med när fjärrvärmesystemet i stort är som mest ansträngt. Dessutom genererar dessa anläggningar inga intäkter under stora delar av ett år och då de faktisk gör det är kostnaden för att producera energi många gånger högre än intäkten, vilket gör att de på marginalen är rena förluster för energibolaget.

Ett smartare sätt att använda dessa anläggningar, både ur ett fastighetsägarperspektiv och ur ett systemperspektiv, är att helt enkelt använda det energislag som vid varje given tidpunkt är bäst. Antingen ur ett kostnadsperspektiv eller ur ett miljöperspektiv.

För att veta vad som är bäst behöver prismodeller för fjärrvärme och fjärrkyla återspegla situationen i respektive energisystem, precis som spotpriser på el gör. Eftersom styrning sker för nästkommande dygn behöver dessutom det rörliga timpriset på timnivå vara en prognos för situationen i energisystemet. Prisprognoser, på timnivå, som bygger på marginalproduktionskostnaden för respektive fjärrnyttighet har därför tagits fram inom ramen för projektet.

Den metod för att skapa en prognos för marginalproduktionskostnaden (se slutrapport API: Potentialstudie) som användes under potentialstudien var tämligen avancerad. Dessutom visade det sig vid löpande avstämning mot faktiskt utfall att den under vissa förutsättningar hamnade ganska fel och därför riskerade hela styrningen den skulle leda till att bli fel. En enklare, och dessutom, betydligt mer träffsäker modell har därför tagits fram. Alla resultat och slutsatser i den här rapporten är baserade på nedan definition av marginalproduktionskostnad.

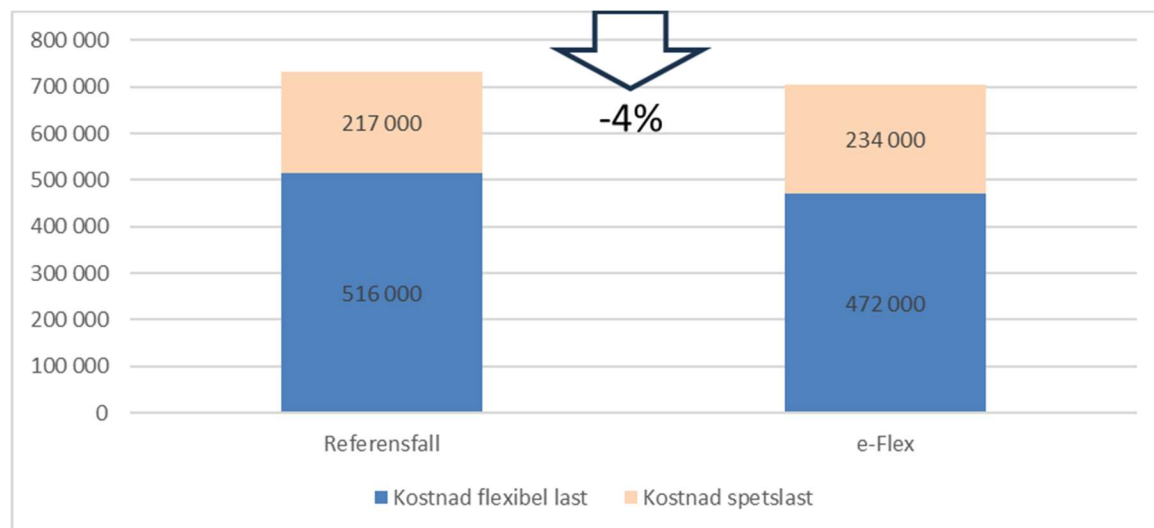
Marginalproduktionskostnaden är definierad som kostnaden för den dyraste produktionsenheten i systemet, som behövs för att täcka det prognosticerade lastbehovet, timme-för-timme.

Dessa rörliga prisprognoser är en absolut förutsättning för att få med systemperspektivet och skapa en optimering som gynnar både fastighetsägare och energisystem. Inledningsvis fanns en ambition om att dessa dynamiska prismodeller skulle vara kostnadsneutrala för fastighetsägarna och intäktsneutrala för energibolaget, vid oförändrat beteende. Den ambitionen fick dock relativt fort släppas. För det första har priserna, både för el och för andra bränsletyper, stigit kraftigt under projektets gång. Det gör det väldigt svårt att hitta en neutralitet mellan en prismodell som är rörlig på timnivå och en prismodell som är fast för ett helt år. För det andra, och viktigaste, är hela syftet med en dynamisk prismodell att faktiskt ändra fastighetsägarnas beteende - inte att vara kostnads- eller intäktsneutral vid oförändrat beteende.

Med detta ändrades fokuset från att inledningsvis, till stor del, ha legat just på att hitta denna neutralitet till att faktiskt säkerställa att kostnadsbesparingar uppstod för fastighetsägaren och att de ökade försäljningsvolymerna av fjärrvärme och/eller -kyla som uppstod för energibolaget skedde vid rätt tidpunkter, det vill säga när priset att producera var lågt och god tillgänglighet fanns i energisystemet.

Till skillnad mot fastigheterna som ställer upp med flexibilitet kopplat till funktionaliteten Värmeflex är det helt rätt med marginalprissättning för Energiflexibiliteten; Dessa anläggningars referensbeteende är att *inte* använda fjärrvärme eller fjärrkyla. Den last som tillkommer på fjärrvärme- respektive fjärrkylasystemet gör det alltså på marginalen. Den ekonomiska risken för fastighetsägarna kopplat till styrningen med Energiflex är också obefintlig. Eftersom det typiska referensfallet är att köra värmepump oavsett elprisets nivå, kan det aldrig bli dyrare för den delen av lasten som går att flexa med. Styrning, och därmed förändring i beteende, kommer bara ske då alternativ energibärare är billigare än referensfallet. Resonemanget och resultatet är exakt detsamma oavsett om fastighetsägaren väljer att optimera på ekonomi, CO2 eller primärenergi; **Styrning kommer aldrig att ske om det inte är bättre än referensfallet.** Detta gäller för den delen av lastbehovet som är flexibel, dvs den del som går att tillgodose med antingen lokal produktion eller fjärrvärme/kyla. En förändring av affärsmodell från dagens, per säsong, fasta energipris till ett rörligt pris påverkar dock kostnaden för spetslasten, dvs den last som den lokala produktionskapaciteten inte klarar av att tillgodose.

Att kostnaden för spetslasten blir dyrare är både naturligt och rättvist – den är dyr att producera. Som illustreras av *Figur 2*, här nedan blir den totala driftskostnaden dock lägre vid styrning med e-Flex. Detta samtidigt som marginalen för energibolaget faktiskt ökar. Energibolaget får nämligen betalt för spetslasten i enlighet med sin kostnadsbild och fastighetsägarna kan dra nytta av alla de tillfällen då tillgängligheten, och därmed kostnadsbilden, är god i överliggande energisystem.



Figur 2. Kostnadsjämförelse mellan referensfall och styrning med e-Flex för TO5

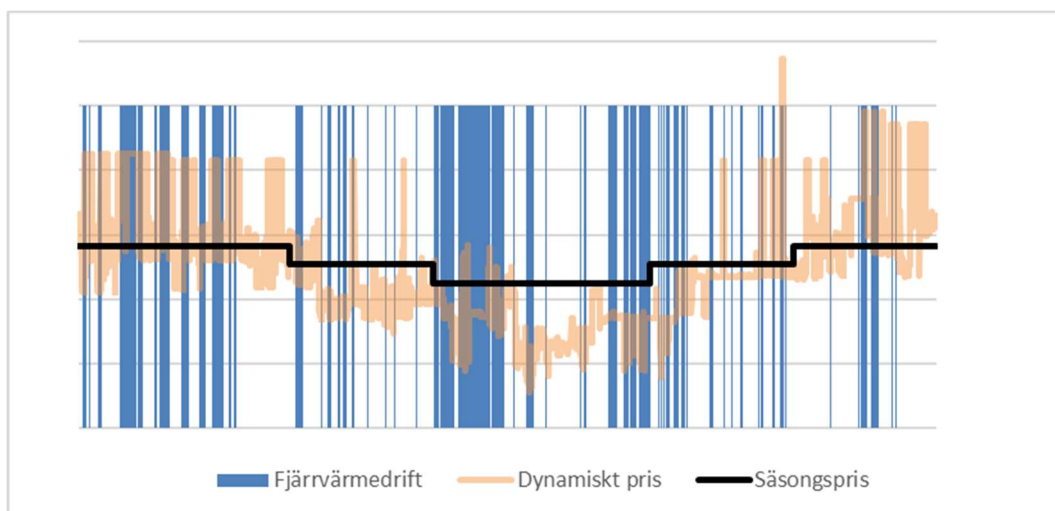
Precis som med Värmeflexibiliteten är enkelhet, transparens och förutsägbarhet viktiga parametrar att beakta när affärsmodell som är avsedd ligga till grund för styrning skapas. Dagens tredelade (effekt, energi och flöde) prismodell för fjärrvärme lämpar sig inte att styra på. Effektaavgiften baseras på medeleffektuttaget under januari och februari och fördelas sedan jämnt över årets

12 månader. Det är alltså bara under de två prissättande månaderna som incitament att hålla nere effektuttaget finns. När priset väl är satt gäller det för ett år och blir då inte en komponent att optimera mot. Flödeskostnaden går relativt säkert att räkna ut i förväg som en funktion av den förväntade energiförbrukningen (som i sin tur är en funktion av utetemperatur), men inte så pass säkert att det skapar fullständig förutsägbarhet. Det här är ett problem, då fastighetsägarna vill kunna veta, med ganska stor säkerhet, både kostnaden för respektive styrsenario i förväg, och att den faktiska kostnaden som debiteras är densamma som det man faktiskt styrde på. Energipriset i nuvarande prismodell är fullständigt förutsägbart. Det är ett fast pris beroende på säsong. Det som är osäkert är värmeprognozen, men ur ett affärsmodells- och optimeringsperspektiv spelar det mindre roll. Styrningen kommer se likadan ut oavsett om värmebehovet en timme är 0,5MW eller 0,7MW. Syftet är att ha en affärsmodell som är fullständigt förutsägbart och samtidigt återspeglar tillgänglighet i överliggande energisystem. Därför har enormt mycket arbete lagts på att bearbeta den rena marginalproduktionskostnaden till en prismodell som med ett pris per MWh ersätter all de tre delarna effekt, energi och flöde i nuvarande prismodell.

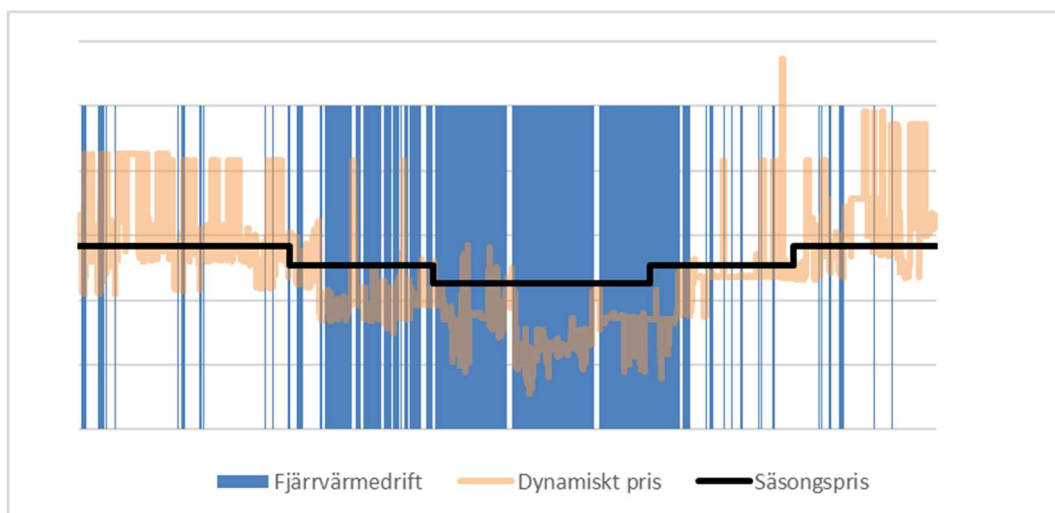
Fullständig transparens och förutsägbarhet har alltså skapats; Det pris som styrning baseras på är exakt detsamma som debitering baseras på.

Då dagens prismodell för fjärrkyla enbart består av en energidel finns inte samma utmaningar där med förutsägbarhet. Där är utmaningen snarare att dagens, per säsong, fasta pris har en för svag koppling till tillgängligheten i systemet.

Förutom att skapa förutsägbarhet och transparens säkerställs alltså systemperspektivet genom att införa rörliga prismodeller som baseras på marginalproduktionskostnad. Hade fastigheterna styrts baserat på rörliga spotpriser för el men fasta säsongspriser för fjärrvärme och fjärrkyla hade rejäl suboptimering skapats i de överliggande energisystemen. Framförallt vintertid ligger nämligen marginalproduktionskostnaden för fjärrvärme, många timmar, långt över det fasta säsongspriset. Jämför *Figur 3. Styrning på säsongspris* och *Figur 4. Styrning på dynamiskt pris* där blå staplar illustrerar föreslagen fjärrvärmedrift istället för referensfallet som är värmepumpsdrift. Det blir uppenbart att styrningen många gånger skapar suboptimering om den baseras på ett fast säsongspris istället för det dynamiska priset som faktiskt återspeglar kostnaden för att producera mer fjärrvärme på marginalen.



Figur 3. Styrning på säsongspris, timupplösning över ett år



Figur 4. Styrning på dynamiskt pris, timupplösning över ett år

Det finns tjänster på marknaden idag som, ur ett rent kostnadsperspektiv för fastighetsägarna, styr vilken energibärare som ska användas. De tar ingen som helst hänsyn till systemperspektivet och det är helt naturligt; De har ju ingen signal som ger information om rådande läge i överliggande energisystem. Ska äkta systemnytta skapas med hjälp av de sektorskopplingar som finns i vissa fastigheter måste alltså rörliga prismodeller som återspeglar situationerna i respektive system lanseras.

En sak värd att nämna är att det alltid finns en risk med att skapa prognoser och sedan styra ett beteende på dessa prognoser. Modellen som skapar ett rörligt pris per timme för morgondagen skapar ju just en prognos för hur priset kommer se ut. Prognosen i sin tur bygger på en prognos för vädret och tillgänglighet på produktionssidan. Alla dessa ingående faktorer kan komma att förändras och göra att utfallet faktiskt blir annorlunda. Det är en risk som inte går att eliminera helt

och hållet och jämfört med alternativet att styra på ett fast säsongspris, som har en väldigt svag koppling till rådande situation i systemet, är det mångfaldigt bättre.

4.5 Elfex

Syftet med funktionaliteten är att styra ned eleffekt hos kunder när behov av det finns i elnätet. Behovet i elnätet är framförallt kopplat till undvikande av övertrassering av abonnemang gentemot överliggande regionnät.

I projektet har vi dels resurs (testobjekt 1) som tillfälligt kan reducera sitt eleffektuttag när incitament att göra så finns. Dels har vi resurserser (testobjekt 2, 3 och 5) där möjlighet att byta energibärare finns. Låt säga att en ursprunglig körplan föreslagit värmepumpsdrift för att det skulle vara billigare än fjärrvärme och/eller fjärrkyladrift, då skulle vid behov i elnätet en sådan ursprunglig körplan kunna förkastas och anläggningarna köras med fjärrvärme- och fjärrkyladrift istället. För att det ska ske behöver vi en prissättning av eleffekten som säkerställer önskat resultat.

Ambitionen var alltså att ta fram en prismodell som gav elnätskunder incitament att reducera sitt effektuttag endast under de tillfällen då effektuttaget i nätet ligger på en kritisk nivå. Det ekonomiska värdet i elnätet som uppstår genom ett reducerat effektuttag kan vara olika beroende på om det handlar om abonnemangsoptimering, undvika en lokal flaskhals eller något annat. Ju snävare de kritiska tiderna kan prickas in desto färre timmar behöver detta ekonomiska värde fördelas på och desto större ekonomiskt incitamentet skapas i prismodellen till de kunder som styr bort effekten under dessa timmar. Detta skiljer sig således åt från en tidsdifferentierad elnätstariff där höglasttid ofta definieras som vardagar november-mars kl. 06-22 vilket då utgör betydligt fler timmar än de som faktiskt är kritiska. En tidsdifferentierad elnätstariff skapar därmed betydligt lägre ekonomiskt incitament för kunder att agera.

Prismodellen i projektet utgörs av ett flexibilitetsavtal som tecknas med kunder som har någon form av flexibel resurs och som kan reducera sitt effektuttag under kritiska timmar då vi avropar en effektreduktion. Detta avtal tecknas parallellt med ordinarie elnätstariff med de kunder som önskar och har möjlighet att bidra.

Arbetet började med en analys av historiska effekttoppar för att få en bättre förståelse för när effekttoppar i elnätet uppstår, hur ofta de uppstår och hur långa de är. Lastprofilen, d v s det totala effektuttaget per timme, för Lunds elnät 2016–2021, analyserades med avseende på dessa effekttoppar. Lastprofilen jämfördes även med en profil över lufttemperaturen för Lund för att undersöka hur temperaturen påverkar effektuttaget.

Resultatet av analysen gav att de högsta effekttopparna endast uppstår under kalla vardagar vintertid under tider mellan kl. 9–14 och 16–19. En bedömning gjordes också av vid vilken effektnivå som belastningen i nätet närmar sig en kritisk nivå. I projektet sattes denna nivå till 125 MW. Jämförelse med temperatur gav också att kritisk effekt endast uppstår under dagar då temperaturen är under noll grader.

Genom att ansätta kritisk nivå till 125 MW har det varit möjligt att fastställa hur många kritiska timmar per år sedan 2016 där det funnits ett behov av effektreduktion. Det vill säga hur ofta och när det hade funnits ett behov av att avropa en effektreduktion från kunder med flexibilitetsavtal, för att aldrig överstiga 125 MW. Det ger ett medelvärde av det antal timmar med behov av avrop per år som ett erhållet ekonomiskt värde ska fördelas på.

Då prismodellen initialt har fokus på abonnemangsoptimering har det ekonomiska värdet av reducerade effekttoppar beräknats utifrån reducerad kostnad mot överliggande regionnät. Detta värde har fördelats på medelvärdet per år under 2016–2021 av antal timmar med behov av avrop för att beräkna ett pris per timme. Skulle behovet istället vara att till exempel undvika en flaskhals i det lokala nätet blir det ekonomiska värdet och antal timmar med behov av avrop något annat men samma modell kan användas.

För att identifiera när temperaturen i Lund förväntas understiga noll grader och en effekt förväntas överstiga den kritiska nivån används ett prognosverktyg som prognostiserar effektbehovet i Lund 48 timmar framåt.

Två varianter av flexibilitetsavtal till kunder har tagits fram, ett för de som kan garantera en viss effektreduktion varje gång avrop sker och ett för de som inte kan garantera utan endast kan bidra vid vissa tillfällen, till exempel beroende på vilka anläggningar de planerat att köra vid det tillfället. I avtalet anges vilken effekt som kan reduceras och även hur referensfall beräknas, dvs den effekt som hade använts om inte en reduktion avropats. Referensfall behövs för att kunna bestämma vilken reducerad effekt som ersättningen ska beräknas för.

Avtalet har två priskomponenter. Kunder med en garanterad effektreduktion får en tillgänglighetsersättning för den effekt de garanterar vid alla avrop under ett år. Alla kunder får också en aktiveringstersättning för den medeleffekt per timme som de faktiskt reducerar vid avrop.

Under piloten har inga situationer uppstått då faktiskt effektbrist eller risk för övertrassering gentemot överliggande nät förelegat. Därför har affärsmodellen endast testats fiktivt.

5 Diskussion

5.1 Paketeringar

Oavsett vilken funktionalitet vi pratar om behöver en del förutsättningar vara på plats för att styrning och optimering ska kunna fungera. En del av dessa förutsättningar kräver viss investering. Det kan till exempel handla om installation av sensorer och givare, anpassningar av befintliga BMS-system, uppsättning av API:er och så vidare. Hur man väljer att fördela dessa kostnader mellan energibolag och fastighetsägare blir en förhandlingsfråga i varje relation och situation. Man skulle, i teorin, kunna paketera detta i någon form av helhetslösning där energibolaget erbjuder sitt samlade kundkollektiv samma sak. Viss paketering, eller någon form av modulerbjudande, skulle säkert vara möjligt

även i praktiken, men insikterna från projektet och input från fastighetsägarna i referensgruppen säger att förutsättningarna många gånger är så vitt skilda att en och samma lösning är svår att erbjuda.

Istället behöver det sannolikt bli dels kundanpassade potentialstudier, dels kundanpassade lösningar. När man har en gemensam bild av kostnadssidan, både vad gäller initial investering, samt löpande kostnader, samtidigt som man har en gemensam bild av den ekonomiska potentialen är det inte svårt att sätta sig ner och genom avtal fördela dessa kostnader och potentiella vinster mellan sig. Givetvis kräver det ett ömsesidigt förtroende och ömsesidiga ambitioner, men den typen av relationer och samarbete är fundamentala förutsättningar för att kund- och leverantörssidan tillsammans ska kunna skapa mer robusta och hållbart drivna energisystem framgent.

5.2 Obalanser

Att ändra ett beteende och optimera drift av kundanläggningar baserat på redan satta spotpriser skapar endast begränsad energisystemnytta och i värsta fall riskerar det till och med att leda till ökade obalanser hos balansansvariga för dessa anläggningar.

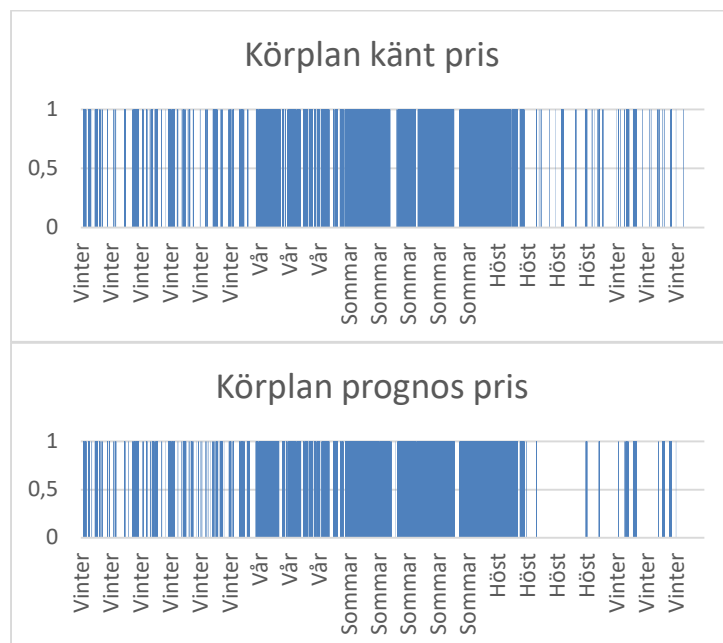
När balansansvariga lägger bud på spotmarknaden skapar deras algoritmer prognoser baserade på bland annat faktorer som känt historiskt beteende, väder och prognosticerade prisnivåer. Om inte balansansvarig känner till att kundernas anläggningar styrs, samt villkoren för denna styrning, finns det en överhängande risk att felaktiga prognoser skapas. Det är först om den balansansvariga blir en del av ekosystemet e-Flex och får kännedom om styrningen som faktisk systemnytta kan uppnås. På samma sätt som fjärrvärmebolaget, via plattformen, får en lastprognos i timupplösning för nästkommande dygn behöver även balansansvariga få motsvarande prognos för elförbrukningen timme-för-timme nästkommande dygn.

Befintlig funktionalitet i plattformen beräknar utifrån en temperaturprognos ett värmebehov på timnivå för nästkommande dygn och tillsammans med prognoser på spotpris, som levereras av balansansvarig, och rörligt pris för fjärrvärme skapas alltså preliminära körplaner (ackumuleras till lastprognoser) som via plattformen distribueras till balansansvariga och optimeringsfunktion på fjärrvärmebolaget.

Med den här informationen tillgänglig i förväg kan balansansvarig samt optimeringsfunktion på fjärrvärmesidan bli mer precisa i sitt planeringsarbete och verklig energisystemnytta skapas när de prognosticerade körstrategierna ingår redan i de ursprungliga planerna, snarare än att man i efterhand ändrar ett beteende som var en del av de ursprungliga planerna.

Värdet av detta föreslagna arbetssätt bör utredas vidare, men redan inom ramen för projektet har en mindre potentialstudie i syfte att mäta träffsäkerheten på prognoserna gjorts och den visar att körplanerna som genereras baserat på prognosticerade priser överensstämmer med körplanerna som genereras på kända priser i mellan 80–90% av fallen, vilket illustreras genom jämförelse av *Figur 5* nedan. Genom att kunna tillhandahålla prognoser på beteende med den graden av

träffsäkerheten minskar risken för obalanser eller felaktiga optimeringsstrategier avsevärt.



Figur 5. Jämförelse av körplaner (1=FJV, 0=Värmepump) baserade på prognosticerade respektive kända priser

5.3 Intradagsmarknad

Utöver att skicka lastprognoser till balansansvariga innan spotmarknaden stänger bör också undersökas värdet och möjligheten att tillgängliggöra resurser för balansansvariga att täcka obalanser intradag. Möjligheten att styra anläggningar är redan på plats i och med uppkoppling till plattformen e-Flex och steget till att faktiskt styra upp eller ned eleffekt när värde finns hos balansansvarig bör inte vara alltför stort.