



RESULTATBLAD INOM VÄRMEMARKNAD SVERIGE, MARS 2021

## El- och värmeprismodellers påverkan på byggnaders energisystemkostnad och flexibilitet

- en fallstudie av Brf Viva

Frågan om kapacitets- och effektbrist i elnäten har hamnat alltmer på agendan under de senaste åren, som en följd ökad elektrifiering, urbanisering och ökad andel variabel energiproduktion. För att motverka bristerna finns flera möjliga åtgärder, där flexibel el- och värmekonsumtion i fastigheter skulle kunna vara en potentiell sådan. Ett möjligt incitament för att motivera förändrade konsumtionsmönster av fastighetsenergi skulle kunna vara nya el- och fjärrvärmesaxor, som utformats med motivet att reducera eller flytta laster från timmar då el- och fjärrvärmenäten är ansträngda.

Det här resultatbladet bygger på ett examensarbete från Chalmers som har undersökt hur el- och fjärrvärmeprismodellers utformning påverkar kostnads-optimala konsumtionsmönster av el och fjärrvärme för Riksbyggens Brf Viva i Göteborg. I examensarbetet gjordes bland annat en jämförelse mellan två olika prismodeller för köpt fjärrvärme för att se hur det påverkar användningsgraden av fjärrvärme respektive värmepumpar i fastigheten under ett år.

Resultatet från examensarbetet visar bland annat att utformning av fjärrvärmesaxan kan ha stor påverkan på kostnadsoptimal styrning av ett energisystem som det i Brf Viva. En dynamisk och övervägande effektcentrerad fjärrvärmesaxa kan potentiellt bidra till att lönsamheten ökar för att använda fjärrvärme som fastighetens baslast och värmepump på marginalen. Detta jämfört med fall där fjärrvärmesaxan är mer statisk och har en liten del av kostnaden allokerad till effekt-delen av priset. Vidare visar resultaten att ett samspel mellan dynamiska taxor för el och fjärrvärme, i kombination med decentraliserad laststyrning, skulle kunna erbjuda mycket flexibilitet till elnäten. Fjärrvärme har på så sätt potential att spela en viktig roll för att reducera kapacitets- och effektbrist i elnäten i framtidens hållbara energisystem.

## Bakgrund

Ökad elektrifiering och digitalisering i kombination med föråldrade elnät, urbanisering och ökad andel icke-planerbar energiproduktion har bidragit till en alltmer ansträngd situationen på det svenska elnätet. Kapacitets- och effektbrist har under de senaste åren blivit ett reellt problem i delar av landet, samtidigt som den totala elproduktionen är stor och negativa elpriser har noterats för första gången i Sverige under 2020. För att klara av den ansträngda och komplexa situationen finns många möjliga åtgärder, där effektivisering och samspel mellan olika delar av energisystemet kommer att vara viktiga pusselbitar.

En åtgärd för att minska risken för effekt- och kapacitetsbrist som diskuteras mycket idag gäller flexibilitet som skulle kunna erbjudas på decentraliserad nivå i elnäten, och även potentiellt i fjärrvärmenäten. Här skulle såväl privata fasligheter som små industrier kunna erbjuda sig att anpassa sin produktion respektive konsumtion av el och värme efter den aktuella situationen i energisystemet för att minska belastningen. För att få aktörer att bistå el- och fjärrvärmenäten med sådan typ av flexibilitet krävs incitament. Detta skulle kunna komma i form av någon typ av flexibilitetsmarknad, där aktörer får bjuda ut sin flexibilitet till högst bjudande. Ett annat alternativ skulle kunna vara att ändra prismodellerna för köpt el och

värme. Detta på ett sådant sätt att incitament ges för att reducera effekttoppar i energianvändningen, eller möjligtvis att flytta sin energianvändning till timmar då näten är mindre belastade. Olika former av effekttariffer, det vill säga kostnader för köpta effekttoppar (kW) snarare än köpt mängd energi (kWh), diskuteras hos flera elhandelsbolag idag.

En fastighet som potentiellt skulle kunna erbjuda en del flexibilitet till energisystemet är Brf Viva. Detta är en fastighet som ligger på Guldheden i Göteborg, och som är byggd av Riksbyggen inom ramen för projektet Positive Footprint Housing. Projektet är ett samarbete mellan Riksbyggen, Göteborg stad, Chalmers och många fler, och syftar till att bygga bostäder som är hållbara såväl miljömässigt som ekonomiskt och socialt.

Brf Viva är en fastighet som består av tre byggnader, som alla är byggda med hållbar betong och med hög energiprestanda. På taket finns solpaneler (170kW), och källaren är utrustad med både värmepumpar (195kW), ackumulatortankar (169kWh) och batterier (159kWh). Fastigheten är dessutom kopplad till fjärrvärmenätet och elnätet, där det finns möjlighet att både köpa och sälja tillbaka lagrad eller egenproducerad el. Dessa delar som, tillsammans med fastighetens last, utgör Brf Vivas energisystem skulle kunna utgöra ett system

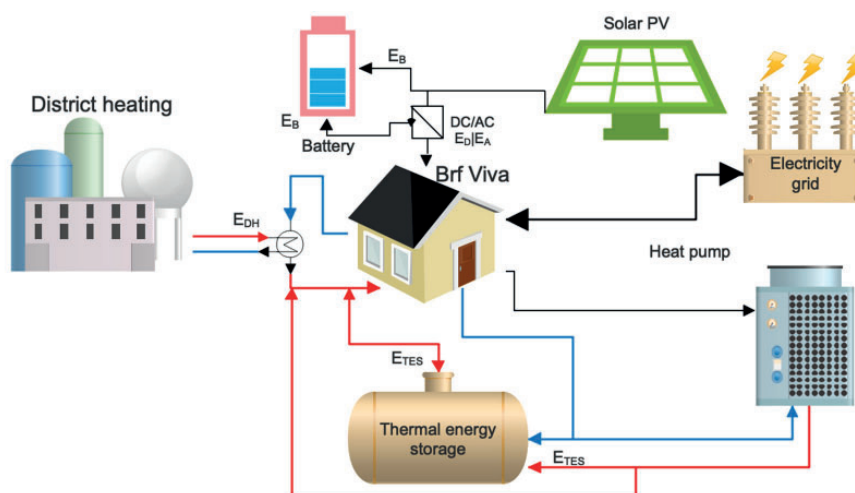


**Figur 1.** Brf Viva på Guldheden i Göteborg. Källa: Riksbyggen. Brf Viva.2018. Tillgänglig från: <https://www.riksbyggen.se/ny-bostad/aktuella-projekt/vastra-gotaland/brf-viva/> (Hämtad 2020-12-10)

som svarar bra på prissignaler från el och fjärrvärmenäten. För att åstadkomma detta krävs ett avancerat kontroll- och styrsystem av fastigheten. Ett sådant styrsystem för Brf Viva är just nu under utveckling av RISE, på uppdrag av Göteborg Energi.

Detta resultatblad är en sammanfattning av ett examensarbete från Chalmers Tekniska Högskola som gjordes under våren 2020. Arbetet utfördes i samarbete med Göteborg Energi och RISE,

inom ramen för utvecklingsarbetet med styrsystemet för Brf Vivas energisystem. I examensarbetet undersöktes hur olika prismodeller för köpt el och köpt fjärrvärme påverkar kostnads-optimal styrning av Brf Vivas energisystem, och i förlängningen den potentiella flexibilitet som energisystemet skulle kunna erbjuda näten. Detta gjordes med hjälp av en optimeringsmodell över energisystemet. De modellerade delarna av systemet kan ses i Figur 2.



**Figur 2.** Schematisk bild av det modellerade energisystemet för Brf Viva. E representerar förluster för de olika delarna av energisystemet. Thermal Energy Storage representerar fastighetens samlade ackumulatorkapacitet, Heat Pump är den samlade kapaciteten för värmepumparna, Battery är batterikapaciteten och Solar PV representerar de installerade solpanelerna på fastighetens tak. District Heating och Electricity grid illustrerar fastighetens koppling till fjärrvärme- respektive elnätet.

## Undersökta prismodeller i examensarbetet

Nio fall med olika typer av eleffektpriser, det vill säga eltaxor som på olika sätt tar betalt för effekt (SEK/kW) utöver kostnaden för energi (öre/kWh), undersöktes i examensarbetet. Dessa eltaxor testades med optimeringsmodellen i kombination med två typer av taxor för fjärrvärme; en som korresponderar med 2020 års taxa från Göteborg Energi, och en som liknar en möjlig framtidsaxa för exempelåret 2026. De resultat som redovisas och diskuteras i detta resultatblad är relaterade till påverkan på energisystemet i Brf

Viva från de olika prismodellerna för fjärrvärme. För att ta del av fler resultat utmantras att läsa det ursprungliga examensarbetet <sup>1</sup>.

Den fjärrvärmetaxa som var aktuell i Göteborg stad under 2020 bestod av tre delar: en energidel, en effektdel och en effektivitetsdel <sup>2</sup>. Energidelen, som utgör omkring 67% av den slutgiltiga kostnaden för köpt fjärrvärme, är konstant över längre tidsperioder och varierar endast med årets säsonger (vår, sommar, höst och vinter) med ett

1) Engvall, M, Renström, J. Impact of demand charges on cost optimal energy system management: A case study of the Brf Viva energy system. 2020. Chalmers Tekniska Högskola, Institutionen för rymd-, geo och miljövetenskap. Tillgänglig från: <https://hdl.handle.net/20.500.12380/300908> (Hämtad 2020-12-10)  
 2) Göteborg Energi. Fjärrvärmepriser. 2020. Tillgänglig från: <https://www.goteborgenergi.se/foretag/fjarrvarme-ky-la/fjarrvarmepriser-2020> (Hämtad 2021-03-04)

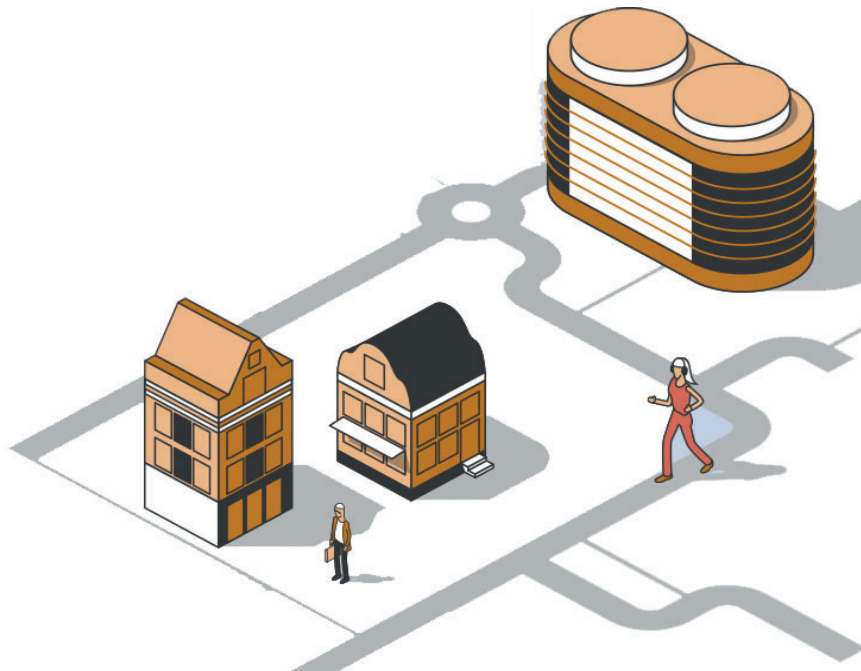


pris i kr/MWh. Effektdelen står för ungefär 33% av slutpriset och utgörs av en fast kostnad i kr/år och en rörlig kostnad i kr/kW. Dessa kostnader debiteras för den högsta uppmätta tredygnsmedeleffekten på ett år. Effektivitetsdelen, som utgör ungefär 5% av det slutgiltiga fjärrvärmepriset, relaterar till returtemperaturens förhållande till medeltemperaturen och debiteras som kr/MWh. Examensarbetet avgränsades till att inte inkludera effektivitetsdelen av priset.

Den andra fjärrvärmeförbrukningen som testades med optimeringsmodellen över Brf Vivas energisystem var ett exempel på hur en potentiell framtida fjärrvärmeförbrukning skulle kunna se ut omkring år 2026. Prismodellen har tagits fram av Göteborg Energi, och består av en energidel och en effektdel. Istället för att utgöras av ett konstant pris per megawattimme som varierar med säsong, likt prismodellen för 2020, varierar energidelen för denna potentiella taxa med utomhustemperaturen. Prisvariationer uppstår därigenom på timbasis i fjärrvärmenätet, vilket resulterar i en taxa som är mer lik vanliga prismodeller för el.

Effektdelen å sin sida består för den potentiella 2026-årstaxan av en kostnad för den högst uppmätta effekttoppen för köpt fjärrvärme under året. Det är alltså inte längre ett medelvärde av den köpta effekten för de tre dygn under året då mest värme köptes som sätter effektpriset, utan endast den timme då mest värme köptes. Detta ger ett betydligt högre värde på effekttoppen som sätter effektdelen av priset.

En jämförelse av de två taxorna för 2020 respektive 2026 visar att kostnaden totalt sett för slutkunden bör bli relativt lika oavsett taxa, liksom intäkterna för fjärrvärmebolaget, om fjärrvärme köps på samma sätt i de båda fallen. Skillnaden ligger främst i att för 2026 års taxa är en större del av totalkostnaden allokerad till effektdelen, omkring 70%. 2026 års taxa erbjuder dessutom möjligheten att variera sin konsumtion efter det temperaturberoende, timvarierade priset på fjärrvärme. En förändring i beteendemönster för köpt fjärrvärme skulle således kunna reducera kostnaden för värmelasten om den potentiella taxan för år 2026 blir aktuell.

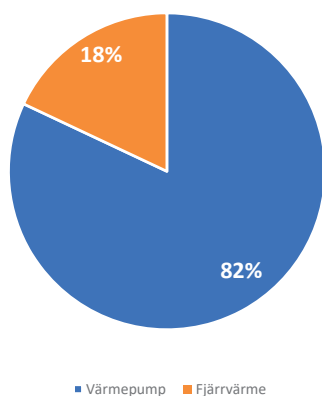


## Fjärrvärmeprismodellen påverkar balansen mellan värmepump och fjärrvärme

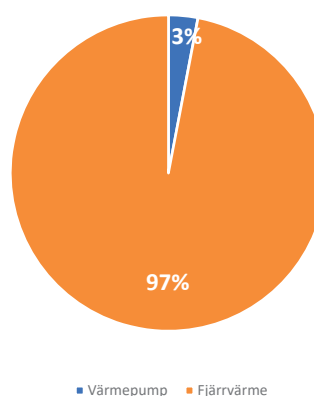
Ett av resultaten från testerna som utfördes med optimeringsmodellen över energisystemet i Brf Viva visas i Figur 3. Här kan andelen av den totala värmelasten som täcks av värmepump respektive fjärrvärme ses för fallen med de två testade fjärrvärmesaxorna. Det modellerade året är 2019, och lasten, elpriset och vädret från det året är använda som indata till optimerings-

modellen för båda fallen. Modellen får ta del av dessa indata ett dygn i taget, så att exempelvis temperaturen för det kommande dygnet är känt för modellen när det ska fatta beslut om hur energisystemet ska styras idag. Det enda som skiljer de två presenterade fallen är således taxan för fjärrvärme.

Användningsgrad av fjärrvärme & värmepump med FJV-taxa för år 2020



Användningsgrad av fjärrvärme & värmepump med FJV-taxa för år 2026



**Figur 3.** Andel av värmelasten i Brf Viva som täcks av värmepump respektive fjärrvärme beroende på utformning av fjärrvärmesaxa. Den vänstra figuren visar resultatet från modellen när Göteborgs Energis fjärrvärmesaxa för år 2020 använts. Den högra figuren visar det resultatet från modellen när en av Göteborgs Energi framtagna potentiella fjärrvärmesaxor för år 2026 använts i modellen.

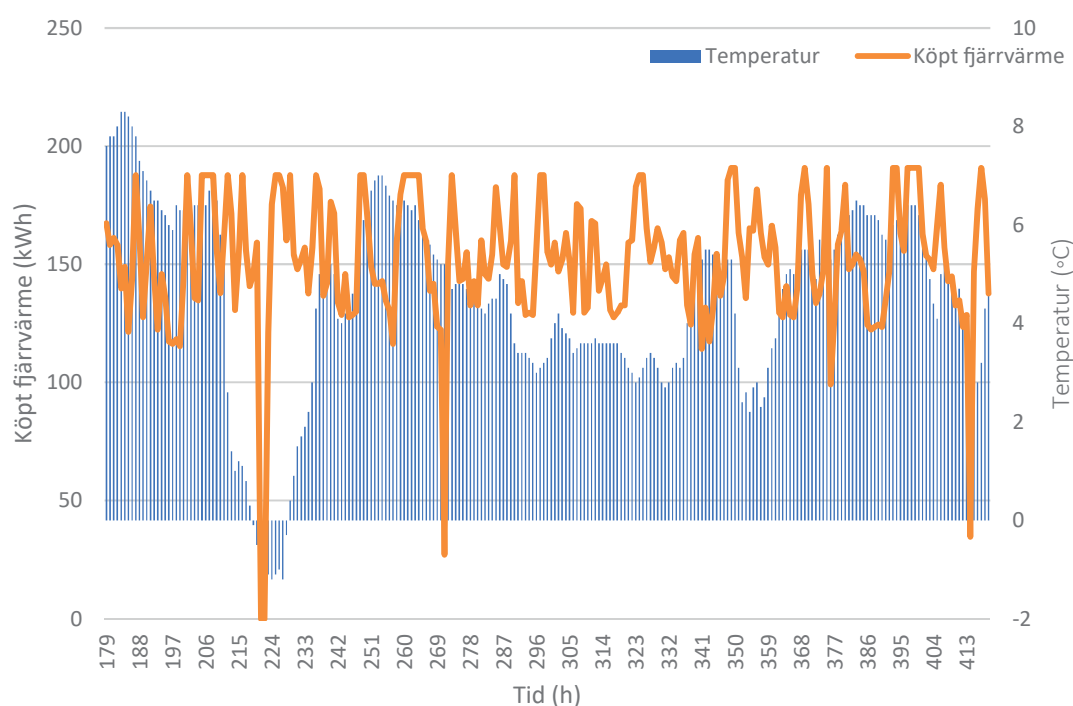
Som framgår av Figur 3 är det väldigt stor skillnad på användningen av värmepump respektive fjärrvärme för att täcka värmebehovet för de två modellerade fallen. Om 2020 års fjärrvärmesaxa används vid modellkörningen används värmepumpen för att täcka ungefär 80% av fastighetens värmebehov, medan fjärrvärme endast används som spetsenergi under ett fåtal timmar av året. I princip det motsatta fallet kan observeras för fallet med den potentiella fjärrvärmesaxan för år 2026. Förklaringen till den stora skillnaden kan ligga i möjligheten att utnyttja lågkostnadstimmar i fjärrvärmesätet som erbjuds med den potentiella framtidsaxan, på ett liknande sätt

som systemet kan använda lågkostnadstimmar på elnätet. Detta är möjligt då priset varierar på timbasis, samtidigt som energisystemet har möjlighet att använda ackumulatortankarna för att lagra värme som köps in under lågkostnadstimmar, och sedan utnyttja värmen under timmar då fjärrvärme är dyrare. En vidare undersökning av de erhållna resultaten från de testade fallen visar på detta. Antalet fulla cykler genom värmeförrådet ligger på mellan 10–20 fulla cykler per månad för alla modellkörningar som utförts med 2026 års taxa, samtidigt som förrådet i princip inte används alls för körningar med 2020 års taxa.

## Minimigräns för effektuttag av fjärrvärme blir dimensionerande

Värt att notera är att det i modellkörningarna redan initialt är antaget att en viss effekt av fjärrvärme som kommer att köpas under det modellerade året. Det finns med andra ord en minimigräns för fjärrvärmeeffekten som Brf Viva i de modellerade scenarierna kommer att behöva betala för, oavsett hur mycket fjärrvärme som köps under året. Detta initiala antagande görs eftersom modellen är byggd för att köras på månadsbasis, då flera av de eltaxor som testats i exjobbet debiteras beroende av effekttoppar varje månad på året. För att priset på fjärrvärme ska inkluderas på ett representativt sätt i modellkörningarna antas ett värde på en ungefärlig tredygnsmedeffekt för fjärrvärme som troligtvis kommer att köpas under året med 2020 års fjärrvärmes taxa. Ett liknande antagande görs för den troliga maximalt köpta fjärrvärmeeffekten under året då 2026 års fjärrvärmes taxa används som indata till modellen. Om det slutgiltiga resultatet visar sig divergera från det initialt antagna värdet på köpt fjärrvärmeeffekt i något av fallen, har resultatet för den slutgiltiga kostnaden för energisystemets drift justerats enligt modellens erhållna värde. I fall där felmarginalen för det antagna initial värdet varit större än 5% har en ny körning med ett rimligare initialt värde gjorts.

Följden av antagandet om att åtminstone en viss effekt av fjärrvärme kommer att köpas under året blir att modellen i många fall, speciellt med taxan för år 2026, väljer att köpa fjärrvärme upp till denna effektnivå. Det beror på att om modellen ser att ett visst effektpris kommer att behöva betalas, kommer mer fjärrvärme inhandlat upp till den korresponderande effektnivån inte att generera någon höjning i effektdelen av priset. Det enda som kostar extra, så länge inte den initialt satta nivån av fjärrvärmeeffekt passeras, är energidelen av fjärrvärmepriset. Denna del är relativt orörlig och dyr för prismodellen enligt år 2020, varför energisystemet trots den initialt antagna minsta effektnivån ofta ändå inte gynnas av att köpa stora volymer fjärrvärme. Om värmen istället förses till fastigheten med värmepumparna kan lågkostnadstimmar i elnätet och batterilagren användas, och därigenom reducera värmekostnaden. För fallen med 2026 års taxa utgörs däremot en övervägande del av fjärrvärmepriset av effektdelen. Det är således relativt billigt att köpa stora mängder fjärrvärme med denna taxa så länge den initialt satta effektnivån inte överskrider, speciellt under lågkostnadstimmar då utomhustemperaturen är hög. Ackumulator-tankarna kan också användas mer flitigt för dessa



**Figur 4.** Utomhustemperatur och köp av fjärrvärme för tio dagar under december. Fjärrvärmes taxan som använts för det modellerade fallet korresponderar med den potentiella taxan för år 2026.

## ”Slutkostnaden för den totala energianvändningen i huset blev för fall med 2026 års taxa omkring 10% lägre än för fallen med 2020 års taxa.”

fall, och vidare bidra med flexibilitet till köp av fjärrvärme under timmar då detta är gynnsamt.

En illustration över hur fjärrvärme köps under tio dagar i december för ett modellerat fall med fjärrvärmestaxan i enlighet med 2026 års potentiella taxa visas i Figur 4.

I Figur 4 är det möjligt att se den effekt som en initialt antagen effektnivå har på sättet modellen väljer att köpa fjärrvärme under det resterande året. Fjärrvärme köps varje timme maximalt upp till en viss mängd, så länge modellen finner detta gynnsamt för att optimera energikostnaderna för fastigheten. I Figur 4 är denna mängd ungefär 190kW varje timme. Det är möjligt att överskrida nivån, men då kommer effektdelen av fjärrvärmekostnaden för året att höjas. Som framgår

av figuren väljer modellen i detta fall att köpa fjärrvärme upp till en maximal nivå, och varierar hur mycket fjärrvärme som köps under denna nivå delvis beroende på temperaturändringar. Stora temperaturförändringar ger upphov till prisskillnader som gör det lönsamt för energisystemet att köpa stora mängder fjärrvärme, upp till den satta effektnivån, vid timmar med högre temperatur för att ladda ackumulatortankarna. Denna värme kan sedan laddas ur under timmar med lägre utomhustemperatur. Detta blir speciellt tydligt under tiden kring timme 224 då minusgrader uppmätts.

Modellen försöker köpa så lite fjärrvärme som möjligt under denna tid för att undvika de dyraste timmarna.



### Reflektion och slutsats

Att energisystemet i Brf Viva med 2026 års potentiella fjärrvärmestaxa har möjlighet att undvika de allra dyraste timmarna för att köpa fjärrvärme, gör att mer flexibilitet frigörs vad gäller hur energisystemet används för att tillgodose fastighetens el- och värmebehov. Fler lågkostnadstimmar, både för el och fjärrvärme, finns att utnyttja genom smart användning av batterier och ackumulatortankar, samt användning av värmepumpar som spetsvärme. Denna utökade flexibilitet gör det möjligt för systemet att sänka sina energikostnader mer än vad som är möjligt när taxan för 2020 års prismodell används. Då köps nästan ingen fjärrvärme, och den största delen av fastighetens totala energikostnad allokeras till el för att täcka såväl el- som värmebehov. För fall med 2026 års taxa allokerades desto mer av totalkostnaden till

fjärrvärme. Slutkostnaden för den totala energianvändningen i huset blev för fall med 2026 års taxa omkring 10% lägre än för fallen med 2020 års taxa. Detta beror främst på den ökade flexibiliteten som energisystemet kan utnyttja med 2026 års taxa, och inte att priset på fjärrvärme skulle vara billigare med denna taxa. Som nämnts är tanken med den potentiella framtidstaxan inte att det ska vara billigare att köpa fjärrvärme, utan att ge incitament att reducera höga effekttoppar. Genom att köpa fjärrvärme med en mer jämn profil, samt att undvika de allra kallaste timmarna på året, kan kostnaden hållas nere. Som visas i Figur 4 uppnås denna önskade effekt när modellen körs med den potentiella framtidstaxan.

Resultaten från fallstudien av Brf Viva visar bland annat att utformning av fjärrvärmestaxan

kan ha stor påverkan på kostnadsoptimal styrning av ett energisystem med möjlighet att skifta mellan värmepump och fjärrvärme, samt har både batteri- och värmelager. En taxa som är dynamisk och varierar oftare än på årstidsbasis erbjuder möjlighet att utnyttja lågkostnadstimmar i fjärrvärmenätet på ett effektivt sätt. Om taxan dessutom allokerar en större andel av den totala fjärrvärmekostnaden till effektdelen av priset kan en relativt jämn profil för köp av fjärrvärme uppnås. Sammantaget bidrar en sådan dynamisk och övervägande effektcenterad fjärrvärmes taxa till att lönsamheten potentiellt kan öka för att använda fjärrvärme som baslast och värmepump på marginalen. Det är viktigt att notera att dessa slutsatser baseras på de modellantaganden som gjorts. Framförallt grundförutsättningen att en

viss effekt fjärrvärme kommer att köpas under det modellerade året har stor påverkan på resultatet. Vidare studier behövs för att utvärdera optimal utnyttjandegrad av fjärrvärme respektive värmepump under andra förutsättningar.

Vidare visar resultaten att ett energisystem som det i Brf Viva har stora möjligheter att förändra sitt sätt att köpa el och fjärrvärme beroende på prissignaler. Ett samspel mellan dynamiska taxor för el och fjärrvärme, i kombination med decentraliserad laststyrning, skulle därigenom potentiellt kunna erbjuda mycket flexibilitet till elnäten. Fjärrvärme skulle på detta sätt kunna spela en viktig roll för att reducera kapacitets- och effektbrist i elnäten i framtidens hållbara energisystem.



#### EXAMENSARBETET:

"Impact of demand charges on cost optimal energy system management: A case study of the Brf Viva energy system. 2020." kan laddas ner utan kostnad på <https://hdl.handle.net/20.500.12380/300908>

#### FÖRFATTARE:

Mimmi Engvall och Julia Renström, Chalmers Tekniska Högskola, Institutionen för rymd-, geo och miljövetenskap.

## VÄRMEMARKNAD SVERIGE, ETAPP 4

Värmemarknad Sverige är ett tvärvetenskapligt forskningsprojekt som utforskar hur värme- och kylamarknaden och dess aktörer tillsammans kan bidra till ett resurseffektivt, flexibelt och robust energisystem. Den pågående etappen är nummer fyra i ordningen och har sin utgångspunkt i att uppvärmningssektorn ska vara fossilfri år 2030 och en kolsänka 2045. Genom att ta ett helhetsgrepp på värme- och kylfrågorna och involvera alla berörda aktörsgrupper kan nya

utmaningar och utvecklingsvägar identifieras och analyseras och kunskapen kan spridas brett inom sektorn. Systemperspektiv, resurseffektivitet och samspel står i fokus.

Knappt 40 organisationer, vilka representerar kunder, teknikleverantörer, energibolag, branschorganisationer och myndigheter, medverkar i den pågående etappen. Energimyndigheten är en av finansiärerna.



Läs mer på

[www.varmemarknad.se](http://www.varmemarknad.se)