



# Förslag till en fjärrvärme- och kraftvärmestrategi

Delrapportering till uppdrag Förslag till en strategi för en långsiktig hållbar utveckling av fjärr- och kraftvärmesektorn samt rapportering av deluppdraget 5 Kartläggning av potentialen i befintlig och outnyttjad elproduktion i Uppdrag att stärka försörjningstryggheten i energisektorn.

*ER 2023:14*



Energimyndighetens publikationer kan laddas ner eller beställas via [www.energimyndigheten.se](http://www.energimyndigheten.se)

Statens energimyndighet, mars 2023

ER 2023:14

ISSN 1403–1892

ISBN (pdf) 978-91-7993-123-0

ISBN (tryck) [[Klicka här och skriv](#)]

Tryck: Arkitektkopia, Bromma

# Förord

Det moderna fossilfria välfärdssamhället är till stor del ett digitaliserat och elektrifierat samhälle, där elektrifieringen är en central förutsättning att nå fossilfrihet i många sektorer och branscher. Elektrifieringen är en bärande del i industrins och transportsystemets nödvändiga klimatomställning och en central åtgärd för att länder ska klara sina netto-noll mål. Vi står nu inför en utveckling med kraftigt ökad elanvändning de kommande 30 åren. Samtidigt som elanvändningen också behöver öka i framtiden, för att uppnå uppsatta klimatmål, så befinner vi oss just nu i en ansträngd energisituation i Europa med höga priser och stora osäkerheter om stabil tillgång till energi. Detta är en direkt följd av Rysslands krig mot Ukraina

Fjärr- och kraftvärmen har en viktig roll i det svenska energisystemet i det kortare perspektivet för att tillgodose dagens behov, men också i att bidra till ett hållbart energisystem i framtiden. Med sina tekniska egenskaper bidrar fjärr- och kraftvärmen med el och energi då användningen är som störst, med systemtjänster och lokal nytta i städer och även med ett resurseffektivt tillvaratagande av restprodukter från industri och avfall.

I denna delredovisning av uppdraget *att ta fram förslag på en fjärr- och kraftvärmestrategi* och redovisningen av deluppdraget *Kartläggning av potentialen i befintlig och outnyttjad elproduktion* ligger en stor del av fokuset på det kortare framtidsperspektivet. I rapporten har vi undersökt förutsättningarna för kraftvärmen att bidra med ytterligare elproduktion när elsystemet är som mest ansträngt. Vi kan då konstatera att anläggningarna har en stor grad av flexibilitet och förmåga att agera på prissignalen, vilket visats inte minst under senaste årens tidvis höga elpriser. Detta betyder att den ytterligare potentialen för att öka elproduktionen i befintliga anläggningar är mer begränsad än vad som tidigare antagits. De åtgärder som finns för att öka elproduktionen innebär även målkonflikter mellan försörjningstrygghet och klimat- och miljöaspekter. Det kommer att krävas politiska beslut för hur dessa ska vägas mot varandra. De nyligen träffade överenskommelserna inom EU avseende energieffektivisering och förnybar energi kommer också påverka fjärr- och kraftvärmen stort. Energimyndigheten arbetar nu vidare med resultaten från denna delredovisning med särskilt fokus på det långsiktiga perspektivet för fjärr- och kraftvärmens roll i energisystemet.

Jag vill rikta ett stort tack till det stora engagemang som funnits kring frågan, det aktiva och viktiga deltagandet från branschföreträdare för att bistå med kunskap och inspel samt till övriga deltagande myndigheter. Jag ser fram emot ett fortsatt gott samarbete under resterande del av arbetet.

Robert Andrén

Generaldirektör Energimyndigheten



# Innehåll

Slutsatser.....	8
Sammanfattning.....	13
<b>1 Inledning</b>	<b>19</b>
<b>2 Kartläggning av potentialen i outnyttjad elproduktion</b>	<b>22</b>
2.1 Vidtagna åtgärder .....	23
2.2 Effektbalansen under toppplasttimmen.....	25
2.3 Outnyttjad kraftvärmekapacitet.....	27
2.4 Potentialen att öka den tillgängliga kapaciteten i existerande kraftvärmeanläggningar när det är kallt .....	31
2.5 Potential för ökad elproduktion varmare årstider - Utökad kondensdrift i biokraftvärmeanläggningar .....	41
2.6 Driftsättning av fossilbränsleeldade kraftvärmeverk .....	44
2.7 Anläggningar i malpåse/fossila anläggningar .....	45
2.8 Potentialen från reservkraftanläggningar .....	48
2.9 Potentialen från ORC-turbiner .....	49
2.10 Potentialen från vattenkraft .....	51
2.11 Långsiktiga spelregler .....	53
2.12 Sammanfattande kommentarer.....	55
<b>3 Uppvärmningsmarknaden i Sverige</b>	<b>58</b>
3.1 Fjärrvärme i Sverige – utbyggnad och omställning .....	61
<b>4 Hur mycket fjärrvärme och kraftvärme blir det?</b>	<b>68</b>
4.1 Kraftvärme och industriellt mottryck kvar på totalt sett samma nivå.....	69
4.2 Fjärrvärme ökar något .....	71
<b>5 Kraftvärme- och fjärrvärmebranschens ekonomiska ställning</b>	<b>73</b>
5.1 Lönsamheten i branschen.....	73
5.2 Soliditet .....	75
5.3 Kassalikviditet.....	75
5.4 Vinstmarginal och rörelsemarginal .....	76
5.5 Avkastning på eget och sysselsatt kapital .....	77

6	EU-direktiv under förändring – hur kan kraftvärmens och fjärrvärmens påverkas?	80
6.1	Direktivet om energieffektivitet (EED) .....	81
6.2	Direktivet om byggnaders energiprestanda (EPBD).....	82
6.3	Förnybartdirektivet (REDII/REDIII) .....	83
6.4	EU:s utsläppshandelssystem (EU ETS) .....	84
6.5	Elmarknadsdirektivet .....	85
7	Konkurrenskraft och lönsamhet	87
7.1	Fjärrvärmens konkurrenskraft på uppvärmningsmarknaden .....	87
7.2	Vad innebär den slopade koldioxidskatten för kraftvärmens och fjärrvärmens? .....	99
8	Hinder och barriärer – Teknikneutral marknad	106
8.1	Koldioxidskatten .....	106
8.2	Avfallsförbränning – samhällets njurar eller fossil kraftvärme? .....	107
8.3	Boverkets byggregler och konkurrensneutralitet .....	113
9	Mot nya marknader – nyttor och stödtjänster	121
9.1	Elmarknad i förändring .....	121
9.2	Svenska kraftnäts verktyg .....	121
9.3	Svk:s marknader för stödtjänster kopplade till frekvens och balansering.....	122
9.4	Kraftvärmens möjligheter att delta på marknaderna för stödtjänster idag .....	127
9.5	Hantering av överbelastning i transmissionsnätet.....	141
9.6	Kraftvärmens möjligheter att bidra till att hantera överbelastning i transmissionsnätet idag.....	143
9.7	Kommande regelförändringar .....	145
9.8	Lokala flexibilitetsmarknader och bilaterala avtal för att hantera lokala kapacitetsproblem .....	147
9.9	Bilaterala avtal .....	151
9.10	Kraftvärmens möjligheter att bidra till att hantera lokala kapacitetsproblem.....	151
9.11	Effektreserven .....	154
9.12	Sammanfattande slutsatser .....	155
10	Försörjningstrygghet - Beredskap och totalförsvar	159

10.1	Värmeberedskap kräver ett helhetsperspektiv .....	159
10.2	Robust fjärrvärmeförsörjningen viktigt för att stärka försvarsviljan och motståndskraften i samhället .....	160
10.3	Konsekvenser vid störningar och avbrott.....	161
10.4	Definitionen av en trygg värmeförsörjning.....	162
10.5	Totalförsvarsplaneringen omfattar alla energislag.....	162
10.6	Bränsleberedskap (lagerhållning).....	163
10.7	Lagerhållning av insatsvaror och kemikalier .....	164
10.8	Reparationsberedskap .....	165
10.9	Beredskapslagstiftning för fjärrvärme.....	165
10.10	Ödrift och dödnätstart .....	167
<b>BILAGA 1 Möjliga effekter av energieffektivisering i fjärrvärme- och kraftvärmesektorn</b>		<b>169</b>
<b>Bilaga 2 – Förutsättningar</b>		<b>180</b>

# Slutsatser och sammanfattning

## Slutsatser

Fjärr- och kraftvärmen utgör en viktig del av det svenska energisystemet. Förutom att bidra med både värme och el så är kraftvärmen med sin ofta centrala placering också viktig för att hantera den lokala effektsituationen.

Under de senaste åren kan vi se att på vintern när elpriserna varit höga och det varit kallt har det också producerats betydligt mer el från kraftvärmen vilket tyder på att prissignalen når fram och marknaden fungerar. Det visar också att det finns en hel del flexibilitet i kraftvärmeverken att bidra med effekt när den behövs som mest och att det också görs.

## **Det finns en begränsad potential till ökad elproduktion och åtgärder som kan bidra till att realisera den inom 1–3 år.**

Resultat från enkätundersökningar, intervjuer och bearbetning av andra undersökningar visar på ett spann mellan ungefär 300–500 MW ytterligare effekt som skulle kunna tillgängliggöras marknaden i existerande kraftvärmeanläggningar kalla vinterdagar då elpriserna är höga. Den primära anledningen till att de inte körs på full effekt är kostnaden för att köra igång en extra spetslastpanna då elproduktionen är dimensionerad efter värmeunderlaget och värmen prioriteras. Modelleringar av den avskaffade koldioxidskatten tyder emellertid på att en del av potentialen antagligen redan realiserats.

När det gäller avställda (i malpåse) anläggningar handlar det om ca 1000–1 500 MW fossila anläggningar i SE 3 och SE4 som tekniskt sett skulle kunna tas i bruk inom 1–3 år men det skulle krävas en hel del i termer av stöd, tillstånd, ändrade miljöpolicys etc. samt i ett fall ett återköp av en såld anläggning.

Den största potentialen att öka elproduktionen från kraftvärmeanläggningar finns enligt de undersökningar som gjorts under vår-sommar-höst. Utmaningen då är framför allt att kunna producera mer el när det finns begränsningar i avsättningen för värmen i fjärrvärmenätet. Trots höga elpriser under exempelvis augusti och september 2022 producerades därför relativt, sett till kapaciteten, lite el från kraftvärmen. Ökade kylmöjligheter skulle bidra till en ökad tillgänglig effekt när elpriserna är höga vår-sommar-höst.

- [Energimyndigheten föreslår en översyn och harmonisering av miljötillstånden för kylning i vattendrag.](#) Detta för att öka



möjligheten till en ökad kylkapacitet i kraftvärmeanläggningarna och därmed en högre elproduktion.

Vid en realisering av potentialen av ytterligare elproduktion uppstår det i de flesta fall en målkonflikt mellan försörjningstrygghet och miljö- och klimatmål.

Vid modelleringar för att se effekten av avskaffandet av koldioxidskatten (1 jan 2023) visar resultaten på att avskaffandet framför allt leder till en ökad elproduktion vid lägre elpriser (i nivå med år 2020). Detta eftersom det då är mer lönsamt för kraftvärmeanläggningarna att starta upp en extra fossileldad värmepanna för att slippa ”backa” på elproduktionen. När elpriserna är höga (i nivå med år 2022) visar modelleringarna att avskaffandet av koldioxidskatten har väldigt liten effekt och att priset i sig är tillräckligt för att motivera en ökad elproduktion.

Vikten av långsiktiga spelregler gäller genomgående för att skapa incitament för fjärr- och kraftvärmen. Några exempel som lyfts fram är *kontrakt för mothandel, utformningen av skatter samt upphandling av stödtjänster*. Branschen pekar själva även på elmarknadens utformning och vikten av att värdera effekt och inte bara energi.

### **Oförändrade ekonomisk ställning och en jämn konkurrenssituation**

Genomgången av kraftvärme- och fjärrvärmebranschens ekonomiska nyckeltal visar att lönsamheten och resultatet för branschen som helhet legat relativt stabilt mellan 2011–2020.

Generellt ser vi på en relativt jämn konkurrenssituation mellan fjärrvärme och värmepumpar. Elpriset har en stor påverkan på konkurrensen mellan de två uppvärmningsformerna där höga elpriser gynnar fjärrvärmen. Framåt ser vi att konkurrenstrycket ligger mer på fjärrvärmen än på värmepumparna.

### **Hinder, barriärer och framtiden**

Enligt Energimyndighetens *Långsiktiga scenarier 2023* ökar fjärrvärmen något över tid fram mot 2050 medan kraftvärmen ligger ungefär konstant i samtliga scenarier men andelen från industriellt mottryck minskar. Den analysen sker med utgångspunkt från dagens styrmedel. På EU-nivå pågår förhandlingar inom flera direktiv som beroende på utfall kan få en stor påverkan på fjärr- och kraftvärmen i framtiden.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Precis i slutskedet av framtagandet av denna rapport nåddes en preliminär politisk överenskommelse i Direktivet om energieffektivisering (EED) och Förnybartdirektivet (RED), dessa ska formellt antas innan de offentliggörs i EU:s officiella tidning och träder i kraft och slutförhandlingar väntar för Direktivet om byggnaders energiprestanda (EPBD).

Utformningen av dagens byggregler har en konstruktion som över tid riskerar att skapa en konkurrensfördel för värmepumpar jämfört med fjärrvärme. För att erhålla och bibehålla teknikneutrala byggregler så behöver viktningfaktorerna för fjärrvärme och el återkommande ses över

- Energimyndigheten menar att en översyn av existerande viktningfaktorerna för fjärrvärme och el bör göras för att säkerställa konkurrensneutralitet. Viktningfaktorerna bör ta hänsyn till värmepumpens tekniska utveckling och effektivitet. Kommande EU-regler om energieffektiviseringar i direktivet om energieffektivitet liksom utformningen av kraven från direktivet för byggnaders energiprestanda behöver också tas med i en sådan översyn.
- Energimyndigheten föreslår ett införande av ett värmeförlusttal som bättre skulle styra hela energianvändningen och effektanvändningen än dagens energihushållningskrav eftersom ett värmeförlusttal tar med alla energi- och effektförluster kopplade till byggnadens klimatskärm, så som ventilations-, transmissions- och infiltrationsförluster. Energimyndigheten bedömer också att värmeförlusttal på ett bättre sätt möjliggör en styrning mot långsiktigt energieffektiva byggnader med bra klimatskärm, ett lågt effektbehov och teknikneutralitet.

Andra hinder för att snabbare få elkapacitet från kraftvärme på plats är att förkorta installationstiden för mikrokraftvärme genom att underlätta för ORC-turbiner (Organic Rankine Cycle).

- Energimyndigheten föreslår att en *anmälan* istället för en ansökan om nytt miljötillstånd skulle vara tillräcklig för mindre åtgärder i syfte att öka elproduktion. Ett exempel är installationer av ORC-turbiner som då kan komma på plats snabbare.

När det gäller Svenska Kraftnäts (Svk) upphandling av mothandelskapacitet, som skett november till mars 2022/2023, liksom kraftvärmens förutsättningar att delta på vissa av Svks stödtjänstmarknader, finns åtgärder för att förbättra förutsättningarna för detta.

- Energimyndigheten föreslår att Svk tar fram en produktspecifikation gällande utrustning och IT-lösningar för att underlätta för elproduktionsanläggningar att delta i den elektroniska avropshanteringen. Möjligheten att erbjuda färdiga paketlösningar bör undersökas.
- Svk bör undersöka möjligheten till längre tidsintervall för upphandling av mothandelskapacitet.

### **Ökad försörjningstrygghet, beredskap och totalförsvarets behov**

För att uppnå en ökad försörjningstrygghet i vardag likväl som i höjd beredskap anser Energimyndigheten att förutsättningarna för en bättre bränsleberedskap, ökad reparationsförmåga och lagerhållning av viktiga komponenter och insatsvaror behöver utredas.

Utredningsbehoven bedöms ingå i Energimyndighetens ansvarsområde och kommer att omhändertas i den ordinarie verksamhetsplaneringen.

Energimyndigheten ser även att det är viktigt med ödriftsförmåga för att säkerställa en fullgod elberedskap där kraftvärmen kan spela en viktig roll. Energimyndigheten ser ett behov av att utöka samarbetet med Svenska Kraftnät för kontinuitet och för att stärka den nationella ödriftsförmågan. Detta betyder att fastställa en önskad ödriftsförmåga hos enskilda kommuner, städer och regioner för att sedan implementera detta. Ett nationellt ödriftsprogram mellan myndigheter och andra berörda aktörer är ett möjligt scenario.



## Sammanfattning

Den här rapporten är en första delleverans av *uppdraget att ta fram ett förslag till en fjärr- och kraftvärmestrategi* samt del 5 i *Uppdraget att stärka försörjningstryggheten i energisektorn*.

Fokus i den första delleveransen ligger därmed på att 1) analysera kraftvärmens konkurrenskraft, lönsamhet och systemnyttor med förslag på samhällsekonomiskt effektiva åtgärder för att undanröja hinder för en mer effektiv användning av kraftvärmens samt 2) en kartläggning av potentialen i befintlig och outnyttjad elproduktion samt orsaker till att den inte tillgängliggjorts elmarknaden.

När det gäller punkt 2) och potentialen för ökad elproduktion från kraftvärmens så är det viktigt att ha med sig att elproduktionen tidigare mer setts som en "biprodukt" av fjärrvärmeproduktionen. Bidraget från kraftvärmens har emellertid blivit allt viktigare i takt med stigande elpriser, elektrifiering, behov av stödtjänster och lokal effekt samt ett ökat fokus på beredskap och försörjningstrygghet i och med Rysslands krig mot Ukraina. Detta skapar en efterfrågan på en ökad flexibilitet vad det gäller elproduktion från kraftvärme i förhållande till värmeunderlaget. Kort sagt; vad skulle krävas för att kraftvärmeanläggningarna skulle kunna nyttja en större del av sin el-kapacitet och bli mindre beroende av värmeunderlaget?

Här är det viktigt att förstå grundförutsättningarna för kraftvärmens möjligheter att öka elproduktionen. När det är kallt ute och efterfrågan på fjärrvärme är hög kan kraftvärmeverken behöva prioritera värmeproduktion över elproduktion. Det betyder att producenterna kan behöva "backa" på elproduktionen genom att en del av ångan som leds genom turbinen istället direkt dumpas till en kondensator som genererar (ytterligare) fjärrvärme. När det istället är varmt ute och den kraftvärmeproducerade fjärrvärmens inte kan kylas i fjärrvärmenätet behövs utökade kylmöjligheter ifall anläggningen ska kunna producera mer el. Exempel på detta kan vara kyltorn eller möjligheter att kyla i vattendrag.

Slutsatserna för **kapitel 2**, som svarar på tilläggsuppdraget och gör en kartläggning av potentialen i befintlig och outnyttjad elproduktion, är som följer:

- En jämförelse mellan produktionen av värmekraft (främst kraftvärme från fjärrvärme) mellan olika år med varierande elpriser visar på en klart högre elproduktion under de senaste två åren med höga elpriser. Detta visar att det finns en hel del flexibilitet i kraftvärmens förmåga att producera el och att prissignalen fungerar.

- Modellkörningar visar att slopandet av koldioxidskatten (1 januari 2023) har, utgående från höga elpriser (för 2022) på i genomsnitt ca 120 EUR/MWh i SE3 och höga priser på naturgas i förhållande till eldningsolja, en marginell effekt på ökad elproduktion från kraftvärme. Det betyder alltså att när elpriserna är höga är det lönsamt att köra igång en extra värmepanna för att slippa backa på elen och alltså kunna producera el på full/högre kapacitet, även om inte koldioxidskatten hade avskaffats.
- Vid ett lägre elpris, på drygt 40 EUR/MWh i SE3 (och lägre energipriser), så får emellertid slopandet av koldioxidskatten en viss effekt. Beroende på antagande om anläggningarnas förmåga att backa på elproduktionen skulle man hamna på någonstans mellan 350 och 600 GWh extra elproduktion under de kallare delarna av året. Vid 2020 års (låga) elpriser på drygt 40 EUR/MWh (och obegränsad backningsmöjlighet) innebär den slopade koldioxidskatten ett ökat tillskott av 200–300 MW effekt under ca 600 timmar. Dock inte under topplasttimmen eftersom produktion då sker i alla fall.
- Under vår-sommar-höst verkar det vara betydligt svårare för kraftvärmen att vara flexibel och producera el när elpriserna är höga (jämfört mot på vintern). Detta kan bero på bristande kylförmåga men även avställning på grund av revision.
- En ökad möjlighet till elproduktion under vår-sommar-höst skulle kräva incitament till ökad kylning eftersom många anläggningar saknar kylförmåga när fjärrvärmenätet inte räcker till för att kyla. Detta skulle kunna bidra till ökad ödriftsförmåga, beredskap och försörjningstrygghet men kräver då troligtvis något slags stöd.
- En översyn av miljötillstånden för kylning i vattendrag, som tillåter en ökad kylkapacitet under vissa omständigheter såsom när det är ansträngt i näten, skulle också bidra med en ökad elproduktion när den behövs som mest. Det samma gäller för miljötillstånden som reglerar drifttiden för kondensproduktion.
- Vikten av långsiktiga spelregler lyfts fram av branschen i flera olika sammanhang och påverkar även investeringar på kort sikt. De snabba och kraftiga förändringarna av koldioxidskatten som skett genom åren och som nyligen avskaffades helt är ett exempel på när förutsättningarna inte är långsiktiga och som gör det svårt att ta beslut om investeringar som ska löpa under många år framåt. Ett annat exempel är önskemål om längre upphandlingstider än ett år i taget för att tillhandahålla mothandelskapacitet. Även på stödtjänstemarknaden för frekvens och stabilitet efterlyser

branschen längre kontrakt som underlättar för företagen att investera långsiktigt i den utrustning och anpassning som behövs.

I **Kapitel 3** görs en genomgång av uppvärmningsmarknaden. Bland annat visas hur den tekniska potentialen för kraftvärme begränsas av värmeunderlaget och vad som skulle hända om kraftvärmeproduktion ersatte ren värmeproduktion från värmeverk som beräknas uppgå till ca 19 TWh. Om det värmeunderlaget skulle produceras med kraftvärme i stället skulle det betyda någonstans mellan 2 och 10 TWh extra elproduktion beroende på vilken kraftvärmeteknik som används.

**Kapitel 4** redovisar hur scenarierna för fjärrvärmen och kraftvärmen ser ut framåt mot 2050 och visar att fjärrvärmen ökar något över tid i samtliga scenarier eftersom värmeunderlaget ökar. Den fjärrvärmeanslutna kraftvärmen antas öka något i samtliga scenarier samtidigt som det industriella mottrycket minskar. Sammantaget ligger den totala kraftvärmen kvar på dagens nivå till 2050. Då scenarierna utgår från nu gällande regler så kommer det finnas ett stort utfallsrum för fjärrvärmen och därmed även kraftvärmen beroende på bland annat utfallet i olika EU-direktiv, effektivisering och värmepumpar.

**Kapitel 5** går igenom kraftvärme- och fjärrvärmebranschens ekonomiska nyckeltal och visar att lönsamheten och resultatet för branschen som helhet legat relativt stabilt 2011–2020 med en ganska brant stegring av intäkterna 2007–2010. Andelarna av intäkterna som kommer från fjärrvärme är relativt stabil över tiden och varierar mellan 79 och 86 procent över den uppmätta perioden (2007–2020). De något högre elpriserna 2007–2011 förklarar att intäkterna från elproduktionen då låg på i snitt 10 procent mot 6 procent 2012–2020.

**Kapitel 6** beskrivs några av de direktiv som kan komma att påverka kraft- och fjärrvärmesektorn och som revideras i och med Fit for 55-paketet och REPowerEU-planen. Dessa är direktivet om energieffektivitet (EED), direktivet om byggnaders energiprestanda (EPBD), förnybartdirektivet (RED) och EU:s utsläppshandelssystem (EU ETS). En beskrivning av EU-kommissionens förslag på en reviderad elmarknadsdesign som presenterades den 14 mars 2023 och som omfattar bland annat elmarknadsdirektivet beskrivs också i kapitlet.

Översiktliga analyser för några av ändringsförslagen som finns med i direktiven har genomförts. Men då förhandlingarna av flera av direktiven fortfarande pågår eller är precis nått preliminär politisk överenskommelse är det slutliga utfallet av de olika förslagen liksom hur de ska implementeras emellertid oklara och kommer att behöva analyseras vidare i det fortsatta arbetet.

**Kapitel 7** går igenom konkurrenssituationen utifrån kostnaden att använda fjärrvärme respektive värmepump för uppvärmning i olika elområden nu och framåt. Generellt så visar resultaten på en relativt jämn konkurrenssituation mellan fjärrvärme och värmepumpar (för ett mindre flerbostadshus) men att konkurrenstrycket framåt ligger mer på fjärrvärmerna än på värmepumparna.

Konkurrensjämförelsen för 2022 visar en viss fördel för fjärrvärme som uppvärmningsalternativ vilket bör ses som ett förväntat resultat eftersom värmepumparnas kostnader drivits upp det senaste året genom ökade elpriser och högre investeringskostnader. Historiskt har förhållandet varit det omvända, där låga elpriser och mer prispressade investeringskostnader gynnat värmepumpar i många kommuner i landet.

Resultaten visar även att trots ett relativt ogynnsamt läge för värmepumpar på grund av högre elpriser är luftvattenvärmepumpen relativt konkurrenskraftig mot fjärrvärme i de sydligare delarna av landet.

När det kommer till konkurrensjämförelsen för 2030 syns det att konkurrensen är relativt jämn mellan fjärrvärme och värmepumpar med grundantagandena om utvecklingen för priser, ränta samt investeringskostnader.

Fjärrvärmerna skulle kunna behålla eller till och med öka sin konkurrenskraft genom att begränsa sina prisökningar framöver, under förutsättningen att inte andra faktorer som ökad reglering genom lagar/skatter/förordningar eller nya energikriser driver upp kostnaderna.

När det gäller hinder och barriärer så redovisas dessa i **kapitel 8** och fokuserar på vad branschen lyfter upp som särskilt viktigt, nämligen byggreglerna och avfallsförbränningen.

För att erhålla *teknikneutrala byggregler* landar slutsatserna i att en översyn av existerande viktningsfaktorer för fjärrvärme och el bör göras för att säkerställa konkurrensneutralitet. Viktningsfaktorerna bör ta hänsyn till värmepumpens tekniska utveckling och effektivitet. Kommande EU-regler om energieffektiviseringar i direktivet om energieffektivitet liksom utformningen av direktivet för byggnaders energiprestanda behöver också tas med i en sådan översyn.

Största delen av fjärr- och kraftvärmens fossila utsläpp kommer idag från *avfallsförbränning* och kapitlet beskriver problematiken med att utsläppen krediteras fjärrvärme- och kraftvärmesektorn samtidigt som den fossila delen (plasten) uppstår i andra sektorer. Detta skapar problem för fjärrvärme som baseras på avfall då de har kunder som har krav på sig att vara förnybara/fossilsfria. Hur utsläppen från avfall ska allokeras på ett



rättvist sätt har inget enkelt svar men kapitlet är ett steg i riktningen att komma en bit på vägen.

För att kunna hantera samhällets avfall som inte kan tas om hand tidigare i avfallshierarkin är lösningen som finns idag primärt CCS (Carbon Capture and Storage). Energimyndigheten har i årets regleringsbrev i uppdrag att utreda och föreslå styrmedel för CCS och CCU (Carbon Capture and Usage) för att bidra till det klimatpolitiska målet varför frågan också kommer tas vidare i det uppdraget och samordnas med detta uppdrag.

**Kapitel 9** ger en första redogörelse för kraftvärmens möjligheter att delta och bidra med stödtjänster på de nya marknaderna för frekvens och stabilitet som SvK ansvarar för och utvecklar.

Möjligheterna för kraftvärmens att delta på marknaderna varierar i stor utsträckning mellan olika anläggningar beroende på storlek, ålder och bränsletyp samt utformningen av anläggningen och fjärrvärmesystemet i sin helhet.

De anläggningar som har bäst förutsättningar att delta utgörs i regel av:

- Anläggningar med värmelager, kylkapacitet och kondenssvans som minskar beroendet av värmeunderlaget
- Moderna anläggningar (upprampning, automatisk turbinstyrning)
- Större anläggningar (upprampning, budvolym)
- Anläggningar som ägs av större aktörer (organisation, IT-stöd, verktyg för prissättning och optimering)

*Möjliga åtgärder för att förbättra kraftvärmens möjligheter att delta på marknaden:*

- Tydlig produktspecifikation från SvK gällande vilken utrustning och tillhörande IT-lösningar som behövs för att kunna delta i den elektroniska avropshanteringen mot SvK. Detta skulle kunna ske i form av ett framtaget anslutningspaket med passande mätare och abonnemang av framtagna IT-lösningar såsom en för ändamålet anpassad webbsida.
- Något slags incitament/ersättning till investeringar i ökad flexibilitet i förhållande till kraftvärmens värmeunderlag för att kunna frigöra mer elkapacitet. Exempelvis till kyltorn/lager (varmare årstider) eller extra värmeproduktion/lager (till vintern).
- Slopade krav från SvK på att anläggningarnas reservgeneratorer måste förkvalificeras och göra det möjligt att slå samman kraftvärmekapacitet och reservkraft. Detta skulle leda till snabbare upprampningskapacitet och öka budvolymen.

- En ökad långsiktighet när det gäller ersättning och spelregler skulle underlätta för aktörerna att ta beslut om att delta.

När det gäller **kapitel 10** om fjärrvärmens och kraftvärmens roll för försörjningstryggheten så lyfts bland annat värmeförsörjningens betydelse för försvarsviljan fram. De ökade krav som ställs inom totalförsvarsplaneringen påverkar även fjärr- och kraftvärmen. Kapitlet lyfter vidare fram behoven av fortsatt utredning kopplat till bland annat bränsleberedskap, ökad reparationsförmåga men också lagerhållning av viktiga komponenter och insatsvaror. Utredningsbehoven bedöms att ingå i Energimyndighetens ansvarsområde och kommer att omhändertas i den ordinarie verksamhetsplaneringen.

Avslutningsvis konkluderas att Energimyndigheten ser ett behov av att utöka samarbetet med Svenska Kraftnät för att stärka den nationella ödriftsförmågan. Detta betyder att fastställa en önskad ödriftsförmåga hos enskilda kommuner, städer och regioner för att sedan implementera detta. Ett nationellt ödriftsprogram mellan myndigheter och andra berörda aktörer är ett möjligt scenario.

# 1 Inledning

Fjärr- och kraftvärmerna utgör en viktig del av det svenska energisystemet. Förutom att bidra med både värme och el så är kraftvärmerna med sin ofta centrala placering också viktig för att hantera den lokala effektsituationen. Kraftvärmerna introducerades på 50-talet och dess bidrag med elproduktion har ökat över tid. På 80-talet hade vi en elproduktion från kraftvärmerna på ungefär 5 TWh. Den har sedan succesivt ökat till ungefär 15 TWh och ligger sedan 2010 på denna nivå. Fjärrvärmerna har under hela 2000-talet stått för ungefär hälften av uppvärmningen i bostäder och service. Idag finns fjärrvärme i 285 av Sveriges 290 kommuner. Den svenska fjärr- och kraftvärmerna har sin bas i biobränsle och avfall där energiåtervinning sker efter att de övre stegen i avfallshierarkin är uttömda.

Rapporten använder sig av information från olika statistikkällor, modelleringar, inspel från branschorganisationer och företag samt enkätstudier och intervjuer för att försöka få en så komplett bild som möjligt av dagens situation. Resultaten som redovisas utgår från ett nationellt perspektiv och redovisas på ett huvudsakligen övergripande och generellt sätt. Det är emellertid viktigt att ha med sig att verkligheten är mer komplex än så vilket gör att situationen för olika aktörer kan se väldigt olika ut. Detta då fjärr- och kraftvärmerna utgörs av en mängd olika typer av anläggningar, geografiskt belägna i olika delar av landet, med olika storlekar, ålder och bränslen med olika utformningar av anläggningarna och fjärrvärmesystemen.

Den 30 november 2020 lämnades rapporten *Heltäckande bedömning av potentialen för uppvärmning och kylning* (ER 2020:34) in till regeringen. Rapportens syfte var att uppfylla kraven i direktivet om energieffektivitet och innehöll omfattande modelleringar av energisystemet liksom ett antal policyförslag. Bland annat föreslog Energimyndigheten att en samlad översyn av de styrmedel som påverkar kraftvärmerna genomförs, för att värna kraftvärmerna och dess positiva egenskaper för energisystemet. Inte minst för att kraftvärmerna bidrar med stabilitet till elnätet och är viktig ur ett försörjningstrygghetsperspektiv genom att minska lokala bristsituationer.

Med avstamp i det arbetet liksom regeringens bedömning att fjärr- och kraftvärmerna har en viktig roll i framtidens energisystem utformades ett uppdrag att ta fram ett förslag på en strategi för fjärrvärme- och kraftvärmerna (I2022/01373). Uppdraget kompletterades sedan i Energimyndighetens regleringsbrev till att även inkludera en analys av sektorskopplingar mellan fjärrvärme, el och vätgas samt vilken roll kärnenergi kan spela för sektorn. Slutligen fick Energimyndigheten ett tilläggsuppdrag (I2022/02319) att ”*Kartlägga potentialen i befintlig och*

*outnyttjad elproduktion samt identifierade orsaker till att den inte tillgängliggjorts elmarknaden.” Det nya uppdraget slogs ihop med strategin och fick ett gemensamt avrapporteringsdatum till den 31 mars 2023.*

Ett särskilt fokus i delleveransen har lagts på tilläggsuppdraget att kartlägga potentialen för kraftvärme, vilket presenteras i **kapitel 2**. Fokus ligger då på att kartlägga om det finns outnyttjad elproduktionskapacitet i befintliga kraftvärmeanläggningar och vilka åtgärder som skulle kunna genomföras på relativt kort sikt, 1–3 år, för att öka kapaciteten så att dessa kan bidra till en ökad lokal och regional försörjningstrygghet.

Upplägget av rapporten i övrigt och hur kapitlen svarar mot uppdraget i den första delleveransen återges i kursiv text följt av kapitelbeskrivning.

*Den första delen i uppdraget fokuserar på kraftvärmens konkurrenskraft och lönsamhet. Syftet är att identifiera åtgärder för att på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt främja fjärr- och kraftvärmens bidrag till elförsörjningen, särskilt under perioder då elsystemet är som mest ansträngt, både genom att nyttja befintlig kraftvärmekapacitet mer effektivt och genom nyinvesteringar med så hög elverkningsgrad som möjligt.*

**Kapitel 4** går igenom Energimyndighetens olika scenarier över fjärrvärmens och kraftvärmens utveckling framåt. För att visa på lönsamhet och skuldsättning går **Kapitel 5** igenom fjärrvärmebranschens ekonomiska ställning genom att titta på olika ekonomiska nyckeltal över tiden. **Kapitel 7** går igenom hur konkurrensen mellan fjärrvärme och el i olika delar av landet utvecklas och hur konkurrensförhållandena ser ut. Viktigt för sektorns framtida lönsamhet är också förutsättningar för innovationer och utveckling för att hitta nya intäktströmmar vilket kommer att beröras närmre i slutleveransen.

*Arbetet ska inkludera en översyn av byggregler, EU-regler för biobränslen, skatter och andra styrmedel som påverkar fjärr- och kraftvärmens konkurrenskraft.*

**Kapitel 6** går igenom vilka direktiv som är under omförhandling inom EU som kan komma att få påverkan på fjärr- och kraftvärmesektorn. Andra bitar återfinns framför allt i **kapitel 8** som gör en översyn över olika styrmedel som kan innebära hinder för fjärrvärme-/kraftvärmesektorn. Ett särskilt fokus läggs på byggreglerna som är fråga branschen lyft extra tydligt, vilket även gäller för avfallsförbränningen som upplevs som ett hinder gentemot kunderna.

*Vidare ska kraftvärmens lokala och regionala systemnyttor kvantifieras och därefter analyseras i förhållande till dagens elmarknad. Detta ska*

*resultera i förslag på hur lokala och regionala systemnyttor kan ges en mer korrekt värdering på elmarknaden. Analysen bör inkludera hur utvecklingen av nya stödtjänstmarknader påverkar kraftvärmens lönsamhet och andra möjliga sätt att värdera lokala systemnyttor på marknaden.*

Frågeställningarna om kraftvärmens systemnyttor och möjlighet att få intäkter på SvKs marknader för frekvens och stabilitet med mera adresseras i **kapitel 9**. I första delleveransen kommer endast en översiktlig genomgång att finnas tillgänglig.

*Även relevanta mål för det civila försvaret från totalförvarsbeslutet, Totalförsvaret 2021 – 2025 (prop. 2020/21:30, bet. 2020/21:FöU4, rskr. 2020/21:136) och fjärr- och kraftvärmens bidrag till dessa bör beaktas.*

Försvars- och beredskapsfrågor adresseras i **kapitel 10**.

Till den slutliga leveransen i december 2023 kommer Energimyndigheten att fördjupa analyserna från detta arbete och förlänga tidsperspektivet mot 2045 för fjärr- och kraftvärmens långsiktiga roll i det framtida hållbara energisystemet.

## 2 Kartläggning av potentialen i outnyttjad elproduktion

Det här kapitlet svarar på Energimyndighetens uppdrag att redovisa en kartläggning av potentialen i outnyttjad elproduktion i Sverige samt identifierade orsaker till att den inte tillgängliggörs elmarknaden.<sup>2</sup>

Uppdraget kan sägas bestå av tre delar:

- Vid kartläggningen av potentialen i outnyttjad elproduktion ska utgångspunkten vara teknisk potential för elproduktion i existerande elproduktionsanläggningar, men nödvändigt inte begränsat till dessa.
- I de fall elproduktionskapacitet inte tillgängliggjorts elmarknaden under den senaste treårsperioden ska redovisningen beskriva orsakerna till att så inte har skett utifrån befintliga tekniska, ekonomiska, skattetekniska samt andra juridiska förutsättningar så som exempelvis miljölagstiftningen.
- Kartläggningen ska också beskriva hur samverkan mellan fjärrvärmeproduktion och elproduktion påverkar tillgängligheten till elproduktion från kraftvärme och förslag på åtgärder som på ett respektive tre års sikt kan bidra till att öka elproduktionen utan att inverka negativt på värmeförsörjningen.

Uppdraget är tätt sammanlänkat med Energimyndighetens uppdrag att ta fram ett förslag till en fjärr- och kraftvärmestrategi (I2022/01373) vilket är anledningen till att dessa två uppdrag redovisas tillsammans med ett gemensamt rapporteringsdatum (31 mars 2023). Detta eftersom den huvudsakliga potentialen för ny/utökad elproduktion på kort sikt kommer från kraftvärmeanläggningar. Samt frågan om samverkan mellan fjärrvärme och kraftvärme. I den mån det finns övrig kraftproduktion som skulle kunna tas i bruk eller öka sin produktion på 1–3 års sikt (främst vattenkraft) så finns också en kortare redovisas med om det.

I sammanhanget är det även värt att notera att de flesta åtgärder som kan vidtas på kort sikt ökar försörjningstryggheten på bekostnad av de klimat- och miljöpolitiska målen som ska uppnås på lite längre sikt. Därför är det av stor vikt att om kortsiktiga lösningarna införs behöver dom vara just kortsiktiga och att de inte leder till en långsiktig inlåsning i ett ökat

---

<sup>2</sup> Uppdrag att stärka försörjningstryggheten i energisektorn  
I2022/02319

fossilberoende, så att det bara blir en övergående målkonflikt. Samtidigt kan det vara svårt att skapa incitament för branschen att investera i el- eller värmeproduktion som ökar den fossila användningen av bränslen som leder till ökad försörjningstrygghet eftersom den typen av investeringar ofta kräver en lång tidshorisont för att kunna räknas hem. Det går också emot den utveckling som branschen genomför där man ställer om från fossilt till förnybart/fossilfritt med syfte att fasa ut de sista fossila pannorna från sina system. Många av kraft- och fjärrvärmeföretagen har egna uppsatta miljömål som insatser av denna typ skulle gå emot. Det kan också påverka affärsmöjligheterna då deras kunder efterfrågar fossilfri/förnybar fjärrvärme och el. Utsläpp från fossilproduktion för anläggningar som omfattas av EU ETS (Sveriges fjärrvärmearläggningar deltar i EU ETS) leder emellertid inte till ökade totala utsläpp eftersom utsläppen regleras inom EU ETS.<sup>3</sup> Undantaget är ifall aktörerna själva väljer att annullera sina tilldelade utsläppsrätter istället för att sälja dem, då minskas utrymmet under taket i EU ETS på marginalen. Rent tekniskt skulle åtgärderna som syftar till att öka försörjningstryggheten kunna genomföras även med bioolja istället för fossil olja men då kommer istället osäkerheten kring tillgången på bioolja samt en dyrare prisbild in vilket gör det än svårare att genomföra åtgärden.

## 2.1 Vidtagna åtgärder

En hel del åtgärder som syftar till att ge bättre förutsättningarna för aktörerna på elmarknaden har redan vidtagits. Vad det gäller avskaffandet av koldioxidskatten analyseras effekterna av den åtgärden i kapitel 7.2

Tabell 1 ger en överblick över de åtgärder som redan vidtagits för att öka kraftvärmekapaciteten eller minska efterfrågan på effekt.

Tabell 1 Vidtagna åtgärder för ökad kraftvärmekapacitet.

Vidtagna åtgärder	Datum	Bidrar till	Hinder /Problem
Slopad avfallsförbränningskatt	Från 1 januari 2023	Bättre villkor för avfallskraftvärme	Kostnad för nyinvesteringar
Slopad koldioxidskatt på värmeproduktion inom EU-ETS	Från 1 januari 2023	Lägre rörliga kostnader för exempelvis spetslastproduktion	Kostnad för spetslastproduktion (samt investeringar)
Upphandling av kapacitet för mothandel Heleneholmsverket, 80 MW	1 december t.o.m 31 mars 2023	Ökar systemstabilitet och överföringskapacitet	Möjlig lokal effektbrist

<sup>3</sup> EU-Emission Trading System. Alla fjärrvärmearläggningar i Sverige över 20 MW ingår eller alla anläggningar som tillsammans i ett nät når över 20 MW dvs i praktiken nästan all fjärrvärme.

Vidtagna åtgärder	Datum	Bidrar till	Hinder /Problem
Upphandling av kapacitet för mothandel Ryaverket i GBG, 250 MW	10 december 2022 t.o.m 31 mars 2023	Ökar systemstabilitet och överföringskapacitet	Möjlig lokal effektbrist
Upphandling av kapacitet för mothandel Tekniska verken i Linköping, 60 MW	24 dec 2022 t.o.m. 30 april 2023	Ökar systemstabilitet och överföringskapacitet	Möjlig lokal effektbrist
Regellättnader för snabbare bränslebyte	Från 1 december 2022 – 31 maj 2024	Snabbare byte till annat bränsle än gas	Undviker brist på bränsle och därmed ökad försörjningstrygghet
Konverteringsstöd från direktverkande el, 400 MSEK/år	2023–2025	Lägre priser ökar försörjningstrygghet	

Källa: Budgetpropositionen för 2023 (Prop. 2022/23:1) samt Energimyndigheten.

### 2.1.1 Svenska kraftnäts upphandling av mothandelskapacitet

Svenska Kraftnät fick ett uppdrag av den föregående regeringen att utreda möjligheten att upphandla elproduktion för att sänka elpriset i södra Sverige. Mothandel är då ett sätt att tillföra ökad systemstabilitet och överföringskapacitet vilket minskar risken för avbrott eller effektbrist. Mothandel innebär att SvK betalar för ökad elproduktion i underskottsområdet och/eller en minskad förbrukning i underskottsområdet.<sup>4</sup> Följande upphandlingar har gjorts:

- Den 1 december 2022 meddelade Svenska kraftnät att de upphandlar elproduktion av Heleneholmsverket i Malmö inför vintern i syfte att öka elproduktionskapaciteten i södra Sverige. Upphandlingen avser 80 MW för mothandel mellan elområden och omdirigering. Avtalet gäller till den 31 mars 2023.<sup>5</sup>
- Den 8 december tecknade Svenska kraftnät ytterligare ett avtal om mothandel. Denna gång med Göteborg Energi avseende Rya kraftvärmeverk, om 250 MW i sydvästra Sverige från 10 december till och med mars 2023. Rya kraftvärmeverk är ett gaskombikraftverk som producerar både fjärrvärme och el. Det drivs med naturgas och har möjlighet att också drivas med olja.<sup>6</sup>

<sup>4</sup> Svenska kraftnät, 2023. *Om mothandel och omdirigering*. <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/om-mothandel/> (hämtad 2023-03-27)

<sup>5</sup> Svenska kraftnät, 2022. *Svenska kraftnät handlar upp kapacitet i södra Sverige*. <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2022/svenska-kraftnat-handlar-upp-kapacitet-i-sodra-sverige/> (hämtad 2023-03-27)

<sup>6</sup> Svenska kraftnät, 2022. *Svenska kraftnät handlar upp kapacitet i sydvästra Sverige*. <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2022/svenska-kraftnat-handlar-upp-kapacitet-i-sydvastra-sverige/> (hämtad 2023-03-27)



- Den 22 december handlades 60 MW upp från Tekniska verken i Linköping för mothandel och omdirigering. Det är flera av Tekniska verkens anläggningar som tillsammans utgör den utökade kapaciteten. Delar av anläggningarna har legat vilande och gjorts tillgängliga för produktion under hösten 2022. Anläggningarna upphandlas för perioden 24 december 2022 till 30 april 2023.<sup>7</sup>

Elen till mothandeln är förhållandevis dyr vilket beror på att den kommer från anläggningar som i vanliga fall inte används på elmarknaden. Deras huvudsakliga uppgift är att leverera fjärrvärme till hushållen i sin närhet, men har tekniska förutsättningar att även producera el. Kraftverk som löpande producerar el till marknaden är däremot inte aktuella för avtal om mothandel.<sup>8</sup> Ur den aspekten bör det inte betyda att kapacitet som annars varit tillgänglig undanhålls elmarknaden eftersom det är själva upphandlingen från SvK som gör att den tillgängliggörs vid behov.

### **2.1.2 Regellättnader för att snabbare bränslebyte**

Den 1 december 2022 beslutade regeringen om tillfälliga regellättnader för att upprätthålla värmeförsörjningen de närmast kommande vintersäsongerna.<sup>9</sup> Beslutet innebär att fjärrvärmeanläggningar snabbare kan byta bränsle om det blir brist på gas. Anledningen är Rysslands krig mot Ukraina vilket har ökat risken för gasbrist i Europa. Det är främst fjärrvärmeanläggningar i sydvästra Sverige som använder gas som bränsle. Regeringens beslut innebär att byte av bränsle kan ske genom en anmälan i stället för att tillståndet ändras. På så sätt kan anläggningarna snabbt byta bränsle och fortsätta producera värme även vid gasbrist. Ändringarna träder i kraft den 1 januari 2023 och gäller till och med den 31 maj 2024.

## **2.2 Effektbalansen under topplasttimmen**

För att ge en bakgrund till effektsituationen på den svenska elmarknaden visas i Tabell 2 Svks prognos över effektbalansen för topplasttimmen för tre olika vintertyper (normal-, tioårs- och tjugoårsvinter<sup>10</sup>). I samtliga fall jämförs den uppskattade maxförbrukningen med den förväntade tillgängliga produktionen.

Tabellen visar på en negativ effektbalans på 1 400 MW för topplasttimmen under en normalvinter. Det innebär att Sverige förväntades vara beroende av import för att klara topplasttimmen vintern

<sup>7</sup> Svenska kraftnät, 2022. *Svenska kraftnät säkrar ytterligare kapacitet för mothandel.* <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2022/svenska-kraftnat-sakrar-ytterligare-kapacitet-for-mothandel/> (hämtad 2023-03-27)

<sup>8</sup> Svenska kraftnät, 2023. *Om mothandel och omdirigering.* <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/om-mothandel/> (hämtad 2023-03-27)

<sup>9</sup> Regeringskansliet, 2022. *Regeringen vidtar åtgärder för att säkerställa värmeförsörjningen.* <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2022/12/regeringen-vidtar-atgarder-for-att-sakerstalla-varmeforsorjningen/> (hämtad 2023-03-27)

<sup>10</sup> Enligt den traditionella statistiska metoden.

2022/2023. Här bör även noteras att förutom import av el så har även en anpassning, så väl minskning som förflyttning av last, av elanvändningen bidragit till en minskning av den ansträngda effektsituationen i nätet.

Tabellen visar även att effektbalansen är mest ansträngd i elområde 3 som har ett underskott på 6 200 MW vid en normalvinter vilket visar på ett ganska stort importberoende. Det kan vara värt att nämna att det inte bara är den tillgängliga elproduktionen som sätter begränsningar utan att ledningarna som transporterar elen också måste ha tillräcklig kapacitet till överföring då det behövs. Ifall det då går att öka kapaciteten i existerande kraftvärmeanläggningar som redan ligger inne i städer så är det inte längre ett problem med överföringen av el ifall det är fullt i ledningarna när efterfrågan är hög. Dessutom avlastas nätet för annan elöverföring.

Tabell 2 Prognos för effektbalansen under topplasttimmen 2022/2023

	Tillgänglig produktion [MWh/h]	Elförbrukning [MWh/h]			Effektbalans [MWh/h]		
		Normal vinter	Tioårs- vinter	Tjugoår- vinter	Normal -vinter	Tioårs- vinter	Tjugoårs- vinter
SE1	4 800	- 1 600	- 1 700	- 1 700	3 200	3 100	3 100
SE2	7 700	- 3 200	- 3 300	- 3 400	4 500	4 400	4 300
SE3	10 800	- 17 000	- 17 800	- 18 100	- 6 200	- 7 000	- 7 300
SE4	1 800	- 4 800	- 5 000	- 5 100	- 3 000	- 3 200	- 3 300
<b>Riket</b>	<b>25 100</b>	<b>- 26 500</b>	<b>- 27 800</b>	<b>- 28 200</b>	<b>- 1 400</b>	<b>- 2 700</b>	<b>- 3 100</b>

Källa: Svenska kraftnät, 2022. Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2022. Ärende nr: 2022/879

De europeiska systemoperatörernas samarbetsorganisation ENTSO-E<sup>11</sup> uppmärksammade även södra Sverige som ett särskilt utsatt område gällande elförsörjningen i sin rapport *Winter Outlook 2022–2023*.<sup>12</sup>

### 2.2.1 Fördelningen av installerad kraftvärmeeffekt

När det gäller fördelningen av den installerade effekten från kraftvärmeanläggningar per prisområde<sup>13</sup> så ligger den största delen i SE 3 (ca 60 procent), vilket också är det område som har det största underskottet (se Tabell 2). En del ligger även i SE 4 (20 procent). Sammantaget ligger ca 80 procent av den installerade kraftvärmekapaciteten i de delar som också enligt Tabell 2 har det största effektunderskottet. I tabellen syns även att drygt 900 MW i SE3 och SE4 är installerad effekt från kondenskraftverk, (framför allt Karshamnsverket som ingår i effektreserven). Noteras bör att Svenska Kraftnät upphandlat Heleneholmsverket i Malmö och Ryaverket i Göteborg, samt Tekniska

<sup>11</sup> ENTSO-E står för the European Network of Transmission System Operators for Electricity, och är europeiska systemoperatörernas samarbetsorganisation.

<sup>12</sup> ENTSO-E, 2022. *Winter Outlook 2022-2023 – Summer 2022 Review*.  
<https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/> (hämtad 2023-03-27)

<sup>13</sup> Observera att detta gäller all kraftvärme och inte bara biokraftvärme.

verken i Linköping för att tillhandahålla kapacitet för mothandel under 2023 (se kapitel 2.1).

Tabell 3 Installerad eleffekt per elområde, MW i kraftvärmesektorn, 1 januari 2022

	Kraftvärme fjärrvärme	Kraftvärme Industri	Kondenskraft	Gasturbiner	Gasmotorer & Dieselkraft
<b>SE1</b>	149	122	0		1
<b>SE2</b>	230	450	0		2
<b>SE3</b>	2 028	533	243	1	11
<b>SE4</b>	468	415	662	1	3
<b>Summa</b>	<b>2 875</b>	<b>1 520</b>	<b>905</b>	<b>2</b>	<b>17</b>
<b>"Nettolast"</b>	<b>2 587</b>	<b>1 368</b>			

Källa: Energiföretagen

Den för marknaden tillgängliga kapaciteten ("nettolasten"/"nettoeffekt tillgänglig för inmatning") är dock något mindre än den installerade kapaciteten eftersom en del används som hjälpel i den egna anläggningen och en del används till olika funktioner inom anläggningens område även kallat "lokallast". Sammantaget kan det vara rimligt att dra av ca 10 procent från den installerade effekten för att få nettoeffekten.<sup>14</sup> Det skulle betyda att den installerade effekten från kraftvärme (i fjärrvärmenäten) där den största potentialen finns att öka elproduktionen i existerande anläggningar minskar till 2 600 MW.

### Tillgänglighet<sup>15</sup>

När Svk gör prognoser över kraftbalansen enligt statisk metod antar de att kraftvärmeanläggningarna under vintern har en allmän tillgänglighet på 90 procent. Vidare antar de att verkningsgraden i kraftvärmeanläggningarna är 85 procent av vad som är tekniskt optimalt. Det innebär att den sammantagna tillgängligheten för kraftvärme antas vara 77 procent av installerad effekt.

Under sommaren är tillgängligheten betydligt lägre eftersom värmebehovet antas vara lågt och flera anläggningar är otillgängliga under revisioner men att en del kraftvärmeverk som är fysiskt tillgänglig producerar ifall priset är högt nog. Den sammantagna tillgängligheten för kraftvärmen för sommaren antas vara 10 procent enligt Svks bedömningar.

## 2.3 Outnyttjad kraftvärmekapacitet

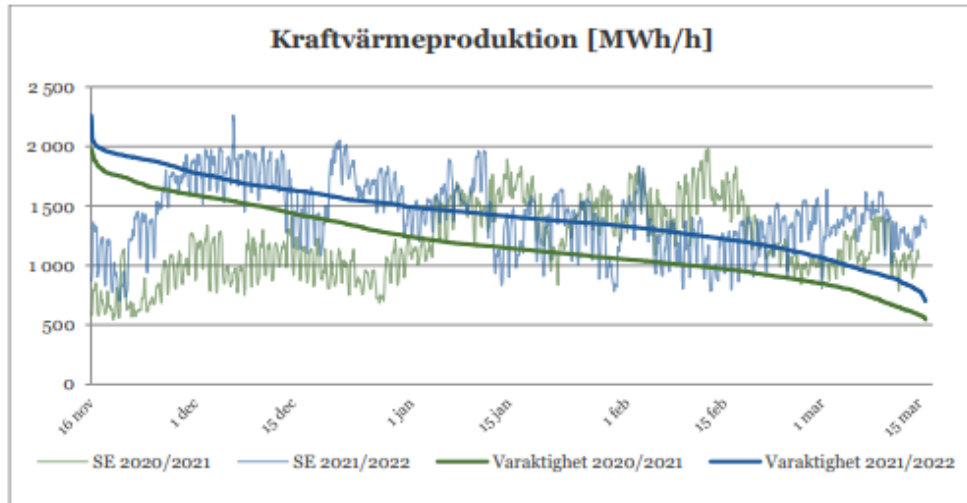
För att få en bild av den outnyttjade kraftvärmekapaciteten visar Figur 1 hur mycket kraftvärme som produceras i genomsnitt per timme under den kalla delen av året (16 november-15 mars) för 2020/2021 respektive

<sup>14</sup> Uppskattning efter samtal med Erik Dotzauer Stockholm Exergi

<sup>15</sup> [Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2022 \(svk.se\)](#)

2021/2022. Figuren avser all el från kraftvärme som matats ut på nätet vilket alltså betyder att bidraget från industriellt mottryck ingår men då mängden inte särredovisas så är den oklar. Den blå timmedelskurvan visar att kraftvärmeanläggningarna producerade betydligt mer under perioden november-januari 2021/2022 jämfört med samma period 2020/2021 vilket tyder på en flexibilitet att anpassa sig efter elpriserna.

Figur 1 Timmedelvärden för den svenska kraftvärmeproduktionen under de vintrarna 2020/2021 och 2021/2022 vintrarna

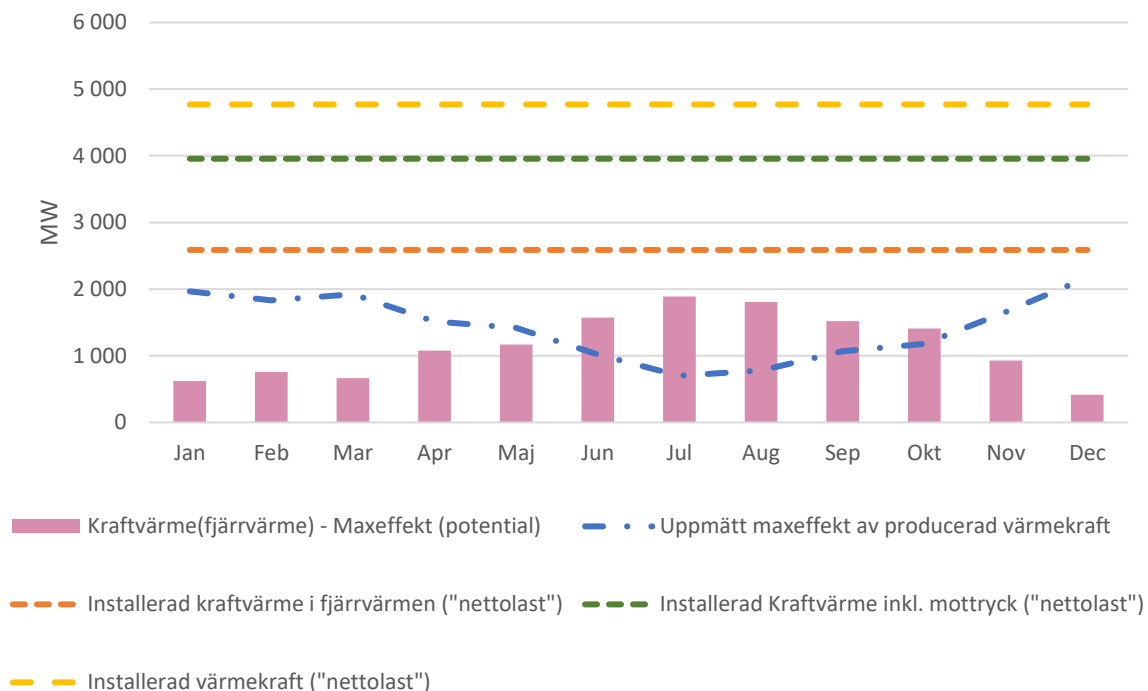


Not: Datum på den vågräta axeln avser tidsserien, inte varaktigheten där alla mätvärden är sorterade i fallande storleksordning för vinterns alla timmar. Förbrukning bakom icke-koncessionspliktiga nät är inte inkluderade i figuren. Källa: [Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2022 \(svk.se\)](https://svk.se)

Figur 2 visar uppmätt maxeffekt från konventionell värmekraft<sup>16</sup> för varje månad under året 2022 jämfört med installerad värmekraft. Staplarna (i rosa) visar skillnaden mellan den producerade maxeffekten för värmekraft som går ut på nätet och installerad kraftvärmeeffekt (fjärrvärmeansluten) och ger en fingervisning om hur mycket outnyttjad potential det skulle kunna röra sig om i existerande anläggningar ifall de var ”dimensionerade” för och producerade på full eleffekt. Hur mycket av värmekraften (blå linjen) som kommer från annan värmekraft än kraftvärme går inte att skilja ut ur statistiken vilket gör att det skulle kunna röra sig om en något större potential från fjärrvärmeansluten kraftvärme än vad staplarna visar.

<sup>16</sup> Dvs inte kärnkraft men kraftvärme och kondenskraft.

Figur 2 Uppmätt producerad maxeffekt per månad från värmekraft (blå linje) jämfört med installerad kraftvärmekapacitet och all installerad värmekraft (ej kärnkraft), 2022 (MW).



Källa: Data från SvK (eSett) och Energiföretagen, Energimyndighetens bearbetning.

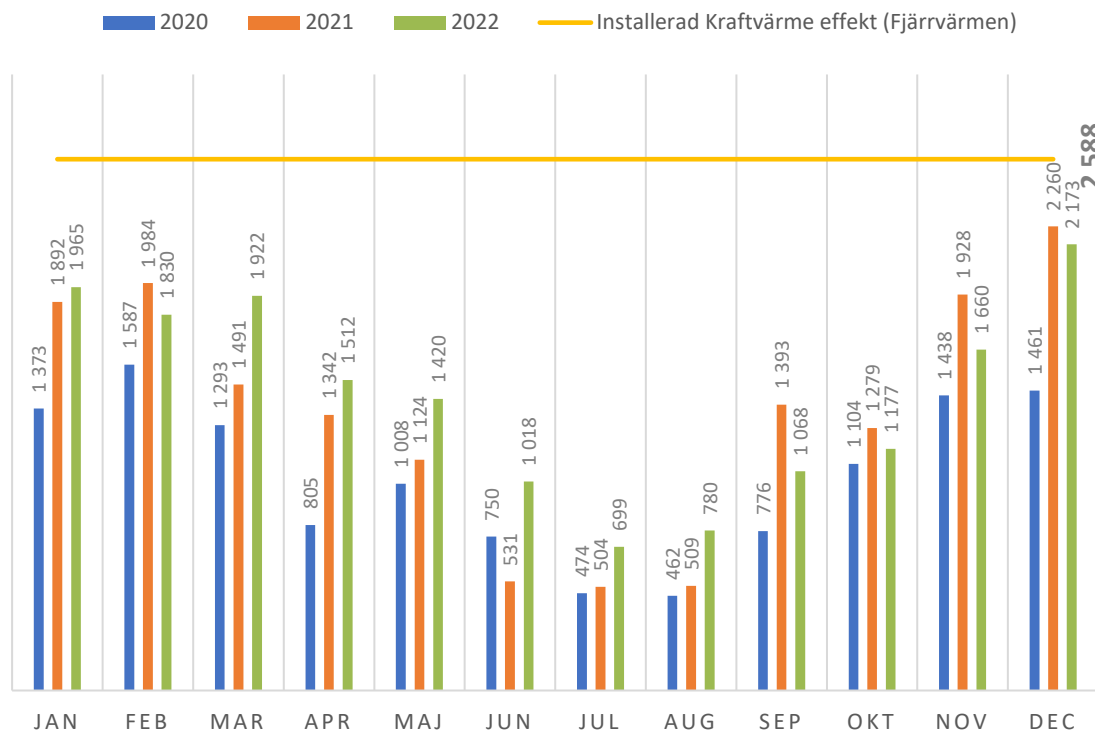
Not: I Värmekraft ingår både kraftvärme och kondenskraft. Kondenskraft körs emellertid väldigt sällan och används främst som reservkraft. För kraftvärmerna har även 10 procent av den installerade effekten dragits ifrån eftersom den uppskattas användas inom själva anläggningen och går alltså ej ut på nätet.

Figur 3 visar hur maxeffekten från värmekraften varierat per månad för tre år. Ett år med lägre elpriser (2020) hade klart mindre elproduktion medan år med högre elpriser (2021 och 2022) gör att kraftvärmeverken producerar klart mer el (Figur 4). Även andra variabler påverkar elproduktionen så som temperatur, situationen i enskilda verk, bränsletillgång etc. Anledningen till att det höga elpriset i oktober, november och december 2022 inte slår igenom mer på värmekraften och ger en högre produktion än 2021, trots att elpriserna var högre 2022, är att aktörerna sparade på bränslet på grund av begränsad bränsletillgång och högre bränslepriser 2022<sup>17,18</sup>. Figur 3 visar att det finns en hel del flexibilitet i kraftvärmeverken att bidra med effekt när det behövs som mest. I december 2020 producerades 1 460 MW värmekraft som mest medan december 2021 producerade 2 260 MW vilket tydligt visar på flexibiliteten. Den uppskattade "nettolasten" från fjärrvärmeansluten kraftvärme uppskattades till 2 600 MW.

<sup>17</sup> Sweco, 2023. *Elproduktionspotential kraftvärme - Kartläggning på uppdrag av Energimyndigheten.*

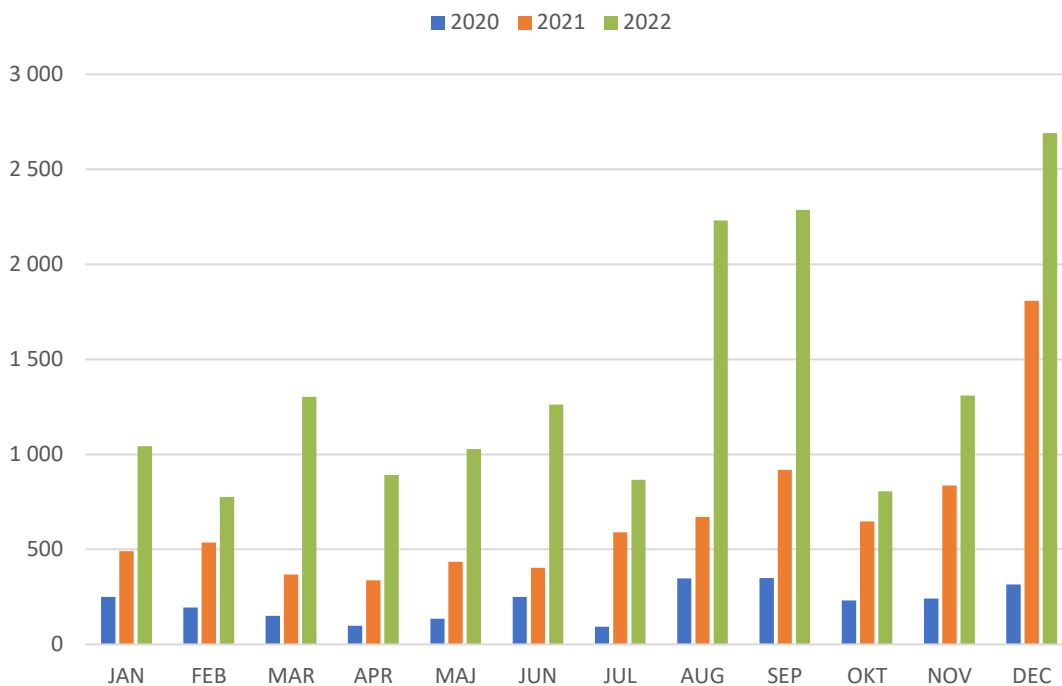
<sup>18</sup> Information från Energiföretagen.

Figur 3 Maxeffekt värmekraft per månad för åren 2020, 2021 och 2022 jämfört med installerad kraftvärme (nettolast) i fjärrvärmerna, MW



Källa: Data från SvK (eSett) och Energiföretagen, Energimyndighetens bearbetning.

Figur 4 Elpris genomsnitt per månad i SE 3, SEK/MWh



Källa: Syspower

### Dimensionering av kraftvärmeanläggningar.

Att produktionen av el från kraftvärmen ser ut som den gör är huvudsakligen ett resultat av att anläggningarna är dimensionerade efter värmeunderlaget och i första hand har till uppgift att producera fjärrvärme. Mängden el som kraftvärmen producerar är alltså i stor utsträckning en konsekvens av värmebehovet även om det finns en viss flexibilitet. När värmebehovet är stort produceras därmed mer el, men när värmebehovet är som allra störst sjunker elproduktionen i många anläggningar eftersom de måste prioritera att producera värme genom att ”backa” på elproduktionen. Rent praktiskt sker detta genom att en del av ångan som leds genom turbinsteget istället leds direkt till en kondensator som genererar (ytterligare) fjärrvärme.

Elproduktionen har historiskt mer setts som en ”biprodukt” men har blivit allt viktigare i takt med stigande elpriser, elektrifiering, behov av stödtjänster och lokal effekt samt ett ökat fokus på beredskap och försörjningstrygghet sedan några år i och med en ökat osäkerheter i omvärldsläget och det senaste året med Rysslands krig mot Ukraina. Detta skapar en efterfrågan på en ökad flexibilitet vad det gäller elproduktion från kraftvärme i förhållande till värmeunderlaget. Kort sagt; vad skulle krävas för att kraftvärmeanläggningarna skulle kunna nyttja en större del av sin el-kapacitet och bli mindre beroende av värmeunderlaget?

#### **2.4 Potentialen att öka den tillgängliga kapaciteten i existerande kraftvärmeanläggningar när det är kallt**

För att få en uppfattning om hur stor potentialen är att öka elproduktionen från kraftvärmen när det är kallt (Jfr de rosa staplarna i Figur 2) gjorde branschorganisationen Svebio<sup>19</sup> en undersökning till sina medlemsföretag<sup>20</sup>. Svebio undersökte en kall vecka i februari 2021 och noterade att värmekraften producerade som mest 1 964 MW (jfr blå linjen i Figur 2) samtidigt som den installerade biokraftvärmen som var i drift uppgick till 4 225 MW dvs ungefär dubbelt så mycket<sup>21</sup>.

I ett enkätutskick svarade medlemsföretagen med fjärrvärmeanläggningar att de använde 55 procent av sin kapacitet medan siffran för skogsindustrin var 58 procent, se Tabell 4.

---

<sup>19</sup> Svenska Bioenergiföreningen

<sup>20</sup> Zetterlund, F och Melin, G. *Biokraft och Effektsituationen i kraftsystemet 2021*. Svebio, 2021. <https://www.svebio.se/wp-content/uploads/2021/06/Biokraft-och-effektsituationen-i-kraftsystemet.pdf> (hämtad 2023-03-28)

<sup>21</sup> I rapporten noteras att den totala installerade kraftvärmekapaciteten ligger på 4 800 MW vilket alltså innebär att ca 600 MW inte är i verklig drift. Anledningen är nedlagda ångturbiner eller pannor eller minskad effekt pga. bränslebyte. Inom fjärrvärme har eleffekten minskats med 500 MW och inom skogsindustrin med 70 MW. Därmed har den installerade eleffekten korrigerats till 4 204 MW för kraftvärme. Till detta ska läggas biogasanläggningarnas biokraft på 21 MW, alltså totalt 4 225 MW som skiljer sig något från biokraftkartans uppgift på knappt 4 800 MW. Svebio (2021)

Tabell 4 . Befintlig kapacitet hos de svarande och andel som i genomsnitt var i produktion 1–7 februari

	Svarandes eleffekt	Svarandes Produktion 1–7 februari, MW	Andel av effekten i produktion	Installerad "tillgänglig" effekt
Kraftvärme, fjärrvärme	2 504	1379	55%	2 773
Kraftvärme, skogsindustri	1 120	649	58%	1 430

Källa: *Biokraft och Effektsituationen i kraftsystemet 2021*. Svebio

I enkäten som Svebio skickade ut till sina medlemsföretag ställdes frågan: "Om ni inte producerade full eleffekt enligt kraftvärmeverkets kapacitet, vad var orsaken till detta?"

När det gäller skogsindustrin uppgav sju företag att de producerade normalt för perioden (dvs de backade inte på elproduktionen) och sex att ångbalansen styr elproduktionen, se Tabell 5. Endast ett företag uppgav att de behövde prioritera värme och hade alltså kunnat producera mer el givet andra förutsättningar. Att potentialen är liten att öka elproduktionen ut på nätet från industriellt mottryck styrks av organisationen SKGS<sup>22</sup> som också poängterar att ångproduktionen styr elproduktionen och att turbinerna överdimensioneras för att kunna ta hand om överskottsånga i alla situationer. Teoretiskt skulle papper- och massabruk kunna agera mer flexibelt men det finns då ett antal hinder på vägen innan de kan göra det<sup>23</sup> vilket eventuellt kan undersökas närmre i slutredovisningen av rapporten.

Även Swecos underlagsrapport till Energimyndigheten<sup>24</sup> bekräftar att det finns en väldigt liten, om ens någon, potential till mer elproduktion inom industrin (på kort sikt, 1–3 år). Detta eftersom industrin justerar sin elproduktion utifrån sina industriprocessers behov och till viss del även utifrån elpris. Justeringen utifrån elpris handlar dock inte om att sälja el ut på elnätet utan att minska industrins behov av uttag från elnätet vid exempelvis höga elpriser. Det primära för industriellt mottryck är att generera ånga för en industriprocess och ångproduktionen styrs av tillgången på bränsle. Produceras mer ånga än processen behöver används den till elproduktion för industrin. För att inte spilla ånga

<sup>22</sup> SKGS= Skogen, Kemin, Gruvorna och Stålet. SKGS arbetar med den svenska basindustrins energifrågor och är ett samarbete mellan de olika branschorganisationerna (Skogsindustrierna, IKEM – Innovations- och kemiindustrierna i Sverige, SveMin och Jernkontoret)

<sup>23</sup> Inspel från Johan Bruce Energidirektör på Skogsindustrierna.

<sup>24</sup> Sweco, 2023. *Elproduktionspotential kraftvärme - Kartläggning på uppdrag av Energimyndigheten*.



överdimensioneras ofta turbinerna för att kunna ta hand om överskottsången i alla situationer. Det kan därför framstå som att det finns elproduktionspotential genom industriellt mottryck sett till installerad effekt, men elproduktionen överstiger generellt inte industrins maximala elbehov. Representanterna för industriellt mottryck ser det inte som realistiskt att öka elproduktionen utöver industrins eget elbehov och ser därmed ingen potential för ökad elproduktion ut på nätet från industriellt mottryck<sup>25</sup>. Detta betyder att möjligheten att öka produktionen när det är kallt framför allt kommer från kraftvärmens i fjärrvärmenäten.

Tabell 5 Svar på orsak till lägre producerad eleffekt

	<b>Fjärrvärme, Kraftvärme</b>	<b>Kraftvärme, Skogsindustri</b>
<i>Haveri</i>	1	1
<i>Normalt för perioden</i>	16	7
<i>Underhåll</i>	7	3
<i>Värme Prioriterad</i>	<b>20</b>	<b>1</b>
<i>Värmeunderlag för litet</i>	2	1
<i>Ångbalans styr elproduktion</i>	3	6
<i>Ej i Drift</i>	2	1
<i>Nedlagd</i>	1	1
<i>Marginalkostnad Spets</i>	<b>17</b>	
<i>Störning Panna</i>	6	
<i>Fjärrvärme Temperatur</i>	1	
<i>Summa</i>	76	21

Källa: *Biokraft och Effektsituationen i kraftsystemet 2021*. Svebio, 2021.

Av svaren i Svebios undersökning i Tabell 5 framgår att 17 av 76 kraftvärmeföretag (inom fjärrvärme) angav att marginalkostnaden för spetslast var anledningen till den lägre producerade effekten medan 20 av 76 uppgav att de behövde prioritera värmeproduktionen. Detta motsvarar, i en överslagsberäkning, 49 procent av den outnyttjade kapaciteten på 1 125 MW. Vilket ger en fingervisning om möjlig extra potential.

Tabell 6 visar att åtgärder för att minska kostnaden för spetslast samt möjlighet att använda alternativ värmeproduktion skulle kunna öka elproduktionen med 548 MW utifrån Svebios undersökning.

<sup>25</sup> Sweco, 2023. *Elproduktionspotential kraftvärme - Kartläggning på uppdrag av Energimyndigheten*.

Tabell 6 Potential till ökad elproduktion i existerande kraftvärmeanläggningar (fjärrvärme) av svarandes effekt utgående från möjliga åtgärder.

	Andel	MW
Fjärrvärme Spets	22 %	252
Fjärrvärme Värme prioriterad	26 %	296
Summa	49 %	548

Not: Utgående från de svarandes outnyttjade kapacitet på 2 504–1 379 MW dvs 1125 MW.

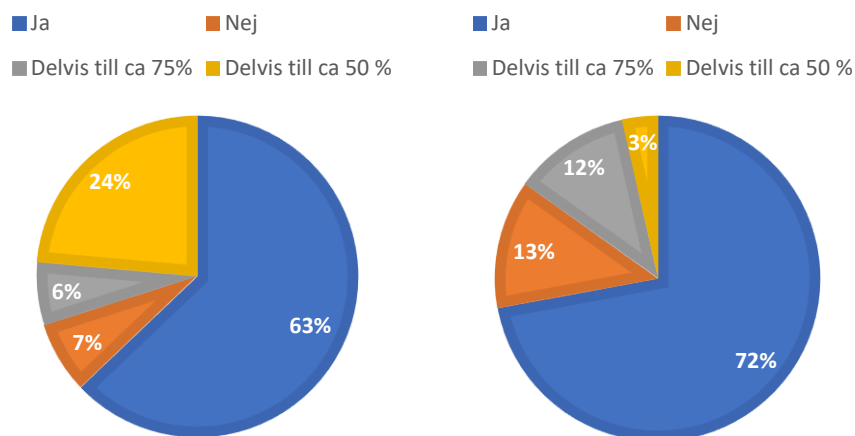
Hur situationen ser ut för de som inte svarat (ytterligare 200 MW) är oklart men är den likadan skulle det innebära nästan 100 MW till. Därtill bör ca tio procent räknas bort för att få fram nettolasten som har möjlighet att gå ut på nätet. Sammantaget skulle detta alltså betyda en potential på runt 500–550 MW i existerande biokraftvärmeanläggningar som skulle kunna nyttjas givet ändrade omständigheter/styrmedel. Större delen av dessa ligger även i SE3 och SE4 (Tabell 3). Det bör emellertid noteras att detta är en uppskattning som inte tar hänsyn till exakt hur mycket effekt de olika svaranden har i sina anläggningar. Exempelvis är det oklart huruvida de som anger att kostnad för spetslastproduktion är stora eller små anläggningar etc. Det bör även noteras att enkäten gjordes innan koldioxidskatten avskaffades 1 januari 2023.<sup>26</sup>

Svebios biokraftundersökning från 2022<sup>27</sup> visade att 1 775 MW och 62 anläggningar hade möjlighet att producera på full eleffekt när det är kallt medan 203 MW och 11 anläggningar inte hade den möjligheten (Figur 5). För resterande anläggningar (13 stycken och 845 MW) var svaren att de i varierande utsträckning hade den möjligheten. Här ingår även industriellt mottryck. Även här är det viktigt att notera att undersökningen gjordes innan koldioxidskatten avskaffades 1 januari 2023.

<sup>26</sup> Uppskattningar av vad den avskaffade koldioxidskatten kan innebära finns i kapitel 0

<sup>27</sup> Svebio biokraftundersökning 2022. Svebio frågade 154 anläggningar med en effekt på 4 203 MW och fick svar från 98 anläggningar med effekten 3 068 MW (73%). Den verkliga effekten som man i dagsläget kan få ut av de svarandes anläggningar är 2 824 MW.

Figur 5 Företag som uppger att de har möjlighet att producera el på full effekt samtidigt som fjärrvärmenätet eller industrin efterfrågar full värmeeffekt, fördelat på MW till vänster och antal företag till höger (av totalt 2824 MW och 98 anläggningar)



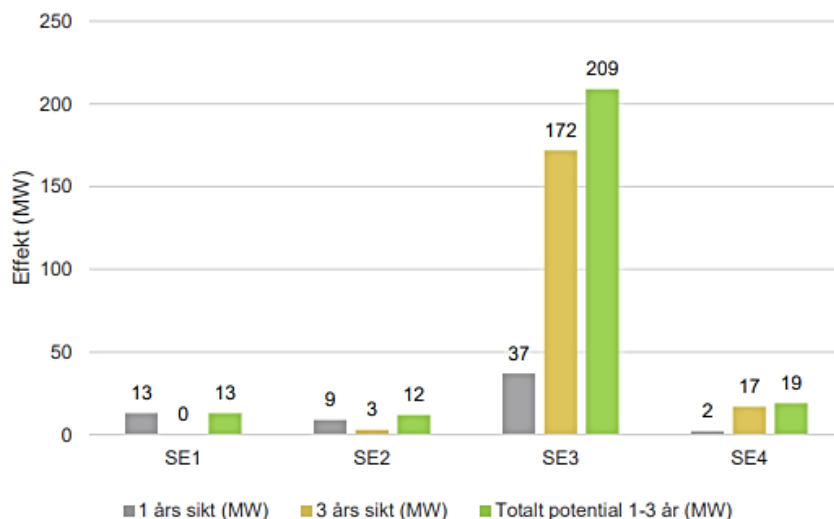
Källa: Svebio biokraftundersökning 2022

För att få en fördjupad bild av potentialen att öka kapaciteten i existerande anläggningar, liksom malpåseanläggningar, uppdrog Energimyndigheten åt konsultföretaget Sweco att genomföra en enkät- och intervjustudie till Energiföretagens och Svebios medlemsföretag.<sup>28</sup> Med en svarsfrekvens på 149 företag (av 284 företag) svarade 53 företag att de hade någon slags resurs som skulle kunna öka elproduktionen på 1–3 års sikt. Av dessa svarade 43 företag att potentialen gäller befintlig kraftvärme och av dessa var det ett knappt 30 som gått vidare och besvarat frågorna om hinder och åtgärdsbehov för att möjliggöra mer elproduktionskapacitet från befintlig kraftvärme.

Figur 6 visar att potentialen ”kalla vinterdagar när efterfrågan är hög” för ökad elproduktion i existerande kraftvärmeanläggningar bland de svarande uppgår till 250 MW.

<sup>28</sup> Elproduktionspotential kraftvärme - Kartläggning på uppdrag av Energimyndigheten. Sweco, 2023.

Figur 6 Elproduktionspotential kalla vinterdagar i befintlig kraftvärme 1 resp. 3 års sikt



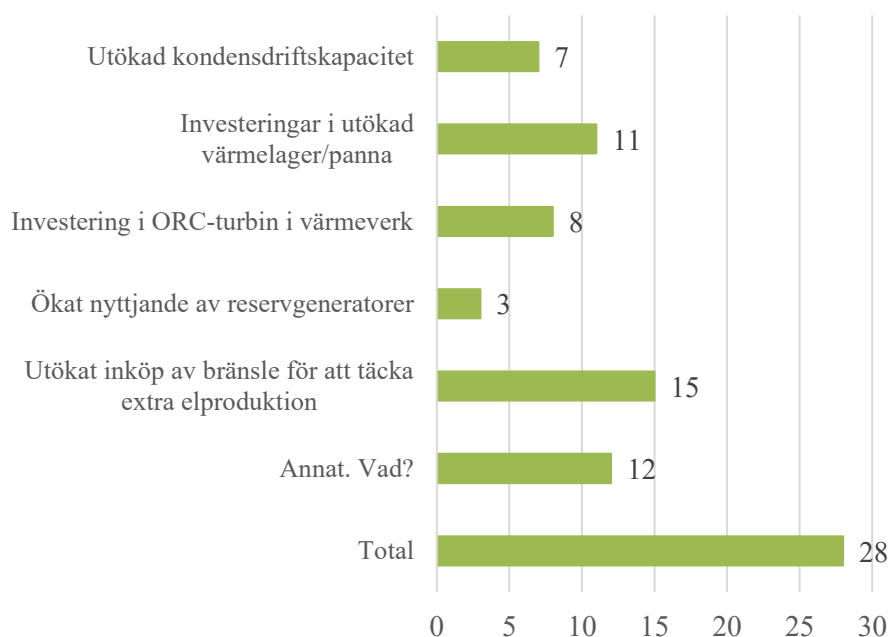
Källa: Sweco, 2023. *Elproduktionspotential kraftvärme - Kartläggning på uppdrag av Energimyndigheten.*

Not: Av de som svarat på enkäten om elproduktionspotential från befintlig kraftvärme har totalt 20 svarande valt att fylla i sin elproduktionspotential på 1 och 3 års sikt.

Av de 172 MW i elområde 3 som kan tillgängliggöras på 3 års sikt tillhör 150 MW ett företag. Företaget anger att 150 MW kan tillgängliggöras genom ändrad källa för värmeproduktion. Idag kan värme produceras genom användandet av företagets värmepumpar som totalt sett kräver 150 MW el. Om en ny hetvattenpanna byggs för värmeproduktionen kan 150 MW frigöras genom avstängning av värmepumparna. Företaget ser det dock inte som en realistisk investering givet kostnaden och dagens elprisnivåer. Det betyder alltså att återstående potential, bland de svarande, uppgår till ca 100 MW.

Figur 7 visar vad företagen anger i termer av åtgärdsbehov för att kunna öka produktionen kalla vinterdagar. Genomgående i kartläggningen är att det oftast inte krävs enbart en åtgärd för att öka elproduktionspotentialen utan att det krävs en mix av flera åtgärder, vilket också visas i figuren.

Figur 7 Tekniska åtgärdsbehov för att möjliggöra ökad produktion av el från kraftvärme kalla vinterdagar vid hög efterfrågan på el



Källa: Sweco, 2023. *Elproduktionspotential kraftvärme - Kartläggning på uppdrag av Energimyndigheten*. Investering

För att möjliggöra ökad elproduktion från kraftvärme kalla vinterdagar då efterfrågan är hög visar Swecos kartläggning<sup>29</sup> att de huvudsakliga åtgärdsbehoven är investeringar i utökad värmelager/panna (11 av 28 svarande) och utökad inköp av bränsle (15 av 28 svaranden). I fritextsvaren nämns även att det krävs investeringar i en ny och större turbin, ombyggnad av panna och förbättrad stoffrening. Vidare anges i fritextsvaren även att bränslekostnaderna är för höga och elpriserna är för låga, vilket leder till att kraftvärmeföretagen inte gör de investeringar som krävs för att öka elproduktionsförmågan. Flera företag anger i de fördjupande intervjuerna som också genomförts av Sweco att även om det periodvis varit höga elpriser under 2022 krävs det att elpriserna över tid ligger på 2022 års nivå för att det ska vara möjligt att ta ett beslut om investering i ökad elproduktionskapacitet. När det gäller investering i ORC-turbin<sup>30</sup> har det i kartläggningen framkommit att det är en möjlig åtgärd för att öka elproduktionspotentialen för flertalet företag som idag inte har elproduktion kopplat till sitt värmeverk. Det finns i viss utsträckning möjlighet att komplettera befintliga värmepannor med en ORC-turbin för att möjliggöra elproduktion. Enligt ett företag som utför installation av ORC-turbiner kopplat till värmepannor krävs en årlig

<sup>29</sup> Sweco, 2023. *Elproduktionspotential kraftvärme - Kartläggning på uppdrag av Energimyndigheten*.

<sup>30</sup> I ORC står för Organic Rankine Cycle, där Rankine cykeln är ångkraftprocess som omvandlar värme till arbete. Tekniken inkluderar en ångturbin som sätts i rörelse av trycket från het gas, turbinen driver i sin tur sedan en generator som producerar el. Se även kapitel 2.9.

värmeproduktion på minst 20 GWh/år för att investeringen ska vara lönsam, vilket motsvarar en panna på ca 5 MW värme.

#### **2.4.1 Inköp av bränsle**

Ökat inköp av bränsle kräver att företagen tar höjd för ytterligare elproduktion, men i vissa fall är lagerhållningsmöjligheten begränsande vilket inte möjliggör ökade inköp. Swecos kartläggning visar att de investeringar som krävs för vissa av de tekniska åtgärderna är för höga i förhållande till den intäktsmöjlighet som kraftvärmeföretagen ser i form av ökad elproduktion. Vid samtal med några av kraftvärmeföretagen nämns att det kan behövas ett stabilt elpris i spannet 1 800–3 000 SEK/MWh för att genomföra nödvändiga investeringar. Nivån på elpris beror dock på omfattningen av investeringarna och vilket bränsle som krävs för att producera värme och el. När det gäller elproduktion från bioolja så anges att det krävs ett elpris på 2 000–3 000 kr/MWh.

#### **2.4.2 Lager**

För att kunna optimera produktionen så att så mycket el som möjligt produceras under de timmar som elpriset är högt kan det även vara lönsamt att investera i ett lager för värme vid kraftvärmeanläggningen. Detta frigör utrymme för anläggningen att blir mer oberoende av rådande värmebehov och möjliggör en mer ekonomisk drift. Lönsamheten beror emellertid på möjligheten att producera värme vid låga elpriser och lagra den tillräckligt länge för att kraftvärmeanläggningen ska kunna producera el när priserna är höga. Förutom möjligheten som lager ger av ökad produktion av el vid kallt väder så är kan det också bidra till en förbättrad försörjningstrygghet gällande uppvärmning då värmen i lagret kan användas vid avbrott i ordinarie värmeproduktion.

En studie från Uppsala universitet<sup>31</sup> som undersökte investeringar i ackumulatortankar för Bomhus energi visade emellertid på relativt långa återbetalningstider för sina olika scenarier men konstaterade samtidigt att större ackumulatortankar samt faktorer som driftstopp kan modifiera den bilden något. Läger man därtill volatila elpriser med möjlighet att lagra värme (producerad med värmepumpar och elpannor) när elpriserna är låga så skulle det kunna förbättra kostnadsbilden ytterligare. Utöver långa återbetalningstider, hindras tekniken av att införandet av den i stor skala är förknippat med läreffekter.

#### **Stöd till lager i Västerås**

Ett exempel där staten gått in för att stödja utvecklandet av lager i anslutningen till kraftvärmeproduktion är i Västerås. Mälarenergi blev beviljade 15 miljoner kronor i stöd från klimatklivet<sup>32</sup> för att bygga en

<sup>31</sup>Kostnadsanalys av investering i en fjärrvärmeackumulator, Svedinger, D. Nov. 2019.

<sup>32</sup> Naturvårdsverket. Klimatklivet – stöd till klimatinvesteringar.

<https://www.naturvardsverket.se/bidrag/klimatklivet/#:~:text=Klimatklivet%20har%20haft%20%C3%B6ppet%20f%C3%B6r.genomf%C3%B6rda%20senast%2030%20april%202026.> (hämtad 2023-03-28)

300 000 kubikmeter stor ackumulatortank i ett gammalt bergrum som tidigare använts till att lagra olja. Detta för att slippa minska elproduktionen när det blir riktigt kallt för att kunna bidra med nödvändig effekt till Västerås. Beslutet togs utifrån förutsättningen att dagens överföringskapacitet inte räcker till och att Svenska kraftnät inte planerar att bygga ut i området förrän 2030. Den sammanlagda investeringskostnaden beräknas till 80–100 MSEK. Projektet beräknas ta 3–4 år: Efter att bergrummen sanerats från olja beräknas idrifttagningen ske 2024.<sup>33</sup>

#### **2.4.3 Hur påverkar marginalkostnaden för spetslastproduktion elproduktionen?**

Enligt Svebios enkätundersökning svarade 17 av 76 kraftvärmeföretag i fjärrvärmenäten att anledningen till att de inte kunde producera på full effekt var att marginalkostnaden för spetslastproduktion var för dyr. Även de som svarade att de behövde prioritera värmeproduktion (20 av 76) möts av kostnader för att på kort sikt köra i gång en extra hetvattenpanna vilket oftast innebär fossil olja (men som även kan innebära exempelvis bioolja, träpulver eller användande av lager). Detta förutsätter även att de tekniska förutsättningarna finns på plats. Swecos undersökning visar på liknande resultat där 19 av 29 angav prioritering av värmeproduktion som anledning och 20 av 29 angav höga kostnader för alternativ värmeproduktion. 10 av 29 svaranden angav dessutom bränsletillgång som en begränsning för ökad elproduktion.

Möjligheten att öka kapaciteten i existerande kraftvärmeanläggningar genom att köra i gång hetvattenpannor (spetslastpannor) när det bli kallt beror därmed till stor del på priset på eldningsolja men även på elpriset (indirekt naturgaspriset, se kapitel 00). Är elpriset tillräckligt högt (som för år 2022 med priser runt EUR 120/MWh i genomsnitt för SE 3) kan det vara lönsamt att köra i gång oljeeldade spetslastpannor för värmeproduktionen i stället för att låta kraftvärmeverken producera mer värme och mindre el.

Kostnaden för att använda fossila spetslastpannor har minskat sedan Svebio gjorde sin undersökning då regeringen avskaffat koldioxidskatten på värmeproduktion för aktörer som ingår i EU ETS<sup>34</sup> fr.o.m. 1 januari 2023<sup>35</sup>. Detta kommer, enligt Energiföretagen, att minska de rörliga

<sup>33</sup> Västerås tidning, 2021. *Bergrum ska bli varmelager*.

<https://www.vasterastidning.se/nyheter/bergrum-ska-bli-varmelager/201292> (hämtad 2023-03-28)

<sup>34</sup> Samma beskattning gällde för de bio-oljor som ingår i energiskattedirektivet. Bioolja används som substitut till fossil eldningsolja i värme- och kraftvärmeverk där de främst används för spetslast- och mellanlastproduktion.

<sup>35</sup> Regeringens budgetproposition 2023, Prop 2022/23:1, Koldioxidskatten höjdes från 11 procent till 91 procent den 1 augusti 2019.

kostnaderna för spetslastproduktion med uppskattningsvis 35–40 öre/kWh.<sup>36</sup>

Kapitel Vad innebär den slopade koldioxidskatten för kraftvärmens och fjärrvärmens? 7.2 går igenom modellkörningar av vad avskaffandet av koldioxidskatten kan väntas generera i termer av extra effekt från existerande kraftvärmeanläggningar. Förutom koldioxidskatten så påverkas utfallet även stort av antaganden om energipriser och de tekniska möjligheterna för anläggningarna att backa på elproduktionen när det blir kallt.

Vid obegränsade möjligheter att backa på elproduktionen och 2020 års energipriser blir effekten av ett avskaffande av koldioxidskatten ett ganska stort tillskott av effekt under ca en tredjedel av året med ca 600 timmar uppåt 200–300 MW extra effekt. Under topplasttimmen är dock elpriset så högt att kraftvärmeanläggningarna producerar el ändå, därför har koldioxidskatten endast marginell effekt just då.

Vid begränsade möjligheter att backa elproduktionen och 2022 års höga energipriser syns dock en väldigt liten effekt av den avskaffade koldioxidskatten.

När det gäller elproduktion (tillskillnad från effekt) så är effekterna av den avskaffade koldioxidskatten i intervallet 10–600 GWh extra elproduktion under de kalla månaderna, beroende på antagande om energipriser och backningsmöjlighet. Med elpriser som börjar närma sig 2020-nivå och antaganden om en viss begränsning av backningsmöjligheterna skulle tillskottet ligga på 300 GWh (se kapitel 0)

### ”Opta ut” spetslastpannor ur EU-ETS

En möjlighet för att öka elproduktionen när det är kallt är som sagt att göra det billigare att köra igång fossileldade reserv/spetspannor så att kraftvärmeanläggningar slipper backa på elproduktionen för att prioritera värmeproduktionen. Detta skulle eventuellt kunna göras genom att ”opta ut” spetslastpannor (värmeproduktion) från EU-ETS (se även kapitel 8.2.2). Åtgärden skulle dock innebära en målkonflikt mellan försörjningstrygghetsmål och miljö- och klimatmål då det skulle ge ökade utsläpp av bland annat koldioxid. Preliminära resultat visar på en viss effekt under 2 veckors tid men exakt hur mycket har inte modellerats då det inte befunnits nödvändigt givet resultatet om att prissignalen fungerar bra samt att koldioxidskatten redan avskaffats.

---

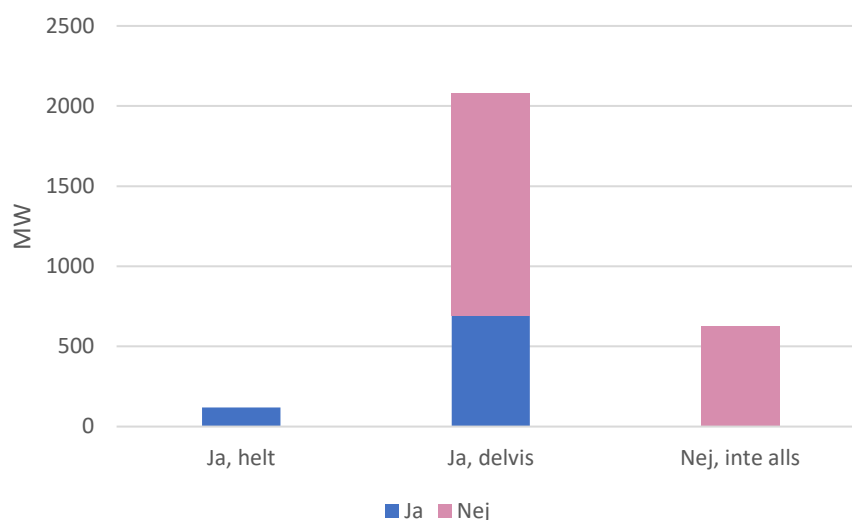
<sup>36</sup> Åtgärder för att tillgängliggöra mer elproduktionskapacitet i kraftvärmens – delrapportering, Energiföretagen, 2022-09-07



## 2.5 Potential för ökad elproduktion varmare årstider - Utökad kondensdrift i bi kraftvärmeanläggningar

Möjligheten att producera mer el vår-sommar-höst skiljer sig från möjligheten under vintern. Begränsningen sätts av förutsättningarna för utökad kondensdrift vilket kräver att kraftvärmeanläggningen har förmåga att kyla bort den värme som inte kan avsättas i fjärrvärmenätet. Alla anläggningar har inte den möjligheten och enligt Svebios undersökning<sup>37</sup> saknade 42 procent helt möjligheten att kyla bort extra värme vilket motsvarar 625 MW av de svarande. Anläggningar motsvarande ca 2 100 MW har svarat att de bara har denna förmåga delvis (690 MW svarade ja) vilket innebär över 1000 MW till som saknar denna förmåga (Figur 8). Detta innebär en ganska stor potential till utökad kondensdrift givet ökade förutsättningar att kyla bort värmen. En förhållandevis stor andel, 791 MW uppger att de har begränsningar inom sitt miljötillstånd vilket hämmar möjligheten till kondensproduktion.

Figur 8 Tekniska möjligheter till kylförmåga, svarande i Svebios bi kraftundersökning 2022, (av svarande med effekt på 2 800 MW)



Inte minst vore en ökad kylförmåga och därmed tillgänglig eleffekt intressant ur ett försörjningstrygghetsperspektiv vid till exempel en ansträngd lokal effektsituation. Samtidigt är det inte optimalt ur ett resursperspektiv eftersom effektiviteten från anläggningen minskar då värmen inte tas till vara.

<sup>37</sup> Svebio bi kraftundersökning 2022. Svebio tillfrågade 154 anläggningar med en sammanlagd effekt på 4 203 MW och erhöll svar från 98 anläggningar med installerad effekt på 3 068 MW (73%) och ”verklig” effekt på 2824 MW.

### 2.5.1 Förutsättningar för kylförmåga

I det följande del beskrivs närmre hur förutsättningarna och övervägningarna hos kraftvärmeföretagen ser ut för att investera i kylförmåga utifrån Swecos underlagsrapport.<sup>38</sup>

De företag som inte har någon möjlighet att kyla bort överskottsvärme (inget vattendrag/kyltorn), stänger ned sina pannor när värmeunderlaget inte är tillräckligt i förhållande till minlasten på pannorna. Vilket innebär att de inte heller kan bidra med någon ytterligare elproduktion. För att möta värmebehov vid tillfällena då pannorna inte är i drift används hetvattenpannor. Ett par företag nämner att elpriserna skulle behöva ligga högt under en längre period, och då på en nivå mellan 1 400–1 800 kr/MWh, för att räkna hem en investering i kylmöjlighet. Så länge elpriserna inte ligger på dessa nivåer ser företagen att den enda möjligheten till att genomföra en sådan investering är att det ges någon form av stöd, då det är ekonomiska incitament som styr investeringar för att öka elproduktionspotentialen. En svarande nämner att de möjligen skulle våga chansa och på spekulatör genomföra en investering om elpriserna som var 2022 fortsätter även framåt. Ett annat nämner att det behövs ekonomiska incitament eftersom framtiden med tanke på elpriser, beskattning och vinsttak gör beslutsunderlaget osäkert men att de kommer att utreda möjligheten till ackumulatortank under 2023. Förutom kostnaden för kyltorn och kostnaden för den investeringen finns det även företag som nämner att ett eventuellt investeringsbeslut också påverkas av bränsletillgången.<sup>39</sup>

Ett exempel på kylbehov sommartid från ett företag som svarat på Swecos enkät är att de pannor som de har som driver el-turbinen har en minlasteffekt på ca 12 MW. Värmebehovet sommartid ligger på ett dygnsmedel på 6–7 MW, vilket innebär att stora mängder värme behöver kylas bort för att producera el sommartid. Vid minlast kan ca 2 MW el produceras. Företaget säger vidare att pannor i normalfallet inte är i driftsommartid så det är ett hypotetiskt exempel på vad extra elproduktion utan motsvarande värmeunderlag skulle innebära.

Förutom lönsamheten kan det även vara en acceptansfråga i att ha ett kyltorn centralt belägen i en kommun/stad. Att bara producera el i kondensdrift utan att ta tillvara på värmen innebär även en lägre verkningsgrad och större bränsleåtgång.

Att säkerställa en förmåga till kondensdrift är en åtgärd som kan genomföras på relativt kort tid. Energiföretagen uppskattar att en

---

<sup>38</sup> Sweco, 2023. *Elproduktionspotential kraftvärme - Kartläggning på uppdrag av Energimyndigheten.*

<sup>39</sup> Sweco, 2023. *Elproduktionspotential kraftvärme - Kartläggning på uppdrag av Energimyndigheten.*

kylinstallation kan finnas på plats på mellan 3–24 månader beroende på anläggningens förutsättningar och storlek.

En viktig förutsättning för ökad kondensdriftsproduktion är också att det kan göras undantag från miljötillstånd som i dag begränsar drifttider med kondensproduktion.

En möjlighet till kylning är att använda sig av ett näraliggande vattendrag. Här består hindren av miljötillstånd som begränsar kylningen men även att Länsstyrelserna gör olika bedömningar vilket försvårar processen, särskilt för bolag som finns i flera olika län. Att se över miljötillstånden och ge dispens för kondensdrift under vissa förhållanden kan därmed vara ett sätt att ganska snabbt få till stånd extra kapacitet när det behövs som mest, se nästa kapitel.

### **2.5.2 Miljölagstiftning och förenklade tillståndsregler**

De kraftvärmeverk som har närhet till vattendrag har ofta miljötillstånd för att kyla bort en viss mängd värme, hur mycket värme som faktiskt kan kylas bort beror på flöde och starttemperatur i det aktuella vattendraget. Ett annat hinder kopplat till miljötillstånd är begränsningar i utbyggnad av befintliga anläggningar då de redan maxar produktionen enligt det miljötillstånd som finns. Att ansöka och få godkänt för nytt miljötillstånd uttrycks av några företag som båda svårt och tidskrävande.<sup>40</sup> . Ett sätt att åtgärda detta och få en ökad elproduktion på plats snabbare vore ifall det var tillräckligt för en anläggning att skicka in en *anmälan* då det gäller mindre åtgärder. Ett exempel är installationen av en turbin av mindre storlek, såsom en ORC-turbin. I **exempel 1** nedan skulle det leda till en ökad kapacitet för just den anläggningen med 2,5 MW två år tidigare mot ordinarie handläggningsprocess. Även i **exempel 2** skulle en *anmälan* förkorta tiden tills dess att en förhöjd kapaciteten i anläggningen skulle kunna uppnås genom att slippa vänta på miljötillstånd för återkylare. Liknande regeländringar har skett gällande bränslebyte i fjärrvärmeanläggningar där en *anmälan* om bränslebyte är tillräcklig. Denna regeländring är tidsbegränsad.<sup>41</sup>

När det gäller **exempel 3** så handlar det om miljötillstånd för kylning i vattendrag. Här är ett problem att olika länsstyrelser gör olika bedömningar vilket skapar en osäkerhet och olika förhållande beroende på var anläggningen är geografiskt placerad. Anläggningen skulle även kunna producera mer ifall dispens skulle kunna ges vid ansträngda situationer i elnätet. Detta bör då regleras nationellt och inte per

---

<sup>40</sup> Sweco, 2023. *Elproduktionspotential kraftvärme - Kartläggning på uppdrag av Energimyndigheten*.

<sup>41</sup> Regeringskansliet, 2022. *Remiss av Miljödepartementets promemoria Tillfälliga åtgärder för att underlätta bränslebyte för fjärrvärmeanläggningar*.

<https://www.regeringen.se/remisser/2022/10/remiss-av-miljodepartementets-promemoria-tillfalliga-atgarder-for-att-underlatta-branslebyte-for-fjarrvarmeanlaggningar/#:~:text=H%C3%A4r%20kan%20du%20ta%20del,yttranden%20finns%20tillg%C3%A4ngliga%20i%20departementet.> (hämtad 2023-03-28)

länsstyrelse. Exempelen nedan kommer från Energiföretagen och är inskickade av deras medlemsföretag.

### **Tillståndsmässiga hinder – exempel 1**

I en anläggning med fyra pannor, varav två har turbiner finns planer på komplettering med ytterligare turbiner. Förprojektering av ytterligare elproduktion via en hetvattenturbin (ORC-turbin) på 2,5 MW pågår men kräver ett nytt miljötillstånd vilket gör att produktionsstart tidigast kan ske tidigast 2026. Om Länsstyrelsen i stället accepterade Miljöanmälan skulle produktionsstart kunna ske 2024.

### **Tillståndsmässiga hinder - exempel 2**

Vid en anläggning finns två värmeåterkylare (värmeväxlare) som inte använts på många år och kräver reparationer på ca 5 mkr för att användas. Återkylarna kräver utöver reparation att intrimning sker (bedömd tidsåtgång ca 1–2 månader) och att miljötillstånd beviljas (långa handläggningstider). Återkylarna skulle möjliggöra en ökad elproduktion med ca 10 MW fortvarigt under den största delen av året.

### **Tillståndsmässiga hinder – exempel 3**

En kraftvärmeanläggning skulle kunna öka elproduktionskapaciteten med 2 MW (48 MWh/dygn) omgående genom utökat tillstånd för återkylning. För ökad återkylning krävs dispens från ställda villkor för återkylning, vilket bedöms ta lång tid att erhålla. För denna anläggning gäller det tillståndsgiven differensstemperatur på sjövattnetsidan.

I Swecos kartläggning finns ytterligare exempel på hur miljötillstånden har produktionsbegränsningar som gör att det skulle behövas ansökas om nya tillstånd innan man kan vidta åtgärder för ökad produktion. Exempel på det är installationen av luftkylare som inte kan ske eftersom det finns ett produktionstak i nuvarande tillstånd.

## **2.6 Driftsättning av fossilbränsleeldade kraftvärmeverk**

Även driftsättning av fossilbränsleeldade kraftvärmeverk kan få en relativt stor och snabb effekt. Energiföretagen menar att det förutsätter en upphandling av regeringen eller någon ansvarig myndighet. Detta gjordes också nyligen genom Svenska kraftnäts upphandling av kapacitet i form av *mothandel* från Heleneholmsverket och Ryaverket samt Tekniska verken (se 2.1.1). En genomgång av fossileldade kraftvärmeverk, inklusive rena kondenskraftverk, som skulle kunna driftsättas inom 1–3 år görs i kapitel 2.7.

I upphandlingen av kapacitet för mothandel är det viktigt att tänka över vad som kan behövas på lite längre sikt för att ge stabila förutsättningar

för aktörerna att agera på. Lagerhållning och tillgängliggörande av extra produktion måste påbörjas i tid och med viss framförhållning. I sammanhanget bör det även noteras att aktörerna som ökar sin fossila produktion också skulle gör avsteg från sina riktlinjer om fossilfri produktion vilket kan påverka efterfrågan på fjärrvärmens levererare, inte minst i relation till olika miljökrav som ställs av olika typer av certifieringar av fastigheter.

## 2.7 Anläggningar i malpåse/fossila anläggningar

När det gäller möjligheten att starta upp anläggningar som ligger i malpåse eller som inte används fullt ut på marknaden så handlar det i stor utsträckning om fossila äldre anläggningar, se Tabell 7.

Tabell 7 Fossileldade kraftverk

Kraftverk	Elområde	Produktionskapacitet MW	Typ
<b>Stenungsunds kraftverk block 3 och 4</b>	SE3	550	Kondenskraftverk
<b>Västerås, Aros 3</b>	SE3	220	Kraftvärme
<b>Karlshamnsverket, block 1</b>	SE4	334	Kondenskraftverk
<b>Öresundsverket</b>	SE4	450	Kraftvärme
<u>Summa</u>		<u>1 554</u>	
<b>RyaVerket</b>	SE3	260	Kraftvärme
<b>Heleneholmsverket</b>	SE4	95	Kraftvärme
<b>T. Verken Linköping</b>	SE4	60	
<u>Summa</u>		<u>415</u>	

Källa: *Åtgärder för lägre elpriser* WSP 2022., samt Energimyndigheten.

Not: Ryaverket, Heleneholmsverket och T. Verken i Linköping handlades upp för mothandel vintern 2022/2023.

Enligt rapporten *Åtgärder för lägre elpriser* från WSP<sup>42</sup> befinner sig Europas största oljekraftverk **Stenungsunds** block 3 och 4 i malpåse men med underhåll. En återstart skulle bland annat kräva att rätt personal kan lokaliseras för driften som har hydrauliska styrsystem i stället för elektroniska. Stenungsund har inte varit i drift sedan block 3 kördes 2015.<sup>43</sup> Enligt Vattenfall skulle det krävas minst två år för att få den startklar.<sup>44</sup>

När det gäller **Aros 3** i Västerås så är det en fossiloljepanna som består av två delar, dels en turbin för elproduktion (220 MW) dels en panna för

<sup>42</sup> Wakter, S, 2022. *Åtgärder för lägre elpriser*. WSP.

<https://www.teknikforetagen.se/globalassets/rapporter--publikationer/miljo-energi-och-klimat/atgarder-for-lagre-elpriser---en-rapport-for-teknikforetagen.pdf> (hämtad 2023-03-28)

<sup>43</sup> Vattenfall. *Stenungsunds kraftverk*. [Stenungsunds kraftverk - Vattenfalls historia och kulturarv](#) (hämtad 2023-03-28)

<sup>44</sup> Sweco, 2023. *Elproduktionspotential kraftvärme - Kartläggning på uppdrag av Energimyndigheten*.

värmeproduktion (700 MW). Pannan är en reservpanna och kan användas och används idag i händelse av haveri på övriga värme pannor. Enligt Mälarenergi<sup>45</sup> ligger turbinen i malpåse och kan inte användas i nuläget utan det skulle kräva omfattande upprustning för att möjliggöra elproduktion. Givet rätt incitament skulle den kunna tillgängliggöras marknaden inom ett år. I nuläget räcker inte kommersiella grunder (elpriser) till för att genomföra upprustningen utan det skulle krävas ett långsiktigt avtal/ersättning.

Om 2022 års elpriser hade varit normala elprisnivåer hade en upprustning av turbinen varit möjlig på rent kommersiella grunder. Ett elpris någonstans kring 3 000 kr/MWh skulle behövas för att motivera att starta upp turbinen idag.

Att producera 220 MW el med fossilt bränsle är idag dock inte möjligt ur ett hållbarhets- och miljöperspektiv även om det skulle vara det ur ett lönsamhetsperspektiv. Även miljömål hos värmekunder skulle försvåra elproduktionen från fossila kraftvärmeverk. Kunder vill inte köpa fossileldad värme och den fossileldade värmen hade då behövt kylas bort alternativt tryckt undan värmeproduktion från förnybar värmeproduktion.

Mälarenergi nämner även att värme pannan inom några år kan komma att försvinna som reservpanna eftersom det just nu pågår arbete med att utveckla befintligt berggrum i Västerås till ett värmelager. Värmelagret kommer förmodligen att vara klart 2024. Försvinner reservkraft pannan så försvinner även möjlighet att förse turbinen med ånga och där med möjligheten till ytterligare elproduktion.

**Karlshamnsverket block 1** stängdes av miljöskäl 2015 och är placerat i malpåse. Delar av blocket har använts för reservdelar till Block 2 och 3 vilket betyder att blocket i så fall måste kompletteras med de delar som monterats bort varav många troligen måste nytillverkas eftersom de inte är standardreservdelar. Andra saker som behöver göras är att anförskaffa och installera ett nytt styrsystem. Dessutom behövs flera åtgärder på rökgasreningssidan, i form av att få katalysator och elfilter på plats. Det är dessutom sannolikt att anläggningen behöver uppfylla kraven kring moderniserade anslutningsföreskrifter (RFG) vilket kan medföra ytterligare krav och kostnader samt eventuellt påverka tidsramen. Uppskattningsvis skulle ett sådant här projekt kunna ta ca 2–3 år.<sup>46</sup>

---

<sup>45</sup> Sweco, 2023. *Elproduktionspotential kraftvärme - Kartläggning på uppdrag av Energimyndigheten.*

<sup>46</sup> Underlag/bedömning från Unipers driftchef samt kraftverkschef

Om delar från block 1 har använts som reservdelar till block 2 och 3 kan en återstart ta längre tid.<sup>47</sup>

Försäljningen av **Kombikraftverket Öresundsverket** påbörjades 2019 efter att ägaren Uniper och SvK inte kom överens om villkoren för upphandling av kapacitet från anläggningen. Totalt producerade verket 400 MW el och 250 MW värme men har inte varit tillgänglig för marknaden sedan 2017. Bränslet är naturgas men går även att köra på flytande bränsle. Verket står emellertid kvar vilket innebär att verket, rent tekniskt, skulle kunna producera el<sup>48</sup> men skulle då behöva köpas tillbaka. Öresundsverket ägs idag av nederländska PACO Holding vars plan är att under första kvartalet 2023 påbörja nedmonteringen.<sup>49</sup> Att det är mycket bråttom ifall ett återköp skulle var aktuellt bekräftas av Uniper<sup>50</sup>. Förutom el- och värmeproduktion så hade Öresundsverket även förmågan att starta upp hela elnätet i Malmö och förse det med både el och värme i händelse av kris. Ur ett försörjningstrygghetsperspektiv innebar alltså nedläggningen en betydande förlust.<sup>51</sup>

**Heleneholmsverket**<sup>52</sup> har idag ett avtal med Svenska kraftnät om 80 MW mothandel<sup>53</sup>. Ägaren E.ON säger i intervju att Heleneholmsverket inte hade bidragit med någon elproduktion med 2022 års elpriser om det inte hade varit för mothandelsavtalet då bränslekostnaderna för verket, trots de höga elpriserna som varit, överstiger intäkterna. Kraftvärmeverket körs på biogas men har också förberetts så att det går att köra på olja. Elproduktionen beror dock på värmebehovet, då man inte har möjlighet till kondensdrift<sup>54</sup>, det är därför exempelvis inte möjligt att producera el under sommaren när värmeunderlaget är lågt. Heleneholmsverket kommer som längst vara i drift till 2030. Planen är att ersätta verket men den nya anläggningen kommer inte att byggas på samma tomt. Däremot kommer det finnas ett behov av någon form av värmeproduktion där Heleneholmsverket står idag utifrån lokalisering i fjärrvärmenätet. För närvarande har E.ON dock ingen tomt till anläggningen som ska ersätta Heleneholmsverket och framtiden är därför oviss.

---

<sup>47</sup> Wakter, S, 2022. *Åtgärder för lägre elpriser*. WSP.

<https://www.teknikforetagen.se/globalassets/rapporter--publikationer/miljo-energi-och-klimat/atgarder-for-lagre-elpriser---en-rapport-for-teknikforetagen.pdf> (hämtad 2023-03-28)

<sup>48</sup> Inom sex månader enligt; Tidningen energi, 2021. *Därför går Öresundsverket på export – trots effektutmaningen*. <https://www.energi.se/artiklar/2021/september-2021/darfor-gar-oresundsverket-pa-export-trots-effektutmaningen/> (hämtad 2023-03-28)

<sup>49</sup> Sydsvenskan, 2022. *Så slarvade staten bort Malmös främsta el- och fjärrvärmekälla*. <https://www.sydsvenskan.se/2022-12-15/sa-slarvade-staten-bort-malmos-framsta-el-och-fjarrvarmekalla> (hämtad 2023-03-28)

<sup>50</sup> Samtal med Torbjörn Larsson - Press Officer Communications.

<sup>51</sup> Tidningen näringslivet, 2022. *Ellarmet i syd: "Risk att Malmö ligger nere i dagar"*. <https://www.tn.se/hallbarhet/23799/ellarmet-i-syd-risk-att-malmo-ligger-nere-i-dagar/> (hämtad 2023-03-28)

<sup>52</sup> Sweco, 2023. *Elproduktionspotential kraftvärme - Kartläggning på uppdrag av Energimyndigheten*.

<sup>53</sup> T.o.m. 31 mars 2023

<sup>54</sup> Dvs kylmöjlighet

**Stockholm Exergis KVV 1** är egentligen ingen ”potential” och ligger inte i malpåse utan kördes en del på både bioolja och eldningsolja under vintern 2022/2023. Men det kan nämnas i sammanhanget att den hade kunnat köras betydligt mer vintern 2022/2023 än vad den kördes givet att SvK flaggat för det i god tid<sup>55</sup>. Det hade då krävts planering kring inköp av bränsle, bränslelager, personal, extra underhåll etc. KVV1 fungerar som ett eget kraftvärmeblock med en ångturbin som kan leverera 190 MW el och 330 MW värme i kraftvärmedrift. KVV1 är också byggd för att kunna köras i kondensdrift<sup>56</sup> och har renoverats upp för att kunna köra på bioolja. I slutet av februari 2023 stängdes anläggningen ner för att byta styrsystem under sommarhalvåret. I november ska den vara körklar igen, så den kommer att användas nästa vinter (på bioolja).<sup>57</sup>

### **2.7.1 Vad skulle krävas för att öka elproduktionskapaciteten från anläggningar i malpåse?<sup>58</sup>**

#### **Strategiska och politiska åtgärder**

Att börja producera el i större utsträckning från anläggningar i malpåse innebär ofta användande av fossilt bränsle. För att möjliggöra för det behövs ändringar i befintliga miljötillstånd alternativt att företaget investerar i åtgärder som möjliggör för bränslebyte. Det som företagen dock framför allt poängter är att det krävs långsiktighet i ersättningsnivåer för att genomföra nödvändiga investeringar.

#### **Tekniska åtgärder**

De tekniska åtgärdsbehoven handlar till stor del om allmän upprustning för att göra anläggningarna driftdugliga. Som ett exempel nämns att svavel och NOx rening behöver installeras och ses över. Annan upprustning som krävs är utrustning för att möjliggöra bränslebyte för att frångå fossil olja.

## **2.8 Potentialen från reservkraftanläggningar**

I Swecos kartläggning<sup>59</sup> har även kraftvärmeföretagens möjlighet till att använda reservkraftgeneratorer kopplade till anläggningarna för att bidra med ytterligare elproduktionskapacitet, undersökts. Av de som svarat på enkäten är det 13 svaranden som angett att de har produktionspotential från reservkraftanläggningar som skulle kunna tillgängliggöras givet rätt

---

<sup>55</sup> Danegens nyheter, 2022. *Stockholm Exergi: Vi kan halvera elpriserna om vi får elda olja.* <https://www.dn.se/ekonomi/stockholm-exergi-vi-kan-halvera-elpriserna-om-vi-far-elda-olja/> (hämtad 2023-03-28)

<sup>56</sup> KVV1 byggdes för fossil olja men har sedan tio–tolv år tillbaka också kunnat köras på bioolja av hög kvalitet med lågt askinnehåll. KVV1 har varit i drift som reserv- och toppplastanläggning. Ett nytt avtal gör det möjligt för Stockholm Exergi att investera för att kunna fortsätta driva anläggningen i tolv år till och för att använda bioolja med lite högre askhalt. Bioenergitidningen 2020/01.

<sup>57</sup> Erik Dotzauer Stockholm Exergi.

<sup>58</sup> Sweco, 2023. *Elproduktionspotential kraftvärme - Kartläggning på uppdrag av Energimyndigheten.*

<sup>59</sup> Sweco, 2023. *Elproduktionspotential kraftvärme - Kartläggning på uppdrag av Energimyndigheten.*



incitament men det är endast tio svaranden som uppgett hur stor den ytterligare elproduktionspotentialen som de har är i MW.

Totalt har 38 MW angetts som produktionspotential varav 33 MW i SE 3 och 5 MW i SE 4. Av potentialen i SE 3 tillhör 14 MW ett företag. Som begränsning till att tillgängliggöra kapaciteten anger företaget miljötillstånd som begränsar körning till starter eller störningar och att 4 av de 14 MW inte går att köra samtidigt som kraftvärmeverket producerar. Av övriga 19 MW tillhör 5 MW ett företag som anger brist på ekonomiska incitament som hinder för att tillgängliggöra kapaciteten.

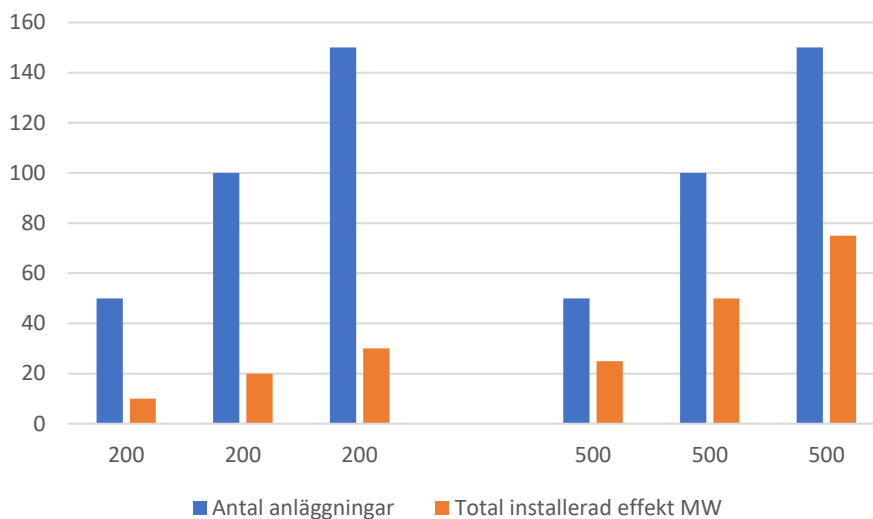
## **2.9 Potentialen från ORC-turbiner**

En ORC turbin (Organic Rankine Cycle) kan använda överskottsvärme till att göra el och därmed kopplas på ett värmeverk. Därmed kan alltså ett biovärmeverk uppgraderas till ett (litet) biokraftvärmeverk.

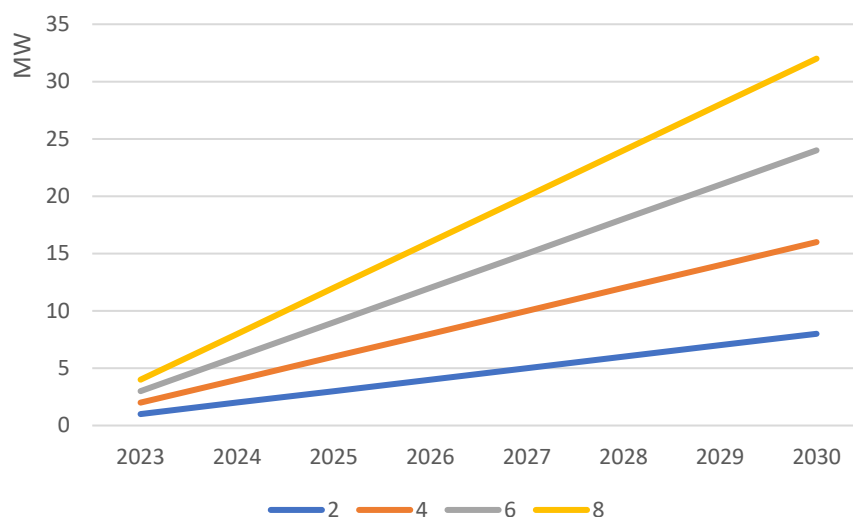
Med korta avbetalningstider finns det ingen anledning att ge något slags stöd till utbyggnaden av mikrokraftvärmeverk där en turbin kopplas på ett existerande värmeverk. Enligt Energiföretagen finns ca 300 lite mindre värmeverk som saknar elproduktion som kan koppla på en turbin i storleksordningen 50–2500 kW. ORC-turbinerna kan även installeras parallellt för att uppnå en ännu högre effekt. De hinder som finns verkar inte vara ekonomiska utan snarare att hinna med att möta upp efterfrågan. Med leveranstider på 5–12 månader tar det tid att komma upp i ett betydande tillskott av installerad effekt som kan avhjälpa elsystemet (främst genom att värmeverket slipper köpa in el till sina egna processer). Noteras bör att applikationerna även kan användas inom industrin med användning av spillvärme från tillverkningsprocesser.

Figur 9 och Figur 10 visar olika utfall beroende på antaganden om installationsstorlek, antal anläggningar och hastighet. Hindret för ORC-turbinerna ligger alltså i uppskalningen av verksamheten för snabbare leverans. Men även möjligheten att installera en turbin genom att lämna in en *anmälan* istället för att behöva ansöka om miljötillstånd skulle snabba på ökningen.

Figur 9 Total effekt beroende på antagande om installering av ORC turbiner på 200 MW och 500 MW effekt, beroende på hur många företag som installerar.



Figur 10 Total installerad effekt givet ORC-turbin på 500 kW och antal installationer per år (2, 4, 6 eller 8)



Från Swecos underlagsrapport<sup>60</sup> är det flera som nämner att de investerat i ORC-turbin eller är intresserade av att investera. Ett av de företag som har nämnt att de har ORC-turbiner uppger att:

*”Vi har investerat i flera ORC:er senaste tiden och planerar att investera i fler kommande år. Det beror såklart på elpriser och andra incitament var och hur mycket vi kommer att bygga.”*

Efter uppföljande frågor till företaget har de angett att de idag har nio elproduktionsenheter varav sju är ORC. De flesta är runt 1 MW men vissa är strax över 2 MW. De lyfter även fram att de skulle kunna installera

<sup>60</sup> Sweco, 2023. *Elproduktionspotential kraftvärme - Kartläggning på uppdrag av Energimyndigheten.*

fler, mellan 20–50 stycken i liknande storlek, i framför allt elprisområde 3 och 4.

## 2.10 Potentialen från vattenkraft

Enligt energibranschen<sup>61</sup> finns det en potential för att öka effektuttaget i befintlig vattenkraft med omkring 3,4 GW för de tio största kraftproducerande älvarna i Sverige. Dessa älvar står i dag för cirka 14 GW av den totala installerade vattenkraften i Sverige på 16,2 GW. Effekthöjningspotential baseras på att kraftverken i en älvsträcka anpassats efter ett dimensionerande kraftverk i älvsträckan och sedan samkörs på ett sätt så att alla aggregat kan köras för fullt utan att spilla vatten.

Nya effekthöjningsprojekt inom befintlig vattenkraft är många gånger kapitaltunga projekt med relativt långa ledtider som inte kan realiseras på kort sikt. Vid Rengård kraftverk i Skellefteälvens pågår byggnation av en ny produktionsenhet som planeras att tas i drift i slutet av 2023. Kraftverkets effekt kommer då att öka från 35 till cirka 70 MW<sup>62</sup>. Företaget fick beslut om tillstånd från Mark- och miljödomstol i början av 2021 vilket har föregåtts av flera år av planering. Det planeras även för utbyggnad i andra älvar där arbete har kommit olika långt i processen. Det finns projekt med ansökningar i domstol för olika typer av utbyggnads- och effektiviseringsprojekt för vattenkraftverk bland annat i Umeälven och Indalsälven. Effektiviseringar kan ofta genomföras under ett halvår medan större effektutbyggnader kräver betydligt mer tid för byggnation. Det är därför rimligt att anta att endast utbyggnadsprojekt som redan har kommit långt i processen kan realiseras på kort sikt (1–3 år).

Den svenska vattenkraften ska förses med moderna miljövillkor enligt den nationella planen och omprövningarna påbörjades år 2022<sup>63</sup>. Omprövningarna är pausade under 2023 för att utreda konsekvenserna på elsystemet och eventuella justeringsbehov för att begränsa omprövningens påverkan på elsystemet. Den nationella planen innebär en samordnad avrinningsområdesvis omprövning enligt en angiven tidsordning. Det finns möjlighet till delfinansiering av prövningen och miljöanpassningen genom Vattenkraftens miljöfond. Den nya lagstiftningen innebär även en ökad möjlighet för verksamhetsutövarna att behålla en anläggning, även om omprövningen för moderna miljövillkor resulterar i villkor som

---

<sup>61</sup> Sweco, 2016. *Rapport Effektutbyggnad Vattenkraft*. [https://www.skekraft.se/wp-content/uploads/2020/12/Effektutbyggnad\\_vattenkraft\\_-\\_sveriges\\_storsta\\_kraftprod\\_alvar.pdf](https://www.skekraft.se/wp-content/uploads/2020/12/Effektutbyggnad_vattenkraft_-_sveriges_storsta_kraftprod_alvar.pdf) (hämtad 2023-03-28)

<sup>62</sup> Skellefteå kraft. *Satsning på Rengård för det förnybara energisystemet*. <https://www.skekraft.se/om-oss/verksamhet/vattenkraft/rengard/#box-senaste20> (hämtad 2023-03-28)

<sup>63</sup> Energimyndigheten, 2020. *Nationell plan för omprövning av vattenkraft*. <https://www.energimyndigheten.se/fornybart/vattenkraft/nationell-plan-for-moderna-miljovillkor/> (hämtad 2023-03-28)

avsevärt försvårar verksamheten, då det finns möjlighet till delfinansiering.

Av den första delredovisningen av uppdrag att följa upp och analysera arbetet med att förse vattenkraften med moderna miljövillkor framgår det att många verksamhetsutövare med mindre vattenkraftverk kan komma att välja att ansöka om tillstånd om att riva ut sitt kraftverk. Utifrån data från Vattenkraftens miljöfond gör myndigheterna bedömningen att cirka 30 till 50 kraftverk med en låg effekt kan komma att ansöka om utrivning, på verksamhetsutövarens eget initiativ, fram till 2025. Effektmässigt är kraftverken som kan komma att rivas ut relativt jämnt fördelade mellan elområdena. Totalt kan cirka 12-16 MW vattenkraftsel komma att omfattas av ansökningar om utrivning vilket motsvarar en elproduktion på upptill drygt 50 GWh<sup>64</sup>. Avvecklingen av kraftverk kräver tid för prövning i domstol och genomförande och omprövningens paus har förskjutit eventuell avveckling med ett år. Cirka 7 MW bedöms kunna avvecklas på kort sikt (1–3 år).

Den småskaliga vattenkraften i Sverige har sedan lång tid tillbaka dominerats av äldre anläggningar. Det innebär att det förutom behov av miljöanpassningar även finns ett generellt behov av att utföra underhåll på de olika anläggningsdelarna. Det kan finnas tekniska svagheter i konstruktioner som damm, luckor, turbiner och generatorer. En genomgång av anläggningen kan visa vilka ekonomiska och ansvarsmässiga åtaganden som är nödvändiga för verksamhetens framtida drift. Sammantaget kan kostnaderna bli relativt omfattande i förhållande till verksamhetens ekonomiska omsättning. Det kan, enligt ansvariga myndigheter<sup>65</sup> för den nationella planen, medföra att verksamhetsutövare väljer att avveckla.

Det är tänkbart att vissa verksamhetsutövare väljer att avveckla nu, i samband med omprövningen, då det finns möjlighet till finansiering genom Vattenkraftens miljöfond. Ett framtida upphörande av vattenkraftsproduktion och borttagande av anläggningsdelar kräver som huvudregel tillstånd. Att fortsätta driva verksamheten ett antal år och sedan behöva bekosta en tillståndsprövning och utrivning helt med egna medel, är eventuellt inte lika ekonomiskt fördelaktigt. Att verksamheter avvecklas får ses som en naturlig konsekvens av den nationella planen och branschens finansiering via Vattenkraftens miljöfond. De verksamheter som har bäst förutsättningar för både miljöanpassning och effektiv elproduktion kvarstår efter omprövningen för moderna

---

<sup>64</sup> Havs- och vattenmyndigheten, 2023. *Uppdrag om att följa upp och analysera arbetet med att förse vattenkraften med moderna miljövillkor*. <https://www.havochvatten.se/download/18.ad23bfe185cbe8fec8cd2d2/1675339777352/webben-delredovisning-av-regeringsuppdrag-uppfoljning-nap.pdf> (hämtad 2023-03-29)

<sup>65</sup> Havs- och vattenmyndigheten, Statens energimyndighet och Affärsverket svenska kraftnät är ansvariga för nationell plan för moderna miljövillkor

miljövillkor, medan de verksamheter som har sämre förutsättningar väljer att avveckla verksamheten.

## **2.11 Långsiktiga spelregler**

För att branschen ska kunna planera sina investeringar (även på kort sikt) krävs stabila spelregler på marknaden och politisk långsiktighet över tid. Detta är en återkommande fråga som många aktörer lyft fram i diskussion med Energimyndigheten.

### **Förändringen av koldioxidskatt över tiden**

Ett exempel på snabba och stora förändringar vad det gäller styrmedel är hur koldioxidskatten förändrats över tiden, se Figur 45 i kapitel 8.1. 2019 höjdes skatten från 11 till 91 procent för att därefter avskaffas helt den 1 januari 2023. Den typen av ryckighet gör det svårt för branschen att våga investera långsiktigt.

Pannor som ställts av eller lagts i malpåse exempelvis på grund av höga driftskostnader tar också tid att starta upp. Förutom upprustning inför ett idrifttagande krävs även inköp och lagerhållning av exempelvis olja vilket förutom kostnader också är en process som tar tid och kräver en viss framförhållning.

### **Längre kontrakt för mothandel**

Svks upphandlingar av Heleneholmsverket och Ryaverket bidrog till att minska risken för effektbrist och fränkoppling under vintern som varit men är samtidigt kortsiktiga lösningar som, givet omvärldssituationen, skulle kunna utformas till längre kontrakt vilket skulle ge stabilare och långsiktigare spelregler. Ifall SvK exempelvis handlade upp på treårskontrakt hade det inneburit en stabilare spelplan för de upphandlade kraftvärmeverken att planera inköp, logistik och lagerhållning.

### **Långsiktiga kontrakt för upphandling av stödtjänster**

Även när det gäller stödtjänster efterfrågar branschen en större långsiktighet eftersom det krävs en del investeringar och anpassningar av anläggningar, styrsystem, IT-lösningar etc. (Se kapitel 9). För att våga ta de kostnaderna behöver de veta att de täckning för dem.

### **Elmarknadens förutsättningar att investera i effekt**

Branschen lyfter också vikten av att få betalt för att tillhandahålla kapacitet och att elmarknaden inte bara bör vara en energimarknad utan även en marknad som prissätter effekt vilket de anser inte görs i tillräcklig utsträckning idag. För att våga investera långsiktigt efterfrågar branschen någon slags intäkt eller premie för att tillhandahålla effekt eftersom de inte kan räkna med att elpriserna kommer att vara tillräckligt höga under tillräckligt många timmar för att räkna hem investeringen. Här kan det också handla om att investera i en större turbin än vad som är lönsamt på kommersiella grunder men som kan generera en större

elproduktion när det behövs och nätet är ansträngt. Branschen lyfter även upp att utan rätt marknadsförutsättningar för att investera i ytterligare effekt kan kraftvärmen inte heller delta på exempelvis stödtjänstmarknaderna.

Energimyndighetens rapport *Myndighetsgemensam uppföljning av samhällets elektrifiering (ER 2023:03)*<sup>66</sup> som tagits fram av Energimyndigheten, Svenska Kraftnät, Energimarknadsinspektionen och Trafikverket i syfte att följa upp samhällets elektrifiering till 2045. I rapporten konstateras att elmarknaden (som den är utformad idag med handel på flera delmarknader och med marginalkostnadsprissättning av energi på dagenföremarknaden) har under en rad av år fungerat i grunden väl men det finns ett fortsatt behov av uppföljning och utveckling av marknaden för att handeln med el ska ge fortsatt nytta till aktörer och samhälle. I utvecklingen framåt behövs fokus på såväl hantering av kortsiktiga utmaningar som på långsiktiga spelregler för marknadens aktörer för att ge effektiva incitament för att genomföra energiomställningen. Elmarknaden styrs till stor del av EU-regelverk och det är därför viktigt att verka för EU-gemensamma lösningar. Flexibilitet, risksäkringsmöjligheter, stödtjänster och inträdeshinder för produktion och elnät är områden som bedöms som särskilt viktiga att följa upp. Utbyggnaden av tillkommande produktion och elnät bedöms släpa efter på grund av långa ledtider. Produktion byggs just nu men en inbromsning ses om några år. För att inte påverka elmarknadens effektivitet negativt behövs effektiva processer. Det är därför av vikt att belysa relationen mellan en väl fungerande marknad och effektiva ledtider. Marknaderna för stödtjänster behöver utvecklas för att hantera varierande elflöden och systemstabilitet med hög andel vind i systemet och aktörerna behöver främjas att aktivt delta med sina förmågor. Vidare kan det existera ett behov av att utveckla marknadsdesignen i syfte att säkerställa en välfungerande marknad som ger rätt signaler till marknadens aktörer så att vi får ett effektivt system som kan möta samhällets behov på kort och lång sikt. Detta behöver dock föregås av djupgående analyser om behov, samhällsekonomiska effekter och möjliga marknadsmekanismer

Uppdraget med den myndighetsgemensam uppföljningen av samhällets elektrifiering fortgår under 2023 och 2024. Vidare kommer utformningen av kapacitetsmekanismer att utredas närmre i *Uppdrag att stärka försörjningstryggheten i energisektorn (I2022/02319)* punkt 2. EU-kommissionen presenterade den 14 mars 2023 (se kap. 6) ett förslag på revidering av elmarknadsdirektivet som nu kommer att börja att

---

<sup>66</sup> Energimyndigheten, 2022. *Myndighetsgemensam uppföljning av samhällets elektrifiering Rapportering 2022* (ER 2022). <https://energimyndigheten.a-w2m.se/FolderContents.mvc/Download?ResourceId=212470> (hämtad 2023-01-29)

förhandlas vilket kommer kunna leda till förändringar av nuvarande marknadsdesignen<sup>67</sup>.

## 2.12 Sammanfattande kommentarer

Hur man ska se på potentialen att öka elproduktionen från kraftvärmeanläggningar när det är kallt och elpriserna är höga beror på olika faktorer. Inte minst priserna på el, naturgas och eldningsolja. När elpriserna är höga och det finns tillräcklig bränsletillgång (så som under 2021) tyder genomgången i denna utredning på att det finns en ganska liten ytterligare potential för att öka elproduktionen från kraftvärmen. Värmekeftpotentialen för 2021 (se Figur 11) visar på ca 300 MW ytterligare effekt. Då förutsätts att nästan hela värmekraften som producerades kommer från fjärrvärmeansluten kraftvärme (och att bidraget från kondenskraft och industriellt mottryck är litet eller försumbart). Är bränsletillgången sämre så leder det till en minskad elproduktion eftersom anläggningarna håller på bränslet. Detta förklarar att man producerade mindre 2022 trots högre elpriser. Det betyder då att det fanns en ökad potential som skulle kunnat realiserats med en bättre bränsletillgång, motsvarande 100 MW.

Underlaget från Sweco<sup>68</sup> visar på en potential bland de svarande på 250 MW tillkommande effekt inom tre år varav 150 MW utgörs av ett företags möjlighet att ersätta en värmepump med en hetvattenpanna. Svarefrekvensen här är dock betydligt lägre än i Svebios biokraftundersökningar 2021 och 2022 som, givet Energimyndighetens antaganden och bearbetning, indikerar en potential på runt 500–580 MW. Då görs antagandet att potentialen finns bland de fjärrvärmeanslutna kraftvärmeanläggningar som anger att de skulle kunna öka produktionen givet rätt förutsättningar. Det vill säga om de inte behövde prioritera värmeunderlaget eller om det var lönsamt att producera extra värme i en spetslastpanna (dvs ungefär samma anledning). Svebios undersökningar gjordes emellertid innan avskaffandet av koldioxidskatten (1 januari 2023) vilket betyder att den minskade kostnaden av att köra igång en extra panna för spetslastproduktion inte tagits i beaktande av de svarande. Enligt Profus modellkörningar har avskaffandet av koldioxidskatten en väldigt liten effekt när elpriserna är väldigt höga (2022 års nivå) men när elpriserna är lägre (2020 års nivå) så leder det till 200–300 extra MW under ca 600 h (dock ej under toppplasttimmen) vilket betyder att den potentialen redan borde ha realiserats vid lägre elpriser. Detta visas med en minskad potential utgående från Svebios underlag i de gråa och orangea staplarna i Figur 11.

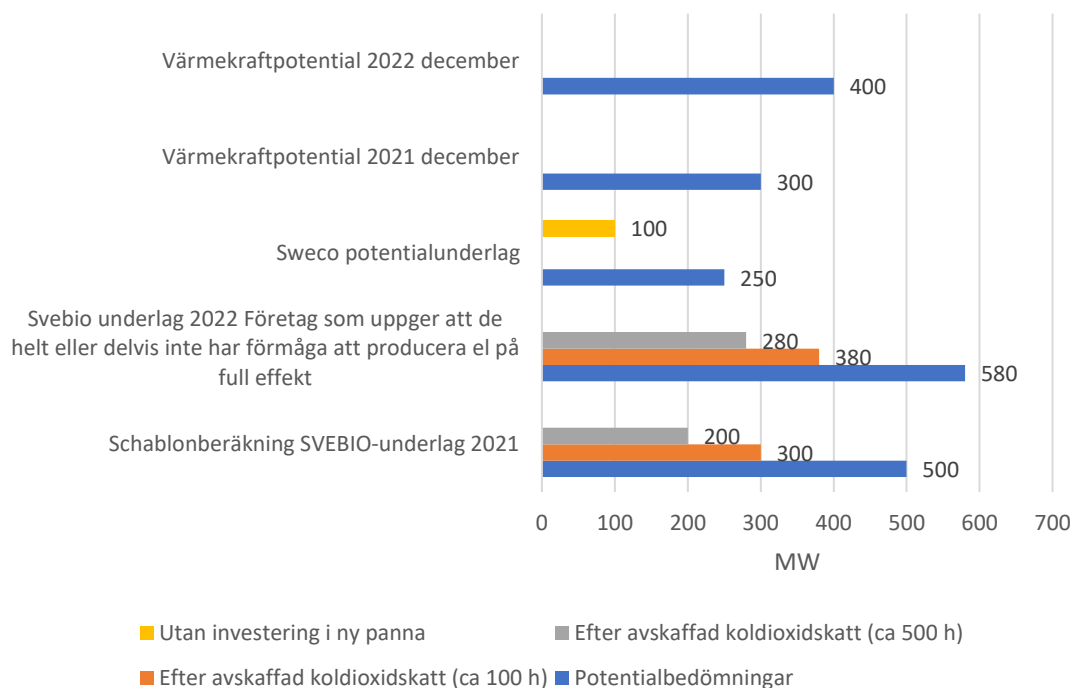
---

<sup>67</sup> Europeiska kommissionen, 2023. *Kommissionen föreslår en reform när det gäller utformningen av EU:s elmarknad för att främja förnybara energikällor, skydda konsumenterna bättre och stärka industrins konkurrenskraft.* [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/sv/ip\\_23\\_1591](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/sv/ip_23_1591) (hämtad 2023-03-29)

<sup>68</sup> Sweco, 2023. *Elproduktionspotential kraftvärme - Kartläggning på uppdrag av Energimyndigheten.*

För att göra det än mer komplext kan man även betänka att Heleneholmsverket (som är upphandlat t.o.m. 31 mars av Svk) kommer att utgöra ytterligare en potential till nästa vinter då de enligt egen utsago inte kommer att köra på kommersiella grunder. Ifall de handlas upp av Svk igen så realiseras den potentialen (eller tas bort beroende på hur man ser det.) Ryaverket och KVV1 kommer till nästa vinter att kunna producera på kommersiella grunder men skulle även kunna öka sin produktion givet rätt ekonomiska incitament ifall elpriserna inte är ”tillräckligt höga” vilket då också skulle innebära en möjlig potential.

Figur 11 Potentialbedömningar för ökad elproduktion när det är kallt och elpriserna är höga



Källa: Sammanställning av Energimyndigheten

Sammantaget är det inte självklart vad som ska ses som potential eller inte eftersom detta i stora drag bestäms av energipriser och marknadsförutsättningar. Detta medför att potentialen varierar beroende på vilka antaganden som görs både av de som svarar på enkäterna men också av de som tolkar svaren. En annan fråga är hur många timmar som avses eftersom det är stor skillnad på att bidra med extra effekt under några timmar eller flera hundra timmar.

En betydande förändring är avskaffandet av koldioxidskatten vilket förbättrat lönsamheten för alternativ värmeproduktion och därmed röjt ett ekonomiskt hinder för att nå en högre potential (när elpriserna är lägre).

Utgående från Figur 11 kanske ett rimligt potentialintervall för ytterligare effekt när det är kallt kan sägas vara runt 300–500 MW. Detta betyder



inte att det är samhällsekonomiskt lönsamt att realisera den potentialen utan att eventuella åtgärder då måste vägas mot kostnaderna som skulle uppstå ifall inget görs. Detta är också i stora drag en elmarknadsfråga där förutsättningarna för att tillhandahålla effekt när det är ansträngt (oavsett kraftslag) måste utformas på rätt sätt.

### 3 Uppvärmningsmarknaden i Sverige

Uppvärmningssektorn är en stor del av energimarknaden. Årligen omfattar den nästan 100 TWh energi och omsätter 100 miljarder kronor<sup>69</sup>. För Sveriges del är uppvärmningsmarknaden en marknad som i stor utsträckning redan ställt om från fossilt till förnybart. Dessutom är all kraftvärme i Sverige högeffektiv<sup>70</sup>. Där inte fjärrvärmesystem är lönsam sker uppvärmningen framförallt med värmepumpar som använder nästan helt fossilfri el. En stor utmaning för fjärrvärmesystemen är hur den fossila delen av avfallet som används som bränsle i anläggningarna ska behandlas (se kapitel 8.2) men även hur konkurrenssituationen ser ut mot värmepumpar (se kapitel 7) samt hur byggreglerna påverkar konkurrenssituationen (se 8.3). I detta kapitel ges en översiktlig bild av uppvärmningsmarknaden i Sverige med fokus på fjärrvärmesystemen men även kraftvärmesystemen och hur den tekniska potentialen kan se ut för att öka andelen kraftvärme producerad fjärrvärme.

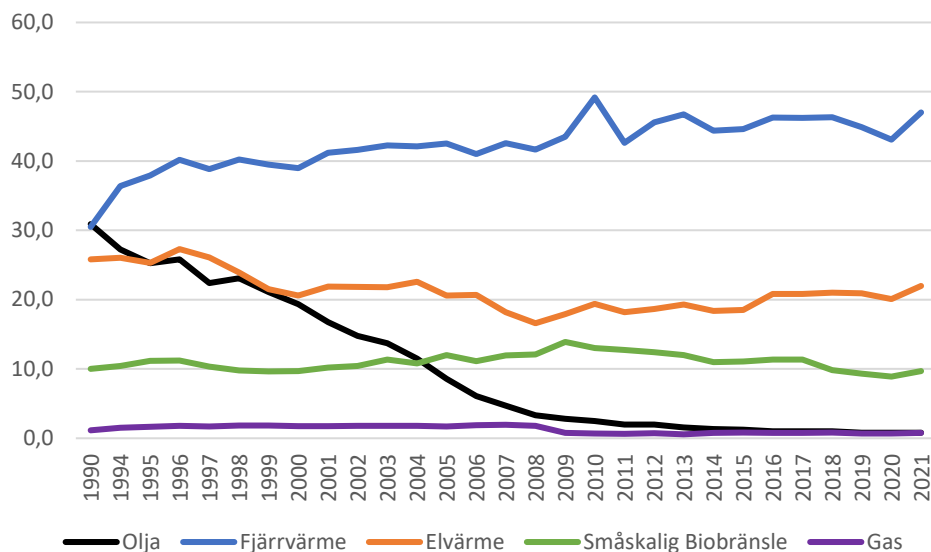
Figur 12 visar omställningen mot fossilfri uppvärmning i småhus, flerbostadshus och lokaler där oljeuppvärmning minskat från 31 TWh 1990 till 0,8 TWh 2021. Användningen av småskalig gasuppvärmning har aldrig varit stor i Sverige och låg 2021 på 0,8 TWh. El till uppvärmning går framför allt till att driva värmepumpar i småhus men även direktverkande el och elpannor ingår. Elvärmesystemen låg år 2021 på 22 TWh. År 2021 användes 47 TWh fjärrvärme i småhus, flerbostad och lokaler varav 68 procent var förnybart och 8 procent spillvärme.

---

<sup>69</sup> Värmemarknad Sverige, 2020. *100 steg mot framtidens värmemarknad, etapp 3 i projektet Värmemarknad Sverige 2019.*

<sup>70</sup> Enligt definitionen i EU:s Energieffektiviseringsdirektiv (2012/27/EU)

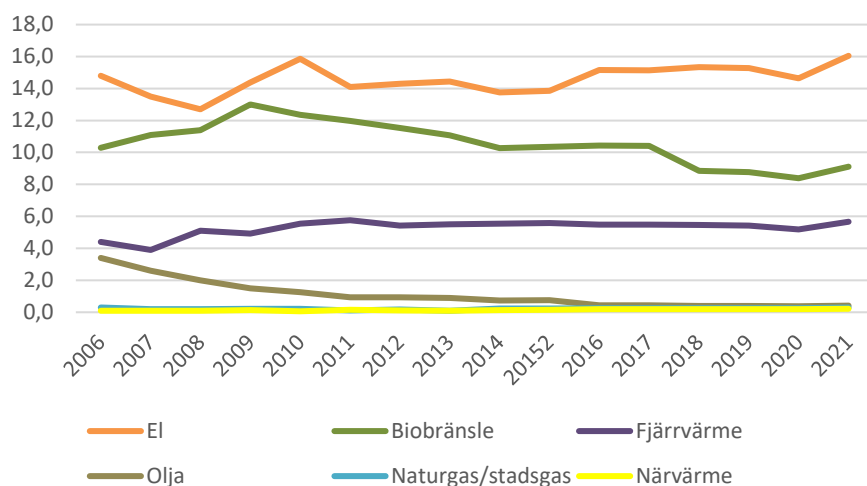
Figur 12 Total energianvändning för uppvärmning och varmvatten åren 1990–2021, fördelat på använt energislag i småhus flerbostadshus och lokaler [TWh]



Källa: Energistatistik för småhus, flerbostadshus och lokaler, Energimyndigheten

Det finns två miljoner småhus i Sverige som sammanlagt använde 32 TWh till uppvärmning 2021. Oljeuppvärmning har tappat andelar över tiden till eluppvärmning och fjärrvärme som stod för 51 procent respektive 18 procent 2021 (Figur 13 och Figur 14). I eluppvärmningen ligger emellertid även värmepumpar vilket gör att det avgivna och därmed använda energin för uppvärmning är betydligt högre än de 16 TWh som visas figuren.<sup>71</sup>

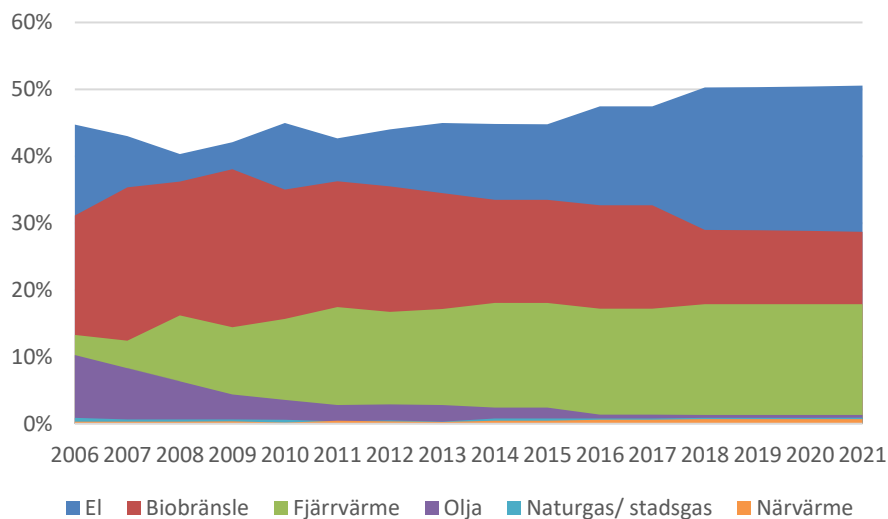
Figur 13 Total energianvändning för uppvärmning och varmvatten i småhus fördelad på energikällor och energibärare, år 2006–2021, TWh.



Källa: Energistatistik i småhus 2021, Energimyndigheten

<sup>71</sup> En värmepump har typiskt en verkningsgrad på runt 3 vilket betyder att den tar en TWh el och konverterar till 3 TWh värme.

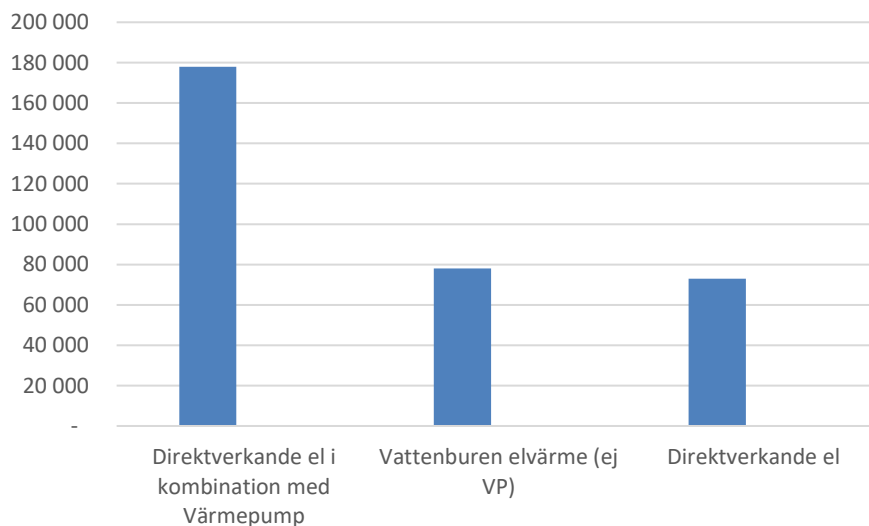
Figur 14 Andel av den totala energianvändningen för uppvärmning och varmvatten i småhus per energibärare/energikälla, år 2006-2021, procent.



Källa: Energimyndigheten, Energistatistik i småhus 2021.

I Figur 15 syns att antal småhus som endast har direktverkande el uppgår till 73 000 medan antalet som också har någon typ av värmepump uppgår till nästan 180 000. Sammantaget finns det alltså 253 000 småhus som har eluppvärmning (direkt eller i kombination med värmepump) som inte är vattenbaserat.

Figur 15 Antal småhus med eluppvärmning, 2021



Källa: Energimyndigheten, Energistatistik i småhus 2021.

### Åtgärder för konvertering från direktverkande el

Som ett led i att minska användningen av topplasteffekt kalla dagar när elnätet är ansträngt så kan en åtgärd vara att minska andelen direktverkande el.

För att minska topplasteffekten och elanvändningen består med eluppvärmda småhus så skulle investering i ett vattenbaserat system i kombination med antingen en värmepump eller fjärrvärme kunna ske. En sådan investeringskostnad är i regel en stor investering som kan kosta flera hundra tusen. En lägre hängande frukt, där man skulle kunna få till en konvertering på kort tid till en betydligt lägre kostnad är att rikta in konverteringar till de småhus som redan har ett vattenburet system. Enligt Energimyndighetens småhusundersökning uppgår dessa till ca 73 000 småhus, se Figur 15.

I Prop. 2022/23:1 anslår regeringen 379 000 000 kronor 2023 för satsningar på energieffektivisering i småhus som värms upp med direktverkande el eller gas i syfte att minska sårbarheten för höga energipriser och bidra till ökad försörjningstrygghet. Satsningen inkluderar ett investeringsbidrag för konvertering av uppvärmningssystem och energieffektiviserande renovering av småhus. För 2024 och 2025 beräknas anslaget öka med 400 000 000 kronor respektive 400 000 000 kronor.

### 3.1 Fjärrvärme i Sverige – utbyggnad och omställning

Fjärrvärme har funnits i Sverige sedan 50-talet och producerades tidigare framförallt i värmeverk. Till mitten av 90-talet var fjärrvärmerna huvudsakligen kommunalägda och bedrevs i kommunala energi- eller fjärrvärmebolag eller i en kommunal förvaltningsform där prissättningen skedde efter självkostnadsprincipen. I samband med elmarknadsreformen 1996 avreglerades även fjärrvärmemarknaden och krav infördes på att fjärrvärmeverksamheten skulle drivas på affärsmässiga grunder. Detta medförde att cirka 70 kommunala fjärrvärmebolag såldes till privata företag under perioden 1990–2004, en trend som fortsatt därefter. Flera av de bolag som inledningsvis såldes till privata bolag har sålts vidare och idag finns också ett fåtal större och växande privata aktörer i branschen<sup>72,73</sup> med verksamhet även utanför Sverige och kapitalstarka ägare.

År 2021 stod biobränsle för 65 procent och spillvärme för 9 procent av den tillförda energin i fjärrvärmeproduktionen (Figur 16). Värmepumpar har minskat något och mellan 2000 och 2009 stod de för i genomsnitt 12 procent av fjärrvärmeproduktionen medan motsvarande siffra för 2010–2020 uppgick till 8 procent. Användningen av elpannor har varit

<sup>72</sup> Exempelvis: Solör, Adven, Nevel.

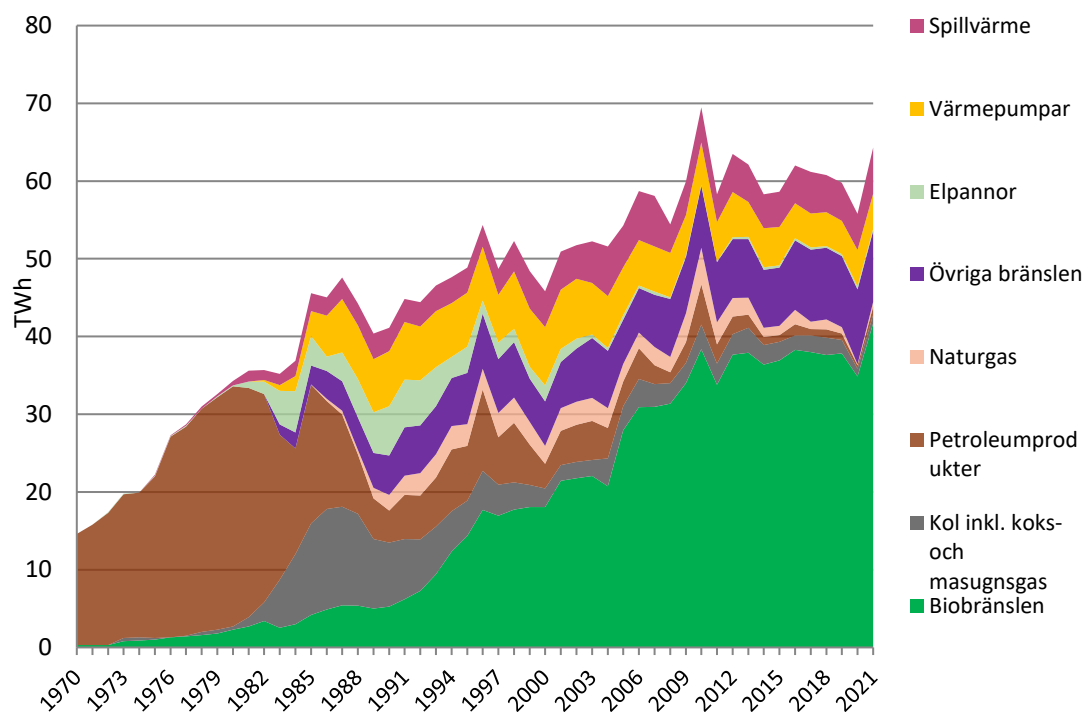
<sup>73</sup> Tidningen energi, 2020. *Snabbväxare på varmemarknaden*.

<https://www.energi.se/artiklar/snabbvaxare-pa-varmemarknaden/> (hämtad 2023-03-29)

marginell i många år och låg på 0,2 TWh tillförd energi för fjärrvärmeproduktion 2021. Den tidigare större användningen av elpannor och värmepumpar har att göra med att priset på el var lägre vilket inneburit att det då varit mer ekonomiskt fördelaktigt att använda el för fjärrvärmeproduktion än på senare tid. Användningen av avfall till fjärrvärmeproduktion har ökat det senaste decenniet. Ökningen beror på det förbud mot deponering av brännbart avfall som infördes 2002 och förbudet mot deponering av organiskt avfall från 2005. I flera svenska städer är värmen från avfallsförbränning basen för fjärrvärmen. Avfall uppgick till nästan 20 TWh 2021 och ingår både i posten Biobränslen (organiskt avfall) och Övriga bränslen (fossilt avfall) på ungefär 10 TWh vardera. I posten Övriga bränslen ingår även en liten del torv.

De senaste tio åren har insatt bränsle för fjärrvärme legat runt 60 TWh (se Figur 16) med mindre variationer beroende på temperaturskillnader vilket visar på att marknaden är relativt mättad även om det finns vissa utvecklingsområden. Konkurrensen från effektivisering och allt effektivare värmepumpar ställer stora krav på innovationer och nya marknadslösningar från branschen. Inte minst kommer nya krav från EU att påverka graden av energieffektivisering vilket kan påverka framtida leveranser stort beroende på hur direktiven implementeras (se kapitel 66).

Figur 16 Tillförd energi för fjärrvärmeproduktion fr.o.m. 1970, TWh

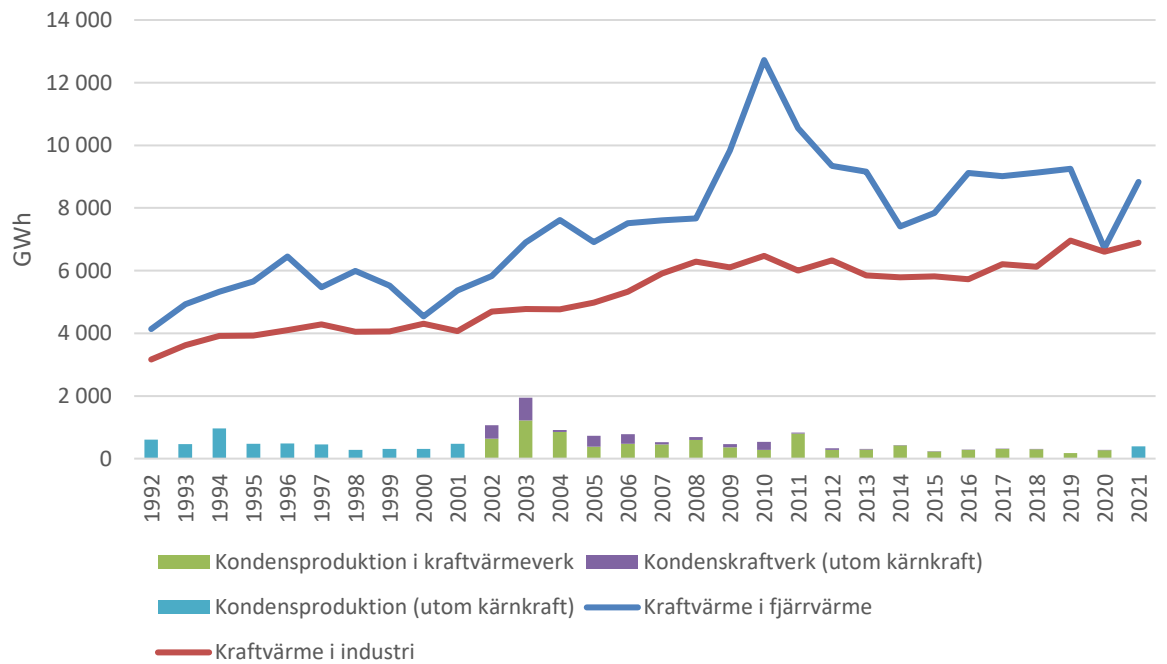


Källa: Energimyndigheten. Årlig energibalans.

Elproduktionen från konventionell kraftvärme varierar ganska mycket jämfört med elproduktionen i industriell kraftvärme då kraftvärmen är

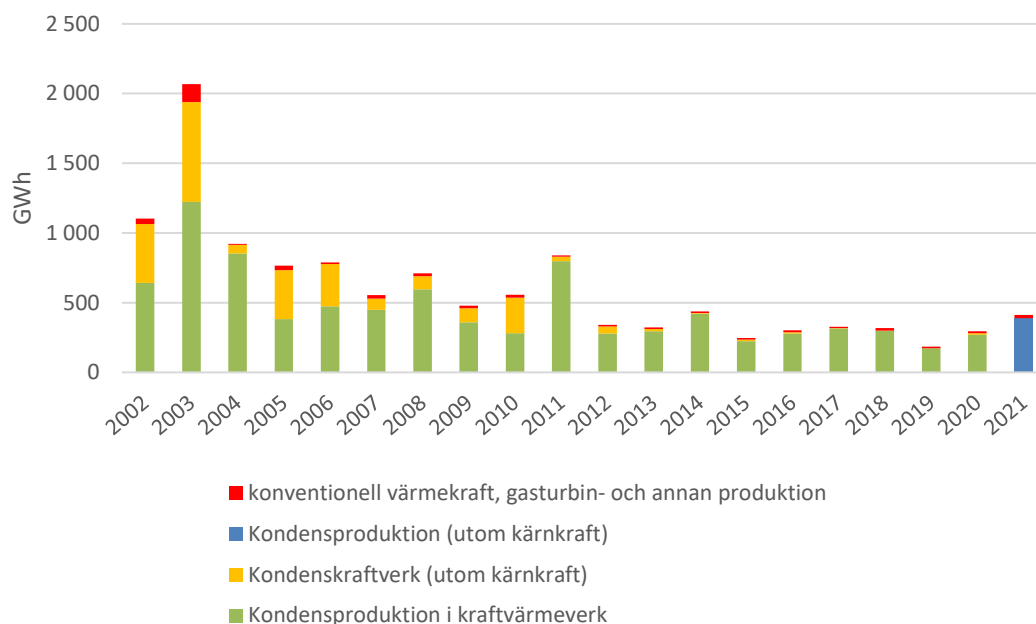
dimensionerad för att tillhandahålla ett värmebehov till byggnader och lokaler med en efterfrågan som är starkt beroende av temperaturen. Industriell kraftvärme har en betydligt jämnare kurva vilket visar på en dimensionering mot industrins värme- och elbehov (Figur 17). Figur 17, och närmre i Figur 18, visar även att kraftvärmeverk som körde kondensdrift var vanligare längre bak i tiden men även att el producerades i större utsträckning i rena kondenskraftverk. Sammantaget framträder en bild av att det tidigare fanns en större kapacitet till snabbare tillgänglig kraft när den behövdes.

Figur 17 Kraftvärmeproducerad el och kondenskraft, GWh



Källa: El, gas och fjärrvärmelieferanser, Energimyndigheten och SCB  
 Not: År 1994 är korrigerad och uppskattad på grund av bristfälliga data för det året. Före 2002 finns ingen tillförlitliga data som delar upp kondensproduktion i kraftvärmeverk och ej kraftvärmeverk.

Figur 18 Kondensproduktion (ej kärnkraft), inkl. gasturbiner, GWh



Källa: El, gas och fjärrvärmelieferanser, Energimyndigheten och SCB

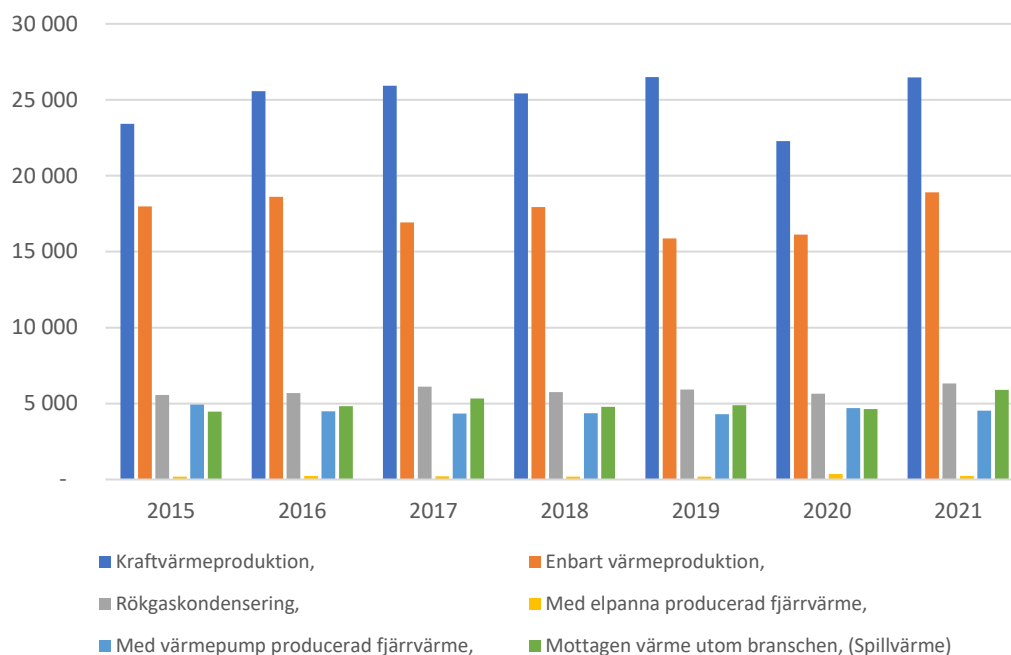
### 3.1.1 Den tekniska potentialen för kraftvärme begränsas av värmeunderlaget

Det är värmeunderlaget som avgör hur mycket el som kan produceras med kraftvärme. Detta betyder att det finns en begränsning i hur mycket kraftvärmeproducerad el vi kan få genom investeringar i ny kraftvärme. Ifall det inte finns någon möjlighet att få avsättning för värmen i ett fjärrvärmenät (eller för annan användning eller genom att lagra den) så kan inte kraftvärmens öka<sup>74</sup>. Den totala fjärrvärmeproduktionen inklusive spillvärme uppgick till 62,3 TWh 2021. Hur produktionen skett visas i Figur 19 där de orangea staplarna visar att fjärrvärmeproduktionen från rena värmeverk uppgick till 19 TWh. Kraftvärmens möjlighet att expandera genom att värmeverk uppgraderas eller ersätts med kraftvärmeverk begränsas alltså till dessa 19 TW. Förutsatt att spillvärmelieferanserna och värmepumparna antas fortsätta om förut. 2021 producerades även 26,5 TWh fjärrvärme från kraftvärme (exklusive rökgaskondensering) och 15,7 TWh el varav 6,9 TWh inom industrin.

<sup>74</sup> Bortsett från att det kan finnas en viss flexibilitet och möjlighet till överdimensionering.



Figur 19 Fjärrvärmeproduktion fördelat på tekniker



Källa: El, gas och fjärrvärmeleveranser, Energimyndigheten och SCB

Hur mycket el man får ut av ett kraftvärmeverk som producerar 19 TWh värme beror på vilken typ av kraftvärme och bränsle som används. I ett antagande där all värmeproduktion skulle ersättas med biokraftvärme med ett elutbyte på 35 procent av värmeproduktionen skulle det innebära ytterligare 6,7 TWh elproduktion. Ifall man kan hitta avsättning för ytterligare värme skulle exempelvis ytterligare 6 TWh och totalt 25 TWh kraftvärmeproducerad fjärrvärme ge nästan 9 TWh ny el, se Tabell 8, och i något slags teoretiskt max-scenario kunna nå upp till Swecos antagande om ytterligare 13 TWh elproduktion från kraftvärme. (se Bild 1)

I praktiken så utgörs emellertid en stor del av värmeunderlaget från värmeverk (19 TWh värme) av mindre anläggningar i mindre orter vilket gör att det i många fall framförallt är aktuellt med en ORC-turbin med lägre elutbyte.

Det är även möjligt att öka elproduktionen från kraftvärmeverken genom att använda teknik med högre elutbyte vilket skulle kunna genomföras på längre sikt. Ett väsentligt högre elutbyte kan erhållas genom att använda naturgas eller biogas från förgasad biomassa som kan användas i en kombicykel (gasturbin och ångcykel kombinerat). Förgasning av biobränsle (eller rötning av biometan) är emellertid kostsamt och naturgas är fossilt vilket innebär hinder (i form av kostnader eller att företagen har en miljöpolicy) för ökat elutbyte den vägen. Dessutom har utbudet av naturgas och konkurrensen om densamma ökat priserna avsevärt som en följd av kriget i Ukraina och sabotaget av Nordstream. Ryaverket (och Öresundsverket som sålts) är exempel på gaskombianläggningar.

Tabell 8 Möjlig extra elproduktion från kraftvärme som ersätter värmepannor

	Värme TWh	Elutbyte	EI
<b>Biokraftvärme</b>	19	0,35	6,65
<b>Gaskombicykel</b>	19	0,55	10,45
<b>ORC-turbiner</b>	19	0,1–0,2	1,9–3,8
<b>ORC turbiner</b>	25	0,1–0,2	2,5–5
<b>Biokraftvärme</b>	25	0,35	8,75
<b>Gaskombicykel</b>	25	0,55	13,75

Det finns även ny teknik som utvecklas samt applikationer på existerande turbiner som skulle kunna öka elutbytet. Ett exempel är Allam Fetvedt Cykeln som har hög el verkningsgrad och integrerad koldioxidinfångning.<sup>75</sup>

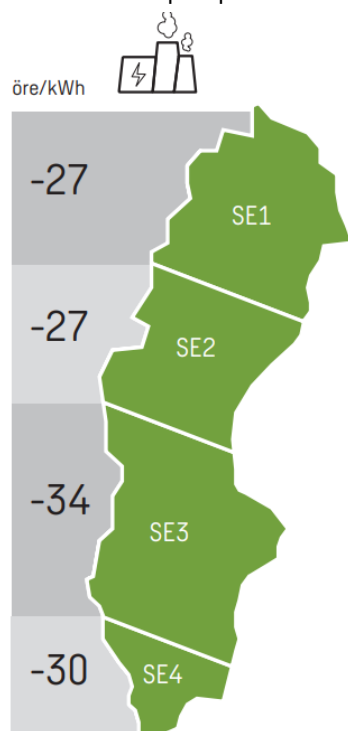
### 3.1.2 Kraftvärmens påverkan på elpriserna

Enligt en beräkning från Sweco<sup>76</sup> skulle ytterligare 13 TWh el från kraftvärme resultera i en sänkning av elpriset med mellan 27 och 34 öre/kWh beroende på elområde (se Bild 1). Prissänkningen är framförallt en funktion av tillskottet av el och inte kraftvärmens i sig. Enligt underlaget från Tabell 8 så är det emellertid inte särskilt troligt att kraftvärmens skulle kunna öka med 13 TWh utan får ses som någon slags teknisk maxpotential (se sista raden). Ifall en blandning av ORC-turbiner, biokraftvärme och gaskraftvärme skulle ersätta rena värmepannor skulle en troligare siffra vara runt hälften av den potentialen.

<sup>75</sup> Allam, R., Martin, S., et al. 2017. *Demonstration of the Allam Cycle: An Update on the Development Status of a High Efficiency Supercritical Carbon Dioxide Power Process Employing Full Carbon Capture*. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S187661021731932X> (hämtad 2023-03-29)

<sup>76</sup> Sweco, 2022. *Elpriset i Sverige – åtta scenarier och deras prispåverkan*. [https://www.sweco.se/wp-content/uploads/sites/3/2022/11/Sweco\\_Elpriset-i-Sverige\\_2023.pdf](https://www.sweco.se/wp-content/uploads/sites/3/2022/11/Sweco_Elpriset-i-Sverige_2023.pdf) (hämtad 2023-03-29)

Bild 1 Påverkan på elpriset av 13 TWh kraftvärmeproducerad el



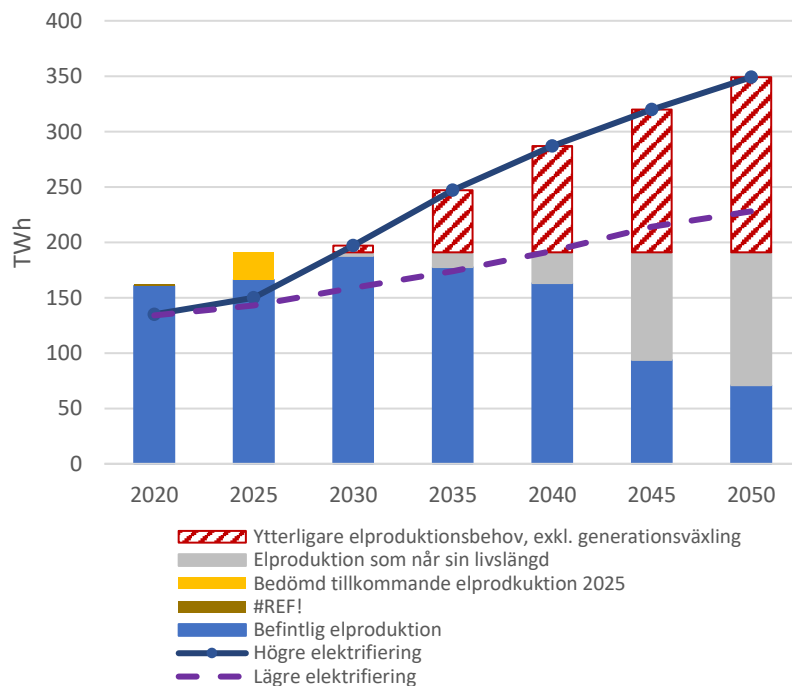
Källa: Sweco, 2022. *Elpriset i Sverige – åtta scenarier och deras prispåverkan.*

## 4 Hur mycket fjärrvärme och kraftvärme blir det?

Energisystemet kommer genomgå stora förändringar. Från att både användning och tillförsel av energi varit relativt stabil i många år kommer stora rörelser ske, framför allt vad gäller el som energibärare. Total energianvändning och tillförd energi visar en stor spridning i de olika scenarier som Energimyndigheten använt för arbetet med långsiktiga scenarier till 2050<sup>77</sup>. Scenarier som visar möjliga utvecklingsvägar i ett framtida energisystem. Uppgifterna här är framförallt hämtade från det arbetet.

Elsystemfrågor blir alltmer centrala i energisystemet med el som den huvudsakliga energibäraren 2050. *Elanvändningen* ökar i alla Energimyndighetens långsiktiga scenarier. Behovet av ny elproduktion är stort redan på kort sikt. Det mest progressiva scenariot innebär att total elanvändning går från 134 TWh 2020 till 349 TWh 2050. I scenariot med lägst elanvändning, där hinder fördröjer omställningen inom industrin, uppgår elanvändningen 2050 till 228 TWh, se Figur 20.

Figur 20 Ökning av elbehovet till 2050 (utfallsrummet visar skillnaden mellan Högre elektrifiering och Känslighetsfall industri) i jämförelse med befintlig elproduktion, antagande om elproduktion 2025 och ytterligare behov för att nå det högre utfallet. (Linje och streckad linje visar elanvändningen i de två scenarierna.)



Källa: Energimyndigheten, 2023. *Scenarier över Sveriges energisystem 2023*. ER 2023:07.

<sup>77</sup> Energimyndigheten (2023). *Scenarier över Sveriges energisystem 2023*. ER 2023:07.

I de scenarier som använts i arbetet med långsiktiga scenarier är också utfallsrummet för *energianvändningen* (och -tillförseln) stort. Den faktiska utvecklingen är beroende av många olika påverkande faktorer och osäkerheter.<sup>78</sup> Total energitillförsel var 509 TWh under 2020. År 2050 förväntas energitillförseln vara 470–643 TWh beroende på scenario.

Kraftvärmen ligger i scenarierna kvar på dagens nivå fram till 2050 medan fjärrvärmen ökar något. Även här är den faktiska utvecklingen beroende av många olika faktorer. Ett exempel på en osäkerhet i modellen är utfallet för elproduktion som bland annat är starkt beroende av de antaganden som görs kring kostnader för olika kraftslag eller begränsningar i modellen. Ett annat exempel är fjärrvärmesektorn som antagits vara relativt oförändrad. I praktiken är det ganska osäkert hur marknaden för värmepumpar utvecklas och på lång sikt vilka energieffektiviseringskrav som kommer att gälla för bostäder och lokaler. Utvecklingen på värmepumpmarknaden är också beroende av elpriset som i sin tur kan bero på hur mycket vi faktiskt elektrifierar.

På kort sikt<sup>79</sup> minskar fjärrvärmeanvändningen under 2022 dels på grund av varmare väder jämfört med basåret 2021. Fjärrvärmeanvändningen kommer för prognosåren 2023–2025 endast att öka svagt på grund av begränsad nybyggnation av flerbostadshus. Vidare syns en fortsatt minskning i användningen av eldningsolja, naturgas och stadsgas under perioden. En trend inom sektorn är att fler väljer att frångå direktverkande el till förmån för till exempel värmepumpar eller fjärrvärme som uppvärmningssätt i befintliga byggnader. Produktionen av fjärrvärme sker framför allt med biobränslen och avfall och det är främst användningen av dessa bränslen som antas öka för att möta det ökade värmebehovet. EU kan komma att införa restriktioner för användning av biobränslen genom sitt uppdaterade förnybartdirektiv, RED III, som i så fall kan få påverkan i sektorn mot slutet av prognosperioden, se kapitel 6.

#### **4.1 Kraftvärme och industriellt mottryck kvar på totalt sett samma nivå**

Produktion från kraftvärme och industriellt mottryck ligger totalt sett kvar på dagens nivå under hela perioden fram till 2050. Skillnaderna mellan scenarierna är små och produktionen 2050 hamnar på omkring 17–18 TWh beroende på scenario (Figur 21). Det är framför allt elpriserna som driver utvecklingen vilket slår igenom något i scenario *Högre elektrifiering* (Figur 22).

- El från kraftvärmeverk ökar något på längre sikt i förhållande till idag. Nyinvesteringar sker längre fram i perioden och

---

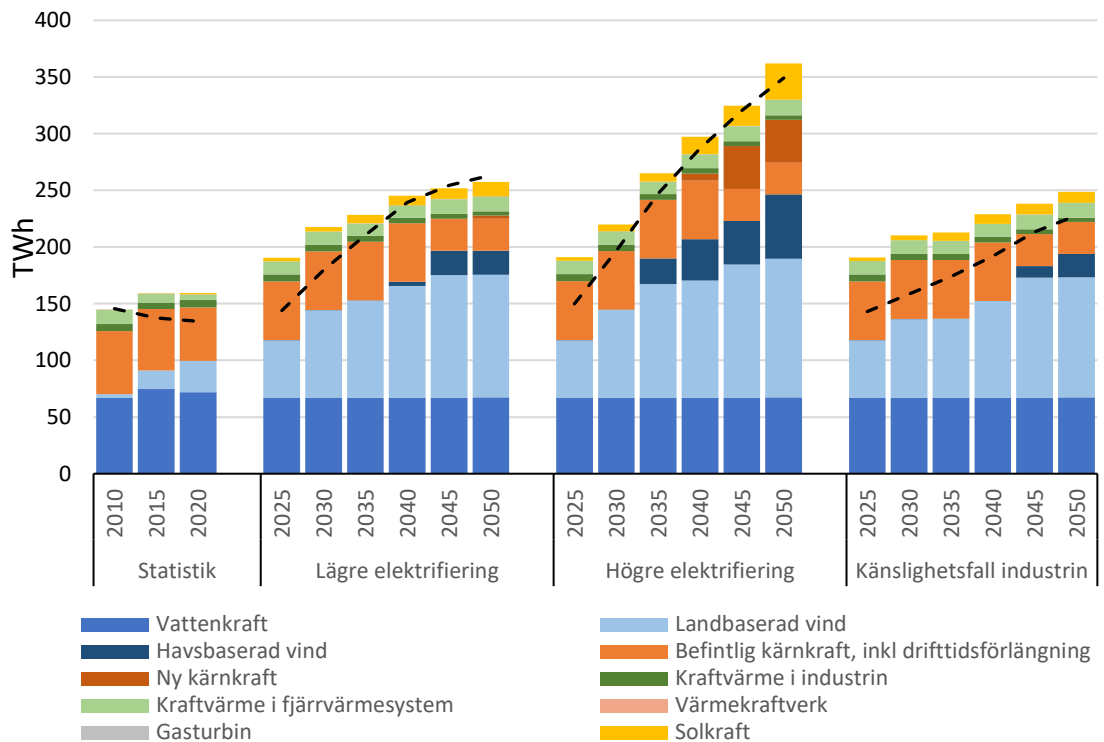
<sup>78</sup> Det handlar inte bara om osäkerheter på energimarknaderna eller i omvärlden. Den snabba elektrifieringen och utvecklingen av ny teknik gör det svårare att göra bedömningar om framtiden.

<sup>79</sup> Energimyndigheten. *Kortsiktiga prognoser*.

elproduktionen från kraftvärme ökar mer till följd av stigande elpriser mot slutet av perioden.

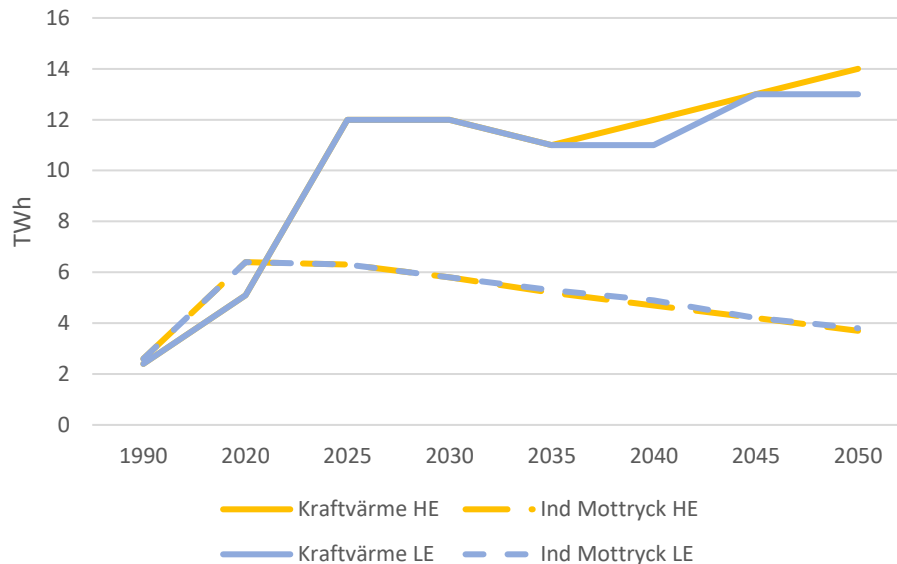
- Industriellt mottryck minskar över tid och understiger långsiktigt 4 TWh. Huvudskälet till detta är att effektiviseringar inom massindustrin antas leda till ett minskat ångbehov varför underlaget för att producera el med hög verkningsgrad krymper.

Figur 21 Elproduktion uppdelat på produktionsslag och elanvändning i de olika scenarierna 2025–2050, TWh (Från ER 2023:07 Långsiktiga scenarier)



Källa: Energimyndigheten, 2023. *Scenarier över Sveriges energisystem 2023*. ER 2023:07.

Figur 22 Kraftvärme fördelat på industriellt mottryck och fjärrvärmeansluten kraftvärme, scenario Hög Elektrifiering (HE) och scenario Låg Elektrifiering (LE).



Källa: Energimyndigheten, 2023. *Scenarier över Sveriges energisystem 2023*. ER 2023:07.

## 4.2 Fjärrvärme ökar något

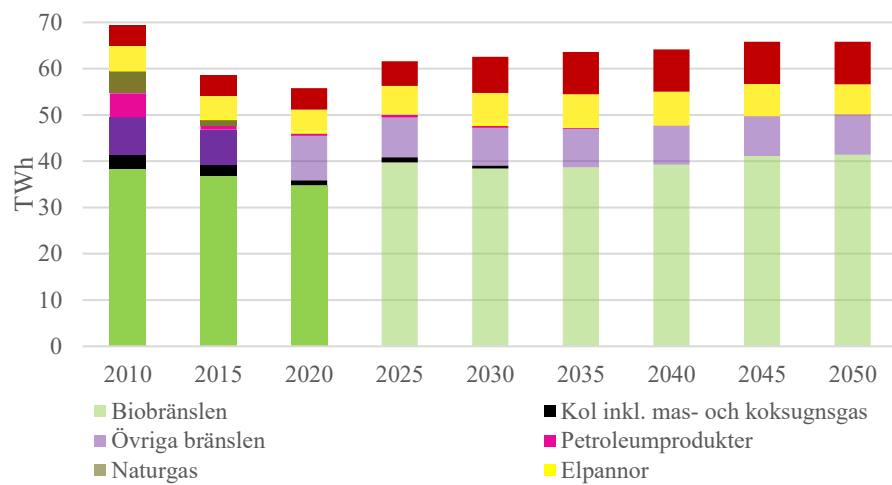
Produktionen av fjärrvärme styrs i hög grad av behovet av fjärrvärme i framför allt bostadssektorn men även i industrin. Fjärrvärmeproduktionen ökar något från dagens nivå i samtliga scenarier.

El är ett viktigt energislag i fjärrvärmeproduktionen framför allt i stora värmepumpar. Ett växande bidrag kommer från olika typer av spillvärmeresurser, där en betydande del av de tillkommande spillvärmeresurserna i scenarierna kommer från biobränslebaserad produktion av drivmedel. Tillförd energi för fjärrvärme hamnar på 66 TWh för 2050 i scenariot Lågre elektrifiering (referensscenario). Det är mycket små skillnader mellan scenarier och känslighetsfall för behovet av fjärrvärme. Den tillförda energin för fjärrvärme visar därför också mycket små skillnader. I Känslighetsfall industri finns en mindre mängd mas- och koksugngaser kvar till 2040 i stället för till 2030 som i de andra scenarierna. Detta då omställningen av industrin sker senare i känslighetsfallet. Det finns även små skillnader i användningen av stora värmepumpar men skillnaderna är som sagt små.<sup>80</sup>

Figur 23 visar tillförd energi för fjärrvärme till 2050 i scenariot *Lågre elektrifiering*.

<sup>80</sup> För detaljerade resultat för scenarier och känslighetsfall se ER 2023:07 *Scenarier över Sveriges energisystem 2023, Bilaga A*

Figur 23 Tillförd energi för fjärrvärmeproduktion för scenario Lägre elektrifiering till 2050, TWh. (Från ER 2023:07 Långsiktiga scenarier)





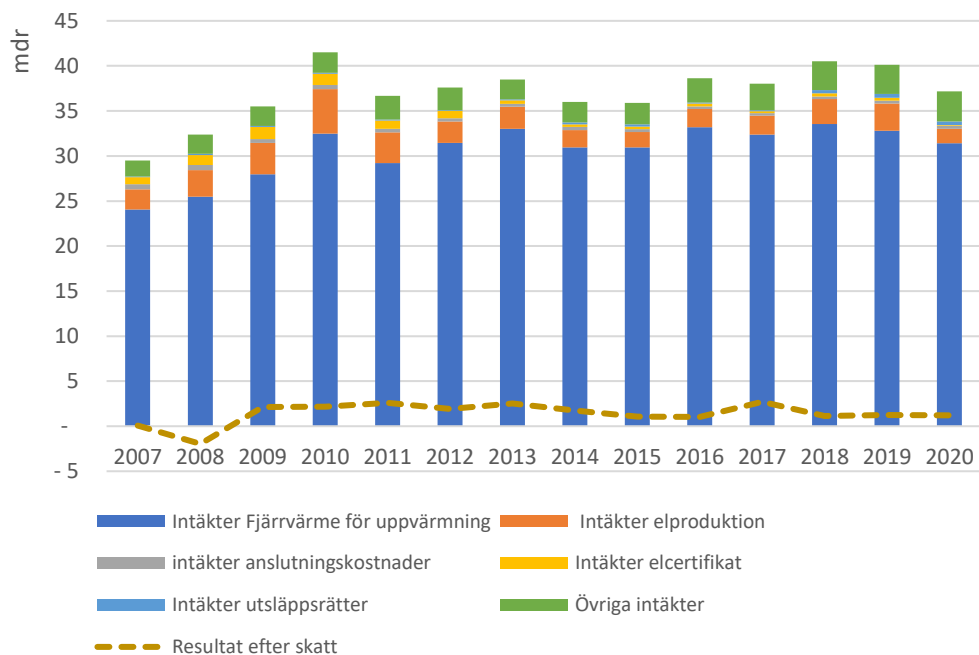
## 5 Kraftvärme- och fjärrvärmebranschens ekonomiska ställning

Det här kapitlet baseras på de ekonomiska nyckeltal som fjärrvärmeföretagen rapporterar in till Energimarknadsinspektionen varje år. En viss fördröjning finns vilket gör att underlag presenteras till och med 2020, till den första delredovisningen. Det betyder att effekterna av de senaste åren med höga elpriser och naturgasbrist inte fångas.

### 5.1 Lönsamheten i branschen

Sett till hela branschen har fjärrvärmebolagens intäkter legat relativt stabilt de senaste tio åren med en ganska brant stegring 2007–2010 (Figur 24). Försäljningen av fjärrvärme för uppvärmning har legat runt 85 procent av intäkterna sedan 2012 medan elförsäljningen ofta legat runt 5–6 procent. Resultatet (aggregerat för hela branschen) ligger runt 1–3 mdr per år vilket innebär runt tre procent av intäkterna för de flesta år.

Figur 24 Intäkter och kostnader hela branschen

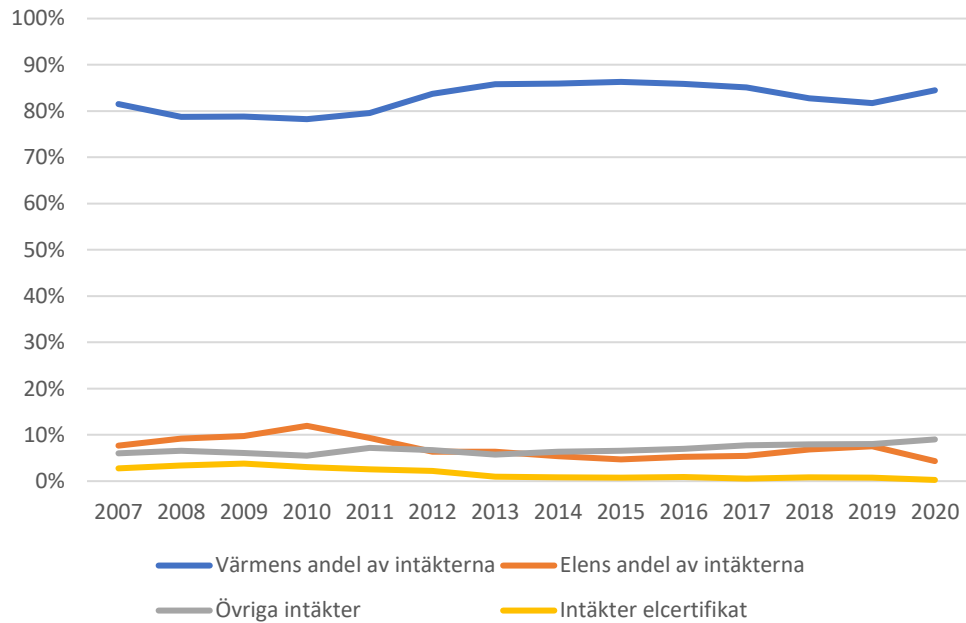


Källa: Data från Energimarknadsinspektionen Energimyndighetens bearbetning.  
Not: 1) Finansiella poster, lagerförändringar etc. ingår ej. 2) I *Övriga intäkter* ingår exempelvis mottagningsavgifter för avfall, eller försäljning av flis. 3) År 2010 var ett osedvanligt kallt år vilket förklarar toppen.

Figur 25 visar att andelarna av intäkterna som kommer från fjärrvärme är relativt stabil över tiden och varierar mellan 79 och 86 procent över perioden. Andelen av intäkterna som kommer från elproduktion har

varierat relativt liten men hade en topp 2010, som var ett kallt år, på 12 procent. En viss skillnad kan ses om man jämför genomsnittet 2007–2011 med genomsnittet 2012–2020 där den första perioden hade högre andel intäkter från el och mindre från fjärrvärme jämfört med den andra perioden. Detta kan förklaras av de lägre elpriserna under den senare perioden (Tabell 9).

Figur 25 Fjärrvärmebolagens intäkter i andelar från värme, el, elcertifikat och övriga intäkter



Källa: Data från Energimarknadsinspektionen Energimyndighetens bearbetning.

Tabell 9 Andelar av intäkterna som kommer från el respektive fjärrvärme, samt elpriser, genomsnitt för två perioder

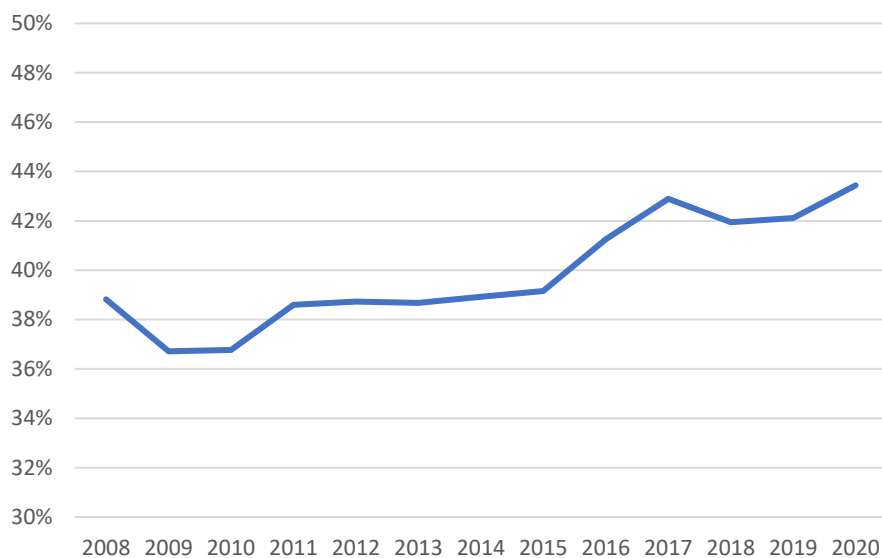
	EL	Fjärrvärme	Genomsnittligt elpris, system öre/kWh
<b>Snitt 2007–2011</b>	10%	79%	<b>39,8</b>
<b>Snitt 2012–2020</b>	6%	85%	<b>28,7</b>

Källa: Data från Energimarknadsinspektionen Energimyndighetens bearbetning, samt Energiläget i siffror

## 5.2 Soliditet

Soliditeten visar företagets skuldsättningsgrad som andelen eget kapital av tillgångarna i företaget dvs. hur stor del av tillgångarna som är egenfinansierade.<sup>81</sup> De tillgångar som inte är finansierade med eget kapital är finansierade med lån. Soliditeten säger något om ett företags långsiktiga betalningsförmåga och är exempelvis intressant för banker/kreditgivare när/om företaget behöver ta nya lån. Ett vanligt mål för soliditeten är runt 30–40 procent. Sett till det så ligger branschen som helhet bra till med en soliditet på drygt 40 procent. Utvecklingen har också förbättrats något över tid vilket betyder att branschen som helhet minskat sin skuldsättning.

Figur 26 Fjärrvärmebranschens soliditet



Källa: Data från Energimarknadsinspektionen Energimyndighetens bearbetning.

## 5.3 Kassalikviditet

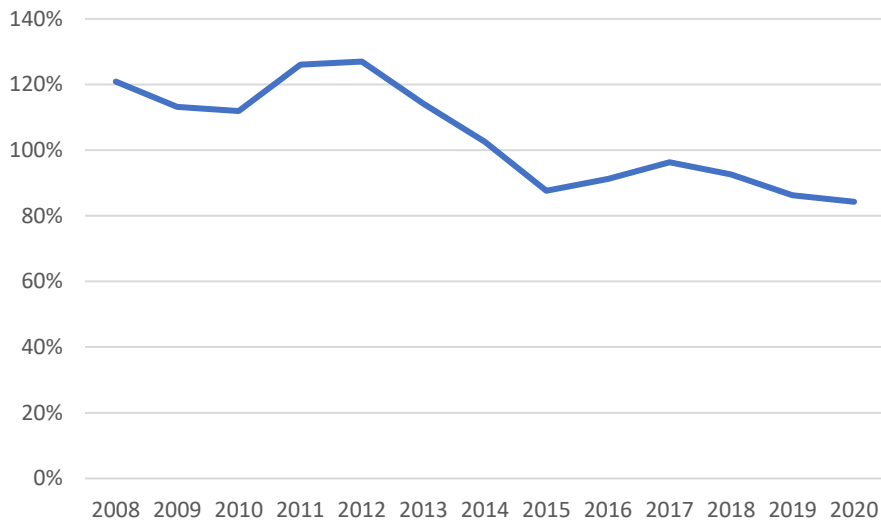
Kassalikviditeten säger något om företagets betalningsförmåga på kort sikt.<sup>82</sup> En kassalikviditet på 100 procent eller mer innebär att kortfristiga skulder kan betalas omedelbart. Detta förutsätter emellertid att omsättningstillgångarna kan användas direkt. En kassalikviditet under 100 procent betyder att företaget kan behöva göra sig av med långsiktiga tillgångar som byggnader eller utrustning, eller behöva ta lån för att betala sina kortfristiga skulder.

<sup>81</sup> Formeln:  $(0,78 \cdot \text{obeskattade reserver} + \text{summa eget kapital}) / \text{Summa tillgångar}$ . 0,78 beror på bolagsbeskattningen på 22 %. Mellan 2013 och 2018 uppgick den till 22 procent i Sverige. 2019 sänktes den till 21,4 procent och 2021 sänktes den till 20,6 procent. För att få jämförbara siffror har beskattningsnivån på 22% använts för alla år.

<sup>82</sup> Kassalikviditet = omsättningstillgångar exklusive lager och pågående arbeten i procent av kortfristiga skulder.

Baserat på de finansiella data som fjärrvärmeföretagen redovisar till Energimarknadsinspektionen så har kassalikviditeten minskat på senare år vilket alltså innebär en försämrad kortsiktig betalningsförmåga

Figur 27 Kassalikviditet i fjärrvärmebranschen



Källa: Data från Energimarknadsinspektionen Energimyndighetens bearbetning.

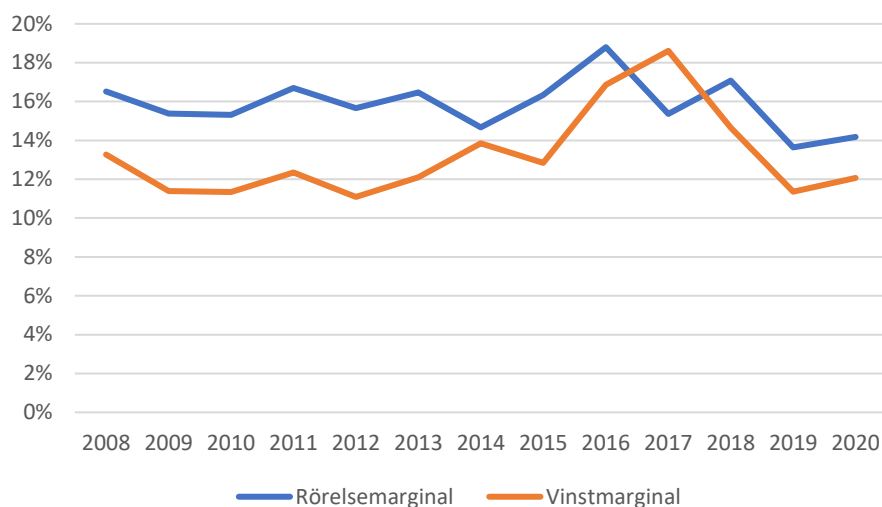
#### 5.4 Vinstmarginal och rörelsemarginal

För hela fjärrvärmebranschen har rörelsemarginalen<sup>83</sup> och vinstmarginalen<sup>84</sup> legat relativt stabilt över tiden med undantag för 2016–2017 där vi såg en viss ökning. Det gick det alltså lite bättre för branschen som helhet 2016–2017 vilket kan förklaras av att Sverige lämnade en lågkonjunktur och gick in i en högkonjunktur 2016.

<sup>83</sup> Rörelsemarginal är ett nyckeltal som anger hur stor andel i procent av omsättningen som blir kvar för att täcka räntor och skatt samt ge vinst, efter att företagets kostnader har betalats. Rörelsemarginalen räknas ut med hjälp av rörelseresultatet vilket är lika med rörelseintäkterna minus rörelsekostnaderna. Rörelseresultatet är med andra ord resultatet av verksamheten, dock utan att de finansiella posterna som till exempel skuldräntor, dragits av. Rörelsemarginalen anges i procent och det gäller att ju högre marginal, desto mer välmående är företaget. Om rörelsemarginalen ökar innebär det att det blir en större andel kvar av varje intjänad krona från försäljningen. <https://www.e-economic.se/bokforingsprogram/ordlista/rorelsemarginal>

<sup>84</sup> Vinstmarginal är ett nyckeltal som visar hur stor vinsten per omsättningskrona är. Det kan även definieras som storleken på vinsten innan räntebärande kostnader, vilket innebär att vinstmarginalen beräknas före skatt. Vid beräkning av vinstmarginalen tas ingen hänsyn till hur företaget har finansierat sin verksamhet och därmed inte hur väl företaget har lyckats. Vinstmarginalen är därför som mest användbar för att mäta vinsten av en hel marknad eller i en analys av konkurrenter. <https://www.e-economic.se/bokforingsprogram/ordlista/vinstmarginal>

Figur 28 Rörelsemarginal och vinstmarginal



Källa: Data från Energimarknadsinspektionen Energimyndighetens bearbetning.

## 5.5 Avkastning på eget och sysselsatt kapital

Avkastning på sysselsatt kapital<sup>85</sup> anger företagets lönsamhet i förhållande till externt finansierat (lånat) kapital och eget kapital, till skillnad från avkastning på totalt kapital som har med samtliga skulder. Nyckeltalet påverkas av i stort sett samma faktorer som avkastning på totalt kapital men även av hur mycket räntebärande respektive icke räntebärande skulder företaget har.

Eftersom nyckeltalet endast tar hänsyn till den del av kapitalet som kräver avkastning används det för investeringsbedömningar, ett högt värde talar om att avkastningen på satsade pengar är god.

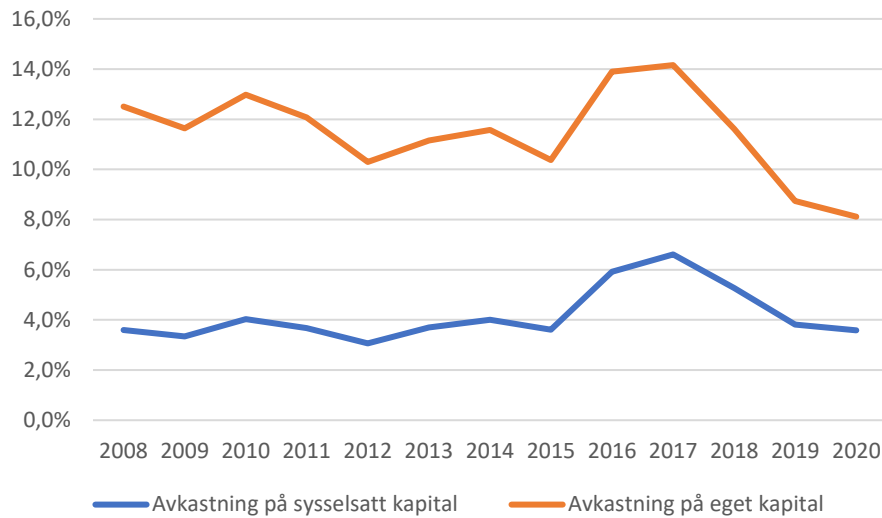
Avkastning på eget kapital<sup>86</sup> visar verksamhetens "avkastning" under året på ägarnas insatta kapital och kan jämföras med gällande bankränta eller avkastning från alternativa placeringar. Avkastning på eget kapital bör alltid vara större än bankräntan då den också ska täcka en premie för den risk som affärsverksamheten innebär. Nyckeltalet bör analyseras tillsammans med nyckeltalen soliditet och skuldsättningsgrad. Företag med dålig soliditet och ett litet eget kapital, t.ex. mindre, nystartade företag, kan ett år få en mycket hög avkastning på eget kapital genom ett högt resultat.

<sup>85</sup> (Resultat efter finansiella poster + räntekostnader) /sysselsatt kapital. Det sysselsatta kapitalet i ett företag är det kapital som antingen lånas ut av ägarna, som oftast får ersättning i form av utdelning, eller lånas ut av banker och finansinstitut vilka får ersättning i form av ränta. Om man vill öka sitt företags avkastning på sysselsatt kapital kan man bl.a. se över hur man kan förbättra rörelseresultatet, t.ex. höja försäljningspriserna eller pressa inköpspriserna. Att minska på eventuella banklån och istället försöka få ökad kredit hos leverantörerna förbättrar också nyckeltalets värde (Källa: Ekonomi-info.nu).

<sup>86</sup> Resultat efter finansiella poster/(0,78\*obeskattade reserver + eget kapital).

För hela fjärrvärmebranschen ligger båda nyckeltalen relativt konstant och avkastningen på eget kapital betydligt över en alternativ placering på bank/börs inklusive riskpremie.

Figur 29 Avkastning på eget och sysselsatt kapital



Källa: Data från Energimarknadsinspektionen Energimyndighetens bearbetning.

I flera figurer till de nyckeltal som vi tittar på skjuter kurvorna iväg runt 2016 till 2018 vilket kan förklaras av att Sverige lämnade en lågkonjunktur och gick in i en högkonjunktur 2016 med en kraftig tillväxt 2015 på 4,5 procent som sedan mattades av vid inträdet av coronan runt första kvartalet 2020 (se Figur 30 och hur det påverkade exempelvis Figur 28 och Figur 29).<sup>87</sup>

<sup>87</sup> Ekonomifakta. BNP – Sverige. <https://www.ekonomifakta.se/fakta/ekonomi/tillvaxt/bnp---sverige/#:~:text=Under%20det%20andra%20kvartalet%202022,BNP%20med%203%2C8%20procent.>

Figur 30 BNP tillväxt i procent



Källa: Ekonomifakta

## 6 EU-direktiv under förändring – hur kan kraftvärmens och fjärrvärmens påverkas?

Som en del av den europeiska gröna given, en av EU-kommissionens prioriteringar för 2019–2024, har EU genom förordningen om en europeisk klimatlag satt upp ett bindande mål om att uppnå klimatneutralitet senast 2050 och åtagit sig att minska utsläppen med minst 55 procent fram till 2030 jämfört med 1990 års nivåer.<sup>88</sup> Inom ramen för den gröna given förhandlas också det som benämns som *Fit for 55*. Namnet syftar på ovan nämnda mål om minskade utsläpp med 55 procent till år 2030 jämfört med 1990. I korthet är *Fit for 55* ett paket med lagförslag för att anpassa EU:s klimat-, energi-, transport- och skattepolitik i syfte om att nå målet om 55 procent lägre utsläpp. Några av de direktiv som påverkar kraft- och fjärrvärmesektorn och som revideras i *Fit for 55*-paketet är bland annat direktivet om energieffektivitet (EED), direktivet om byggnaders energiprestanda (EPBD), förnybartdirektivet (RED), EU:s utsläppshandelssystem (EU ETS), och energiskattedirektivet (ETD). Sedan 14 mars 2023 pågår även en revidering av elmarknadsdirektivet som följd av de höga och volatila energipriser som rådde under 2021/2022.

Som en följd av Rysslands krig mot Ukraina har EU också genomfört en rad krisåtgärder<sup>89</sup> för att hantera de ovanligt höga energipriserna som uppstått samt föreslagit åtgärder för att långsiktigt bryta det europeiska beroendet av Ryssland som energileverantör samt beroendet av fossila bränslen. Bland annat presenterade EU-kommissionen den 8 mars 2022 ett initiativ till en ny energipolitisk handlingsplan, *REPowerEU*<sup>90</sup>. Två månader senare, i maj 2022 presenterades en mer konkret plan med förslag på förändrade rättsakter i syfte att påskynda den gröna omställningen utöver det som för nuvarande finns inom ramen för *Fit for 55*.<sup>91</sup>

Flera av de rättsakter som är under förhandling eller precis har nått preliminära politiska överenskommelser kan komma att påverka förutsättningarna för fjärr- och kraftvärmens men då utfallet av dessa ännu inte är klara kan vi i nuläget inte analysera klart effekterna av dessa. Vi

---

<sup>88</sup> Europeiska unionen, 2022. *Den europeiska gröna given*.

<https://www.consilium.europa.eu/sv/policies/green-deal/> (hämtad 2023-03-27)

<sup>89</sup> Europeiska unionen, 2022. *Rådet enas om krisåtgärder för att sänka energipriserna*.

<https://www.consilium.europa.eu/sv/press/press-releases/2022/10/06/council-formally-adopts-emergency-measures-to-reduce-energy-prices/> (hämtad (2023-03-27)

<sup>90</sup> Europeiska kommissionen, 2022. *REPowerEU – gemensamma europeiska åtgärder för säkrare och hållbarare energi till ett mer överkomligt pris*.

[https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/sv/ip\\_22\\_1511](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/sv/ip_22_1511) (hämtad 2023-03-27)

<sup>91</sup> Europeiska kommissionen, 2022. *REPowerEU: En plan för att snabbt minska beroendet av ryska fossila bränslen och påskynda den gröna omställningen*.

[https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/sv/IP\\_22\\_3131](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/sv/IP_22_3131) (hämtad 2023-03-27)



väljer dock att lyfta fram de rättsakter som vi bedömer kommer ha stor effekt på fjärr- och kraftvärmen samt de analyser som i nuläget finns att redovisa kring förslagets påverkan. Till slutredovisningen den 15 december kommer det att vara möjligt att bättre analysera utfallen och hur det kan påverka fjärrvärme- och kraftvärmesektorn.

## 6.1 Direktivet om energieffektivitet (EED)

Syftet med direktivet är att fastställa en gemensam ram för att främja energieffektivisering inom EU. Direktivet innehåller bestämmelser som syftar till att undanröja hinder och övervinna några av de marknadsmisslyckanden som hindrar effektivitet i tillförsel och användning av energi. Den består även av åtgärder inom samtliga delar av energisystemet – från energiomvandling via transmission och distribution till slutlig användning. Direktivet kräver till exempel att stora företag ska göra en energikartläggning.

Direktivet om energieffektivitet ses över inom Fit for 55 där det liggande förslaget<sup>92</sup> bland annat sätter principerna för hur energieffektivisering ska bidra till EU:s övergripande mål, som innebär en minskning av energianvändningen med 9 procent till 2030 jämfört med ett referensscenario från 2020<sup>93</sup>, vilket också uttrycks som ett tak på tillförd och slutanvänd energi på EU-nivå. En annan viktig förändring som påverkar alla sektorer är förslaget att öka medlemsstaternas enskilda energibesparingskrav mellan 2024 och 2030 från 0,8 procent till 1,5 procent av årlig slutlig energianvändning, exklusive besparingar från direkt användning av fossila bränslen. Kommissionen föreslår även striktare krav för potentialbedömningar av uppvärmning och kylning. Från att föreslå lämpliga styrmedel, ställs istället skarpare krav på att lämpliga styrmedel ska implementeras i de fall bedömningarna visar att det finns en potential för mer förnybar värme och kyla och effektivare värme och kyla än vad marknaden på ett samhällsekonomiskt lönsamt sätt kan tillhandahålla.<sup>94</sup>

I samband med REPowerEU kom i maj 2022 förslag från kommissionen att ytterligare höja det bindande energieffektivitetsmålet från förslaget på 9 procent till 13 procent 2030.<sup>95</sup> Det senaste förslaget innefattar även kortsiktiga beteendeförändringar i syfte att minska efterfrågan på olja och gas med 5 procent. Medlemsstaterna uppmanas bland annat till att

<sup>92</sup> Europeiska kommissionen, 2021. *COM(2021) 558 final. Förslag till EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS DIREKTIV om energieffektivitet (omarbeting)*. [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a214c850-e574-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0012.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a214c850-e574-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0012.02/DOC_1&format=PDF) (hämtad 2023-03-29)

<sup>93</sup> "Medlemsstaterna ska kollektivt säkerställa en minskning av energianvändningen på minst 9 % till 2030 jämfört med referensscenarioprognoserna från 2020, så att unionens slutliga energianvändning uppgår till högst 787 Mtoe och unionens primärenergianvändning uppgår till högst 1 023 Mtoe 2030." (EED, COM (2021) 558 final, 14.7.2021)

<sup>94</sup> Riksdagen. *Direktivet om energieffektivitet (EED) Fakta-pm om EU-förslag 2020/21:FPM134 : COM (2021) 558*. [https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/fakta-pm-om-eu-forslag/direktivet-om-energieffektivitet-eed\\_H806FPM134](https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/fakta-pm-om-eu-forslag/direktivet-om-energieffektivitet-eed_H806FPM134) (hämtad 2023-03-27)

<sup>95</sup> Europaparlamentet. *Energieffektivitet*.

<https://www.europarl.europa.eu/factsheets/sv/sheet/69/energieffektivitet> (hämtad 2023-03-23)

främja energibesparingar genom att använda skatteåtgärder så som sänkt mervärdesskatt på energieffektiva värmesystem, byggnadsisolering, samt på apparater och produkter. Den 10 mars 2023 kom EU-kommissionen, rådet och parlamentet fram till en preliminär politisk överenskommelse kring det reviderade direktivet. Det nya direktivet behöver ännu formellt antas av parlamentet och rådet innan det träder i kraft.<sup>96</sup>

### **6.1.1 Hur kan fjärrvärme- och kraftvärmesektorn komma att påverkas av nya krav från EU på energieffektivisering?**

För att ta reda på hur de olika förslagen om en ökad energieffektivisering skulle kunna påverka fjärrvärmesektorn har Energiföretagen låtit Profu genomföra ett antal modelleringar i TIMES-NORDIC. Resultaten återges i BILAGA 1 och indikerar att EU:s effektiviseringsmål kan, beroende på tillämpning, få stor påverkan på uppvärmningssektorn i Sverige. Det är viktigt att komma ihåg att resultaten från modelleringen är en strikt produkt av antaganden om mindre köpt energi för uppvärmning. I verkligheten kan målen om energieffektivisering och i vilka sektorer de ska genomföras utformas på andra sätt än vad modellen utgår ifrån. När den här rapporten skrivs är det fortfarande oklart hur kraven kommer att implementeras.

## **6.2 Direktivet om byggnaders energiprestanda (EPBD)**

Direktivet om byggnaders energiprestanda har som syfte att förbättra energiprestandan i byggnader.<sup>97</sup> I den fastställs minimikrav och en gemensam ram för EU-länder att beräkna energiprestandan men tar samtidigt hänsyn till lokala klimatförhållanden. Under 2018 reviderades direktivet, med syfte att påskynda renoveringen av befintliga byggnader på ett kostnadseffektivt sätt samt att nya byggnader ska vara så kallade nära-nollenergibyggnader (NNE). Det reviderade direktivet gäller sedan 9 juli 2018 och är lag i EU-länderna sedan 10 mars 2020.

Under 2021 lämnade EU-kommissionen förslag på ytterligare revidering i direktivet som är en del av Fit för 55-paketet.<sup>98</sup> Förslaget, som fortfarande är under förhandling, innebär bland annat att alla nya byggnader ska vara noll-emissionsbyggnader från och med 2030 och alla nya offentliga byggnader från och med 2027, samt att befintliga byggnader ska vara noll-emissionsbyggnader till 2050. Nya krav på miniminivåer för energiprestanda föreslås även och ska uppnås genom renovering av de delar av de nationella byggnadsbestånden som har sämst energiprestanda. De nya kraven ska också gälla för det befintliga byggnadsbeståndet. Förslaget innefattar även förändringar i fastställande av

---

<sup>96</sup> Europeiska rådet, 2023. *Council and Parliament strike deal on energy efficiency directive*. <https://www.consilium.europa.eu/sv/press/press-releases/2023/03/10/council-and-parliament-strike-deal-on-energy-efficiency-directive/> (hämtad 2023-03-29)

<sup>97</sup> Europeiska unionen. Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2018/844 av den 30 maj 2018 om ändring av direktiv 2010/31/EU om byggnaders energiprestanda och av direktiv 2012/27/EU om energieffektivitet.

<sup>98</sup> Faktapromemoria 2021/22:FPM59, *direktivet om byggnaders energiprestanda*

byggenergiklasserna, beräkning av kostnadsoptimala nivåer för energiprestanda, ökade krav på ladd-infrastruktur och cykelparkeringar, samt nya krav på framtagande av nationella renoveringsplaner med mål för bland annat renoveringstakt, energianvändning, minskning av växthusgaser, samt åtgärder och styrmedel. I linje med REPowerEU-planen ändrade kommissionen direktivet genom att införa ökat stöd till solenergi i byggnader samt göra medlemsstater skyldiga till att främja utbyggnaden av solceller på byggnader.<sup>99</sup>

### 6.3 Förnybartdirektivet (REDII/REDIII)

Förnybartdirektivet (RED II/REDIII) är ett juridiskt bindande åtagande för EU:s medlemsländer där det formuleras mål, delmål och tidsplan för andelen förnybar energi i energimixen. Om energi från biodrivmedel (inkl. gas i transport) och flytande biobränslen, samt fasta och gasformiga biobränslen till el, värme och kyla ska räknas med i nationella mål, kvoter eller ges finansiellt stöd samt betraktas som av biogent ursprung, måste de hållbarhetskriterier som fastställs i direktivet vara uppfyllda.

Inom ramen för Fit for 55 innebär ändringsförslaget (REDIII) en ökad detaljreglering och ett flertal nya delmål för olika sektorer. Bland annat presenterades i juli 2021 förslag på ett ambitiösare övergripande mål om en förnybar andel om minst 40 procent förnybar energi för EU år 2030, en höjning från det nuvarande målet om minst 32 procent som angavs i REDII. I samband med REPowerEU kom i maj 2022 förslag på att höja målet ytterligare till 45 procent förnybar energi till 2030. Med anledning av revideringen av EU:s förnybartdirektiv (REDIII) föreslog Europaparlamentet den 14 september 2022, att en ny definition av "primary woody biomass" (primär skogsråvara) införs för att begränsa dess användning i energimixen och elproduktionen. Definitionen omfattar all skogsråvara som skördas i skogen – stammar, grenar, toppar, barr, stubbar och rötter. Enligt förslaget skulle fasta biobränslen från *primary woody biomass* inte kunna få finansiellt stöd, eller användas för att uppnå "renewable energy obligations". Den 30 mars 2023 nådde rådet och europaparlamentet en preliminär politisk överenskommelse. Den nya överenskommelsen behöver ännu formellt antas av parlamentet och rådet innan det träder i kraft.<sup>100</sup>

#### 6.3.1 Hur kan fjärrvärme- och kraftvärmesektorn komma att påverkas av en begränsning av biobränsle i fjärrvärmesektorn?

De slutliga skrivningar som rådet och parlamentet har nått är en preliminär politisk överenskommelse som ännu inte är offentliggjord men indikationerna är att påverkan på bioenergin inte kommer bli så långtgående och omfattande

<sup>99</sup> Europaparlamentet. *Energieffektivitet*.

<https://www.europarl.europa.eu/factsheets/sv/sheet/69/energieffektivitet> (hämtad 2023-03-23)

<sup>100</sup> Europeiska rådet, 2023. *Council and Parliament reach provisional deal on renewable energy directive*. <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/03/30/council-and-parliament-reach-deal-on-renewable-energy-directive/> (hämtad 2023-03-30)

som de förslag som presenterats av EU-parlamentet.<sup>101</sup> Vidare analys av förslaget kommer att ske till slutrapporteringen av arbetet den 15 december.

#### 6.4 EU:s utsläppshandelssystem (EU ETS)

EU:s system för handel med utsläppsrätter (EU ETS) infördes 2005 och är ett av EU:s viktigaste verktyg för att nå åtagandet om minskade utsläpp av växthusgaser och omfattar framför allt utsläpp från energiintensiv industri samt el- och fjärrvärmeproduktion. EU ETS är utformat så att en övre gräns sätts för hur stora utsläppen från deltagarna i systemet får vara, det s.k. utsläppstaket, vilket sänks succesivt för varje år som går i syfte att skapa ekonomiska incitament för företag att minska utsläppen.

Utsläppsrätter kan antingen köpas via ett auktionsförfarande eller tilldelas gratis genom fri tilldelning. Fri tilldelningen ges främst till industrier som bedöms vara utsatta för internationell konkurrens och därmed utgör högre risk för koldioxidläckage<sup>102</sup>. EU-kommissionen beslutade i februari 2021 att värmeanläggningar som har nollutsläpp och tidigare kunnat inkluderas i EU ETS genom ett s.k. opt-in-beslut inte får inkluderas i EU ETS.<sup>103</sup> I och med detta får 49 svenska anläggningar in längre inte någon fri tilldelning av utsläppsrätter under perioden 2021–2025.

I samband med Fit for 55-paketet kom förslag att revidera EU ETS och i december 2022 nådde rådet och Europaparlamentet en preliminär politisk överenskommelse om reformen av utsläppshandelssystemet. Den nya överenskommelsen behöver ännu formellt antas av parlamentet och rådet innan det träder i kraft.<sup>104</sup> Förändringarna innefattar bland annat att ändra nuvarande utsläppsminskingsmål till 62 procents minskning fram till 2030 jämfört med 2005. Detta är en höjning från nuvarande mål om 43 procent. En annan del i förslaget är att systemet för fri tilldelning ska fasas ut för vissa sektorer under perioden 2026–2034 och parallellt gradvist ersättas av gränsjusteringsmekanismen för koldioxid (CBAM)<sup>105</sup>. En annan ändring är att anläggningar med utsläpp som till mer än 95 procent kommer från biomassa inte ska omfattas av systemet, vilket är en justering från nuvarande gräns på 100 procent. Ytterligare beslutades det att inkludera avfallsförbränning för samtliga medlemsländer från och med

---

<sup>101</sup> [Nytt EU-bud klart: Reduktionsplikt kan \(nästan\) nollas - Altinget: Miljö och Energi](#) (hämtat 2023-03-31)

<sup>102</sup> Med koldioxidläckage menas att verksamheter flyttar från länder med ambitiösa mål för utsläppsminskningar till länder med mindre ambitiösa mål för utsläppsminskningar.

<sup>103</sup> EUR-Lex, 2021. *KOMMISSIONENS BESLUT (EU) 2021/355*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/?uri=CELEX:32021D0355> (hämtad 2023-03-28)

<sup>104</sup> Europeiska unionen, 2022. *Infografik - 55 %-paketet: reformen av EU:s utsläppshandelssystem*. [https://www.consilium.europa.eu/sv/infographics/fit-for-55-eu-emissions-trading-system/#:~:text=EU%3As%20utsl%C3%A4ppshandelssystem%20\(EU%20ETS\)%20%C3%A4r%20en%20av%20v%C3%A4rdens,motsvarar%20deras%20utsl%C3%A4pp%20av%20v%C3%A4xth usgaser](https://www.consilium.europa.eu/sv/infographics/fit-for-55-eu-emissions-trading-system/#:~:text=EU%3As%20utsl%C3%A4ppshandelssystem%20(EU%20ETS)%20%C3%A4r%20en%20av%20v%C3%A4rdens,motsvarar%20deras%20utsl%C3%A4pp%20av%20v%C3%A4xth usgaser.). (hämtad 2023-03-26)

<sup>105</sup> De sektorer som omfattas av CBAM är cement, aluminium, gödselmedel, elproduktion, vätgas, järn och stål samt vissa prekursorer och ett begränsat antal nedströmsprodukter.

2028 med möjlighet att opta ut till 2030.<sup>106</sup> Läs mer om hur avfallsförbränning omfattas av revideringen i kapitel 8.2.2.

## 6.5 Elmarknadsdirektivet

Elmarknadsdirektivet innefattar gemensamma regler för produktion, överföring, distribution, energilagring, leverans av el, samt bestämmelser om konsumentskydd. Syftet med direktivet är att skapa integrerade elmarknader i unionen som är konkurrensutsatta, konsumentorienterade, flexibla, rättvisa och transparenta. Den 14 mars 2023 presenterade EU-kommissionen ett förslag på en reviderad elmarknadsdesign som omfattar bland annat elmarknadsdirektivet. Förslaget grundas i huvudsak på de höga och volatila energipriser som präglats under 2021 och 2022 och effekterna det medfört på elmarknaden<sup>107</sup>. Syftet med de nya förslagen är att minska de fossila bränslenas påverkan på prissättningen genom att främja investeringar i förnybar och fossilfri elproduktion, införa verktyg som skyddar konsumenterna mot höga priser, samt främja flexibilitet på elmarknaden.

För främjande av förnybar och fossilfri produktion nämns bland annat förslag om att sänka inträdesbarriärer till PPA:er (power purchase agreements)<sup>108</sup>, samt att införa möjlighet till stöd för ny förnybar och fossilfri elproduktion i form av tvåvägs CFD:er (contract for difference). I den sistnämnda åtgärden räknas däremot inte biobränslen med bland de kraftslag som kan nyttja stödet. Ytterligare förslag är att göra det möjligt för aktörer att handla närmre drifttimmen på intradagsmarknaden genom att sänka den nuvarande gränsen på 60 minuter till 30 minuter. Slutligen ges förslag om att införa transparenskrav för stamnätsoperatörer (TSO:er) att redogöra för var i nätet det finns ledig kapacitet för nya anslutningar.

De förslag på åtgärder som syftar till att skydda konsumenter mot höga elpriser är dels att göra det möjligt att ha flera kontrakt samtidigt<sup>109</sup>, dels uppmuntra och göra det möjligt att dela energi mellan olika hushåll, användare och småskaliga producenter. Ytterligare förslag som ska skydda konsumenterna är att EU ska kunna deklarerat kris vid höga priser där då medlemsstaterna ska kunna gå in och reglera priserna.

För att främja mer flexibilitet i marknaden ska medlemsstaterna dels utvärdera behov och sätta ett mål för tillgänglig flexibilitet, exempelvis,

---

<sup>106</sup> Naturvårdsverket. *Preliminär överenskommelse om förändringar i EU ETS*. <https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/utslappshandel/preliminar-overenskommelse-om-forandringar-i-eu-ets/> (hämtad 2023-03-09)

<sup>107</sup> Europeiska kommissionen, 2023. *Commission proposes reform of the EU electricity market design to boost renewables, better protect consumers and enhance industrial competitiveness*. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_23\\_1591](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_1591) (hämtad 2023-03-22)

<sup>108</sup> Dvs långsiktiga elhandelsavtal

<sup>109</sup> Detta skulle exempelvis öppna upp för att kunna tillämpa ett rörligt avtal för elbilsladdning samtidigt som man har ett fast avtal på övrig hushållsel.

demand respons, efterfrågefleksibilitet och lagring, dels möjliggöra för medlemsstaterna att införa stöd för flexibilitet och lagring.

Hur förslaget på den nya elmarknadsdesignen kan komma att påverka kraft- och fjärrvärmemarknaden är i nuläget svårt att avgöra då många detaljer inom förslaget ännu är under diskussion. I nuläget finns inte heller ett datum för fastställande av förslaget, däremot ska det bestämmas före påsk hur snabbt förslaget ska behandlas.

# 7 Konkurrenskraft och lönsamhet

## 7.1 Fjärrvärmens konkurrenskraft på uppvärmningsmarknaden

Det här kapitlet går igenom kostnaden eller ”konkurrenssituationen” för olika uppvärmningsalternativ i olika elprisområden i Sverige. Underlaget bygger på beräkningar som Energimyndigheten låtit konsultföretaget Profu genomföra.

Konkurrensjämförelsen mellan olika uppvärmningsalternativ påverkas av flera faktorer (Se Bilaga 2 för en närmre beskrivning av metod och förutsättningar), bland annat:

- Ränta och livslängd
- Investeringskostnader för olika uppvärmningsalternativ
- Prismodeller samt prisnivåer för fjärrvärme respektive elnät
- Elpriset och dess utveckling
- Dimensionering och prestanda för värmepumpar

Prismodeller och prisnivåer för fjärrvärme är unika för respektive ort i landet men det är utanför omfattningen av denna studie att visa på konkurrensjämförelser för varje unikt fall.

Kostnadsjämförelsen utgår här ifrån en relativ vanlig prismodell för fjärrvärme som består av ett rörligt pris för effekt (definierat som priset för högsta dygnsmedeleffekten, dvs högsta dygnsförbrukning delad med 24) samt ett säsongsbaserat energipris som har olika nivåer beroende på ifall det är vinter, vår- och höst eller sommar. Fjärrvärmens prisnivå utgår från Nils Holgersson-rapporten för 2022<sup>110</sup> och ett nationellt medianpris som är relativt representativt för en genomsnittlig ort i Sverige. Ett mer utförligt resonemang finns i Bilaga 2 - Förutsättningar. Vad gäller fjärrvärmens prisnivåer för 2030 är det särskilt svårt att göra en prognos med tanke på rådande omvärldssituation. En källa till information är den historiska prisutvecklingen som ändå indikerar en basnivå, trots att den kanske speglar en mer stabil period än den som är framför oss. En annan källa till information är fjärrvärmebolagen själva som genom Prisdialogen 2022<sup>111</sup> indikerar kommande prisförändringar för åtminstone åren 2023–2026. Dessa källor används för att skapa ett låg- och högscenariot för 2030. En annan parameter, om än mindre, som påverkar fjärrvärmens konkurrenskraft är investeringskostnaderna för fjärrvärmecentral och anslutning. Här är utgångspunkten Profus egna databas av

<sup>110</sup> Nils Holgersson, 2020. 2022 års undersökning. <https://nilsholgersson.nu/rapporter/rapport-2022/> (hämtad 2023-03-29)

<sup>111</sup> Prisdialogen. *Ett system för transparent och rättvis prissättning av svensk fjärrvärme.* <https://www.prisdialogen.se/> (hämtad 2023-03-29)

anslutningsavgifter och kostnader för fjärrvärmecentral som olika fjärrvärmebolag anger. Vad gäller kostnadsutvecklingen för fjärrvärme i låg- respektive högfällen är utgångspunkten att den följer värmepumparnas utveckling, detta eftersom det saknas andra källor.

### **7.1.1 Konkurrensjämförelse för uppvärmning av ett flerbostadshus**

Det här kapitlet redovisar konkurrensjämförelser för uppvärmningsalternativen fjärrvärme, bergvärme samt luftvattenvärmepump givet olika antaganden om prisnivåer, investeringskostnader och kalkylränta för ett typiskt flerbostadshus.

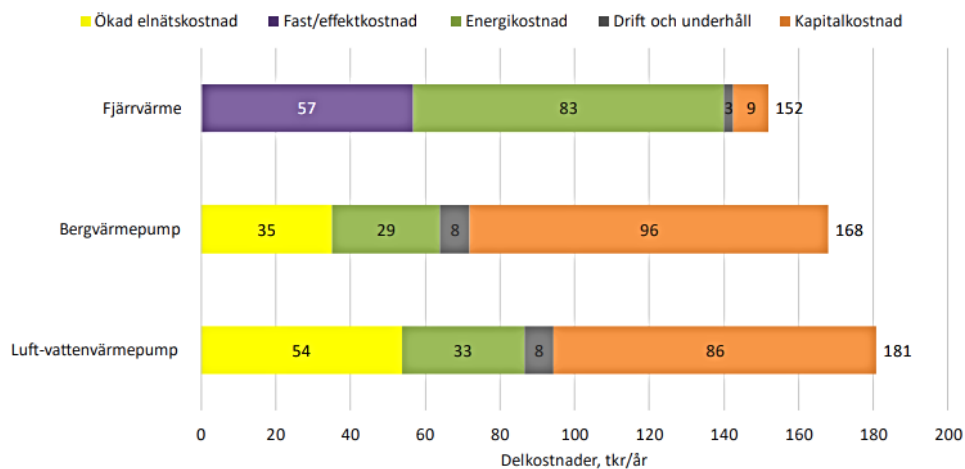
Konkurrensjämförelserna visas som årliga kostnader för uppvärmning för respektive alternativ, uttryckt som tusentalskronor per år utan moms. Figur 31 till Figur 34 visar konkurrensjämförelsen för flerbostadshus för 2022 inom olika elprisområden där samtliga delkostnader för respektive uppvärmningsalternativ är redovisade. Därefter visas konkurrensjämförelsen som totala årliga kostnader för olika scenarier år 2030: grund-, låg- samt högfallet. Lågfallet speglar ett tänkt framtida scenario där priser, investeringskostnader och ränta antingen minskar i jämförelse med 2022 eller har en mycket begränsad prisutveckling jämfört med 2022. Högfallet speglar det omvända, dvs el-, elnäts- och fjärrvärmepriserna är betydligt högre jämfört med 2022, likaså investeringskostnaderna och ränteläget. Grundfallet för 2030 speglar ett medelvärde mellan låg- och högfallet. Utöver grund-, låg- samt högfallet visar vi ett antal olika scenarier där endast en parameter avviker, exempelvis ett lågfall med höga elpriser eller där endast ränteläget är högt samt högfall där enskilda parametrar i stället följer lågfallet.

Figur 31 visar att fjärrvärmens har en viss konkurrensfördel mot värmepumpar i elprisområde SE1. Notera att kapitalkostnaden står för en stor andel av totalkostnaden för värmepumpar och har därmed stor inverkan på värmepumparnas konkurrenskraft, vilket inte är fallet för fjärrvärme där kapitalkostnaden endast utgör en liten del. Notera också att elpriset är relativt lågt i elprisområde SE1 samt att elskatten är reducerad, vilket resulterar i relativt låga energi- och elnätskostnader för värmepumpar. För luft-vattenvärmepumpen finns det dock begränsningar i hur kall utomhusluft den kan arbeta mot (lägst  $-25^{\circ}\text{C}$ ), vilket i SE1 innebär att under vissa timmar på året används enbart elspets och detta driver upp dels investeringskostnaden, dels elnätskostnaden. För fjärrvärme utgör både effekt- och energikostnaden den absolut största andelen av totalkostnaden.



Figur 31 Årliga kostnader för uppvärmning 2022 för elprisområde SE1 för fjärrvärme, bergvärme samt luft-vattenvärmepump, uttryckt i tusentals kronor per år utan moms.

*Elprisområde SE1*

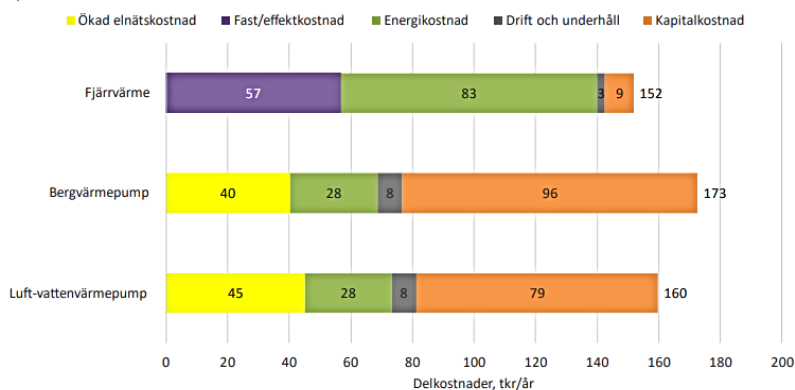


Not: Den ökade elnätskostnaden för värmepumpar (gul stapel) avser skillnaden i elnätskostnaden mellan huset med värmepump och huset utan värmepump, inklusive reducerad elskatt.

Figur 32 visar att fjärrvärme även i SE2 har en viss konkurrensfördel mot värmepumpar men att skillnaden är mindre, särskilt mellan fjärrvärme och luft-vattenvärmepump. Trots att luft-vattenvärmepumpen inte gynnas av reducerad elskatt i detta elprisområde så har dess konkurrenskraft förbättrats genom ett mildare klimat som gör luft-vattenvärmepumpen effektivare samt att det inte finns behov att investera i lika stor elspetskapacitet.

Figur 32 Årliga kostnader för uppvärmning 2022 för elprisområde SE2 för fjärrvärme, bergvärme samt luft-vattenvärmepump, uttryckt i tusentals kronor per år utan moms.

*Elprisområde SE2*

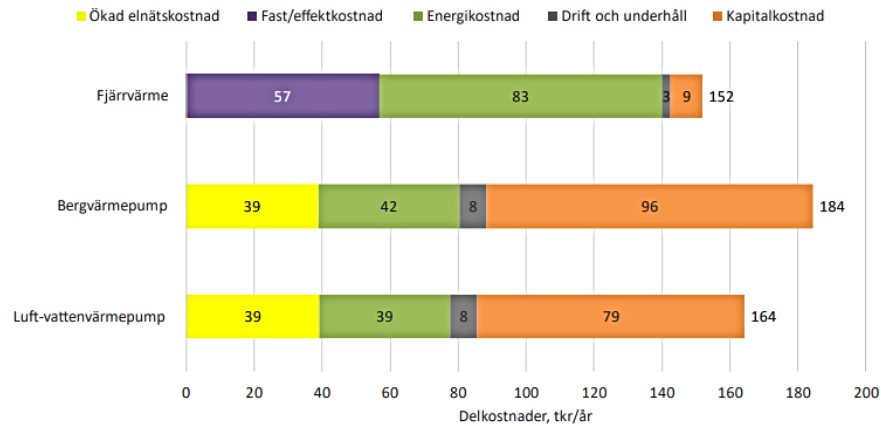


Not: Den ökade elnätskostnaden för värmepumpar (gul stapel) avser skillnaden i elnätskostnaden mellan huset med värmepump och huset utan värmepump, inklusive elskatt.

Figur 33 visar att fjärrvärme fortsatt har en konkurrensfördel mot värmepumpar i elprisområde SE3 och dessutom något större än i SE2. De effektiviseringsfördelar som värmepumparna har på grund av mildare klimat, särskilt luft-vattenvärmepumpen, motverkas av det högre elpriset i SE3.

Figur 33 Årliga kostnader för uppvärmning 2022 för elprisområde SE3 för fjärrvärme, bergvärme samt luft-vattenvärmepump, uttryckt i tusentals kronor per år utan moms.

*Elprisområde SE3*

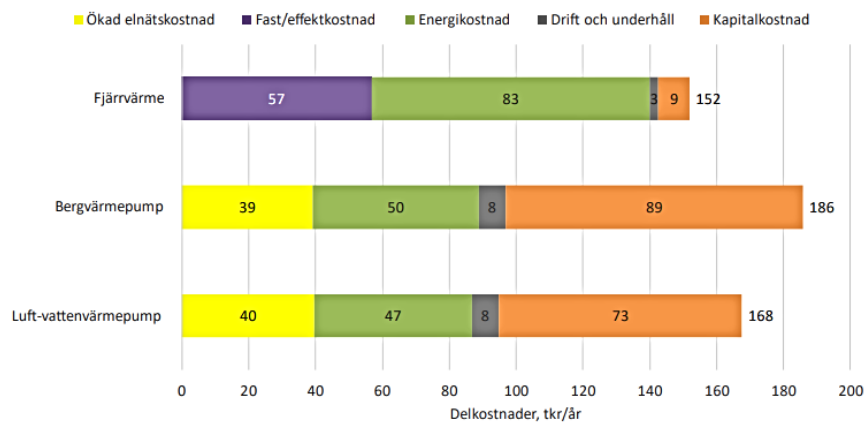


Not: Den ökade elnätskostnaden för värmepumpar (gul stapel) avser skillnaden i elnätskostnaden mellan huset med värmepump och huset utan värmepump, inklusive elskatt.

Figur 34 visar en liknande bild i elprisområde SE4 som för SE3 där fjärrvärme fortsatt har en konkurrensfördel mot värmepumpar. Även här motverkas ytterligare effektiviseringsfördelar som värmepumparna har på grund av mildare klimat av det högre elpriset.

Figur 34 Årliga kostnader för uppvärmning 2022 för elprisområde SE4 för fjärrvärme, bergvärme samt luft-vattenvärmepump uttryckt i tusentals kronor per år utan moms.

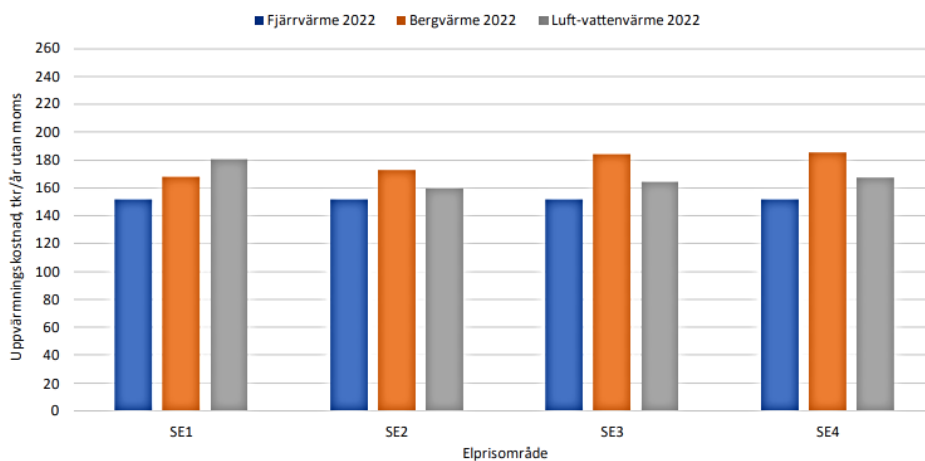
*Elprisområde SE4*



Not: Den ökade elnätskostnaden för värmepumpar (gul stapel) avser skillnaden i elnätskostnaden mellan huset med värmepump och huset utan värmepump, inklusive elskatt.

Figur 35 visar att fjärrvärme har en konkurrensfördel i samtliga elprisområden 2022 och särskilt i elprisområden SE3 och SE4 där det relativt höga elpriset försämrar värmepumparnas konkurrenskraft. Den största skillnaden finns i SE4 mellan bergvärme och fjärrvärme där kostnaderna för uppvärmning är 34 000 kr/år högre med bergvärmerna än med fjärrvärme vilket motsvarar 22 procent. Luftvattenvärmepumpen är mest konkurrenskraftig mot fjärrvärme i SE2 där uppvärmningskostnaderna endast är 8 000 kr/år högre eller fem procent.

Figur 35 Konkurrensjämförelse för 2022 för samtliga elprisområden



### 7.1.2 Konkurrensjämförelse 2030

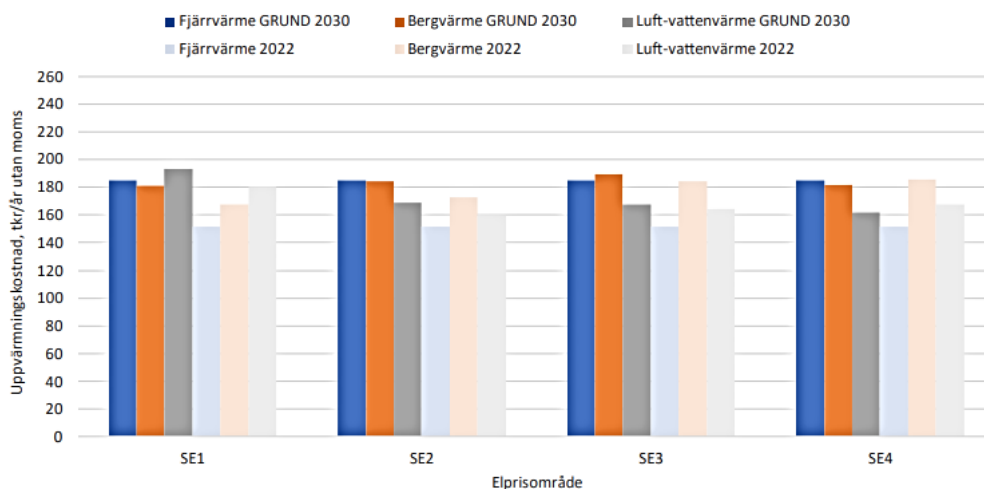
I det följande visas konkurrensjämförelser per elprisområde för grundfallet 2030 mellan uppvärmningsalternativen fjärrvärme, bergvärme och luftvattenvärmepump, uttryckt som årlig kostnad för uppvärmning utan moms.

#### Grundfall

Figur 36 visar konkurrensjämförelse per elprisområde för grundfallet 2030 mellan fjärrvärme, bergvärme och luftvattenvärmepump, uttryckt som årlig kostnad för uppvärmning utan moms.

Den årliga kostnaden för uppvärmning har ökat för samtliga alternativ 2030 jämfört med 2022. Samtidigt har konkurrensen förändrats där värmepumparna blivit lika eller mer konkurrenskraftiga än fjärrvärme i grundfallet.

Figur 36 Konkursjämförelse mellan fjärrvärme (blå), bergvärme (orange) och luft-vattenvärmepump (grå) med förutsättningar för grundfallet 2030, uppdelat på olika elprisområden. Figuren visar årlig kostnad för uppvärmning uttryckt i tusentals kronor per år utan moms. De skuggade staplarna visar referensfallet 2022.



Not: Figuren visar årlig kostnad för uppvärmning uttryckt i tusentals kronor per år utan moms. De skuggade staplarna visar referensfallet 2022.

Luft-vattenvärmepumparna visar på klara konkurrensfördelar jämfört med fjärrvärme 2030 tack vare att effektiviseringsfördelarna av mildare klimat inte längre motverkas av ett lika högt elpris, särskilt i SE3 och SE4. Fjärrvärmen är mest konkurrenskraftig mot luft-vattenvärmepump i SE1 där uppvärmningskostnader med luft-vattenvärmepump är 8 000 kr/år högre än med fjärrvärme, eller fyra procent. Å andra sidan är luft-vattenvärmepumpen mest konkurrenskraftig mot fjärrvärme i SE4 där uppvärmningskostnaderna är 23 000 kr/år lägre än med fjärrvärme, eller 12 procent.

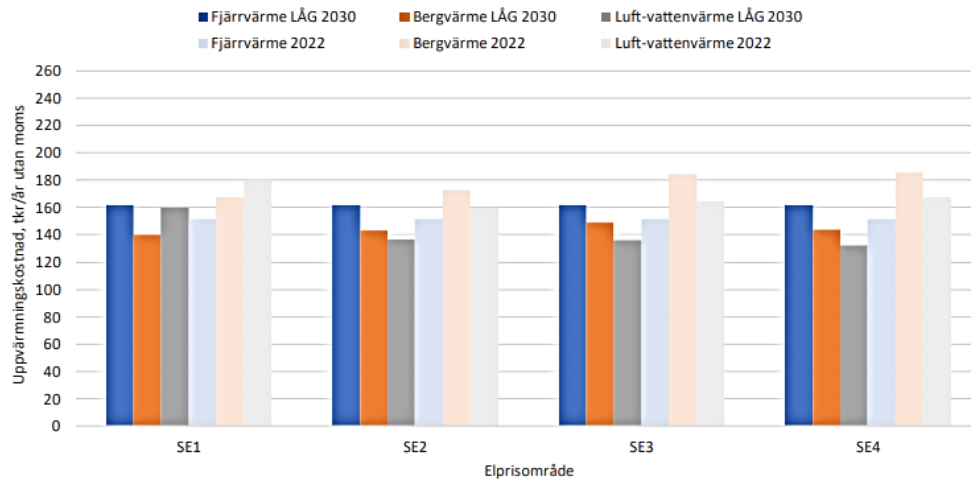
#### Konkurrensjämförelse 2030 – Lågfallet

Figur 37 visar konkurrensjämförelse per elprisområde för lågfallet 2030 mellan fjärrvärme, bergvärme och luft-vattenvärmepump, uttryckt som årlig kostnad för uppvärmning utan moms. Förhållanden som gäller vid lågfallet 2030, dvs låga energipriser samt låga investeringskostnader och ränta, gynnar värmepumpsalternativen mer än fjärrvärme där värmepumparna är mer konkurrenskraftiga än fjärrvärme i samtliga elprisområden.

Fjärrvärmen är minst konkurrenssvag mot luft-vattenvärmepump i SE1 där uppvärmningskostnaderna för det sistnämnda alternativet endast är 2 000 kr/år eller en procent lägre än med fjärrvärme. Här är emellertid bergvärme som mest konkurrenskraftig med 20 000 kr mindre per år än fjärrvärme.

Luft-vattenvärmepumpen är mest konkurrenskraftig mot fjärrvärme i SE4 där uppvärmningskostnaderna är 30 000 kr/år eller 18 procent lägre jämfört med fjärrvärme.

Figur 37 Konkurrensjämförelse mellan fjärrvärme (blå), bergvärme (orange) och luft-vattenvärmepump (grå) med förutsättningar för lågfallet 2030, uppdelat på olika elprisområden.

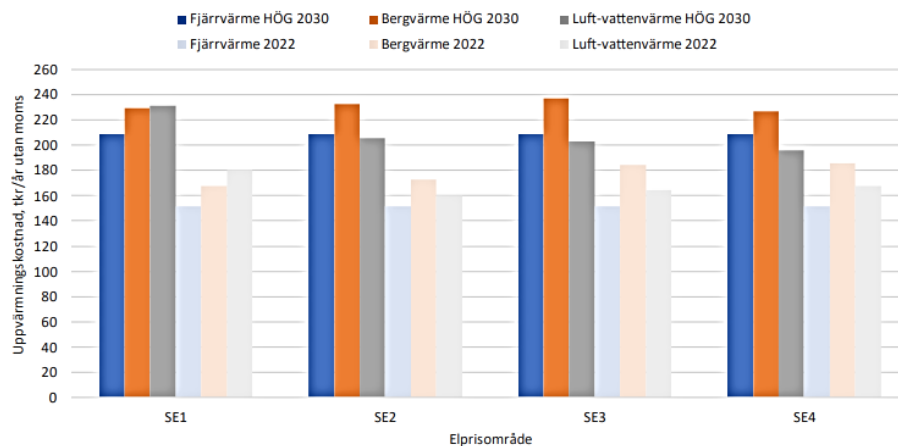


Not: Figuren visar årlig kostnad för uppvärmning uttryckt i tusentals kronor per år utan moms. De skuggade staplarna visar referensfallet 2022.

### Konkurrensjämförelse 2030 – Högfallet

Figur 38 visar konkurrensjämförelse per elprisområde för högfallet 2030 mellan uppvärmningsalternativen fjärrvärme, bergvärme och luft-vattenvärmepump, uttryckt som årlig kostnad för uppvärmning utan moms. Förhållanden som gäller vid högfallet, dvs höga energipriser samt höga investeringskostnader och ränta, gynnar fjärrvärme mer än värmepumpsalternativen.

Figur 38 Konkurrensjämförelse mellan fjärrvärme (blå), bergvärme (orange) och luft-vattenvärmepump (grå) med förutsättningar för högfallet 2030, uppdelat på olika elprisområden.



Not: Figuren visar årlig kostnad för uppvärmning uttryckt i tusentals kronor per år utan moms. De skuggade staplarna visar referensfallet 2022.

Fjärrvärmen är mest konkurrenskraftig mot bergvärme i SE3 där uppvärmningskostnaderna med bergvärme är 29 000 kr/år eller 14 procent högre jämfört med fjärrvärme. Luft-vattenvärmepumpen är mest konkurrenskraftig mot fjärrvärme i SE4 där uppvärmningskostnaderna är 13 000 kr/år eller sex procent lägre. Bergvärme, där kapitalkostnaden utgör en stor andel av uppvärmningskostnaden, missgynnas kraftigt av höga investeringskostnader och ränta, mer så än luft-vattenvärmepump.

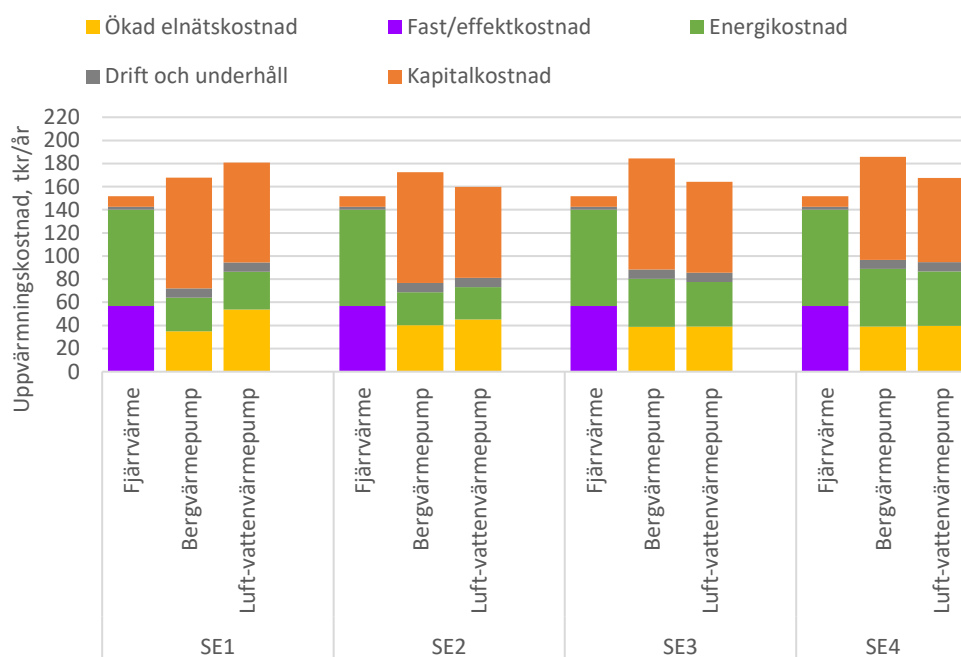
### 7.1.3 Konkurrensjämförelse för uppvärmning av villa

Här redovisas konkurrensjämförelser för en villa med ett värmebehov på 20 000 kWh/år, dels för 2022, dels för låg- respektive högfallet 2030. Förutsättningarna för villa är framtagna på samma sätt som för flerbostadshus med skillnaderna att det specifika fjärrvärmepriset (öre/kWh) samt specifika investeringskostnader (kr/kW) för uppvärmningsalternativen är något högre för villor jämfört med flerbostadshus.

#### Konkurrensjämförelse Villa 2022

Figur 39 visar konkurrensjämförelsen per elprisområde för 2022 för en villa med ett värmebehov på 20 000 kWh/år mellan uppvärmningsalternativen fjärrvärme, bergvärme och luftvattenvärmepump, uttryckt som årlig kostnad för uppvärmning med moms. Konkurrensen är mer jämn för villor 2022 mellan fjärrvärme och värmepumpsalternativen jämfört med flerbostadshusen. Luft-vattenvärmepump har en marginell konkurrensfördel i elprisområden SE2-SE3.

Figur 39 Konkurrensjämförelse mellan fjärrvärme (blå), bergvärme (orange) och luft-vattenvärmepump (grå) för en villa 2022, uppdelat på olika elprisområden.

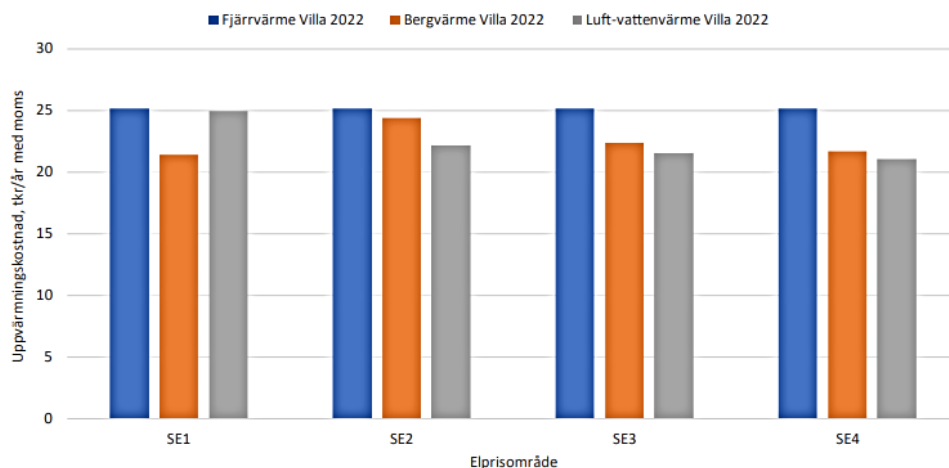


Fjärrvärmen är mest konkurrenskraftig mot bergvärme i SE2 där skillnaden är 3 000 kr/år, dvs kostnaden för uppvärmning med bergvärme är 12 procent högre jämfört med fjärrvärme. Notera att kapitalkostnaden utgör i villafallet som mest närmare 70 procent av den totala kostnaden för uppvärmning (att jämföras med 55 procent för flerbostadshus) vilket indikerar att investeringskostnader och framför allt ränta har ännu större påverkan på konkurrenskraften för värmepumpar. För fjärrvärmen är det framför allt energikostnaden som utgör den största andelen av uppvärmningskostnaderna.

### Konkurrensjämförelse villa lågfallet 2030

Figur 40 visar konkurrensjämförelsen per elprisområde för lågfallet 2030 för en villa med ett värmebehov på 20 000 kWh/år mellan uppvärmningsalternativen fjärrvärme, bergvärme och luftvattenvärmepump, uttryckt som årlig kostnad för uppvärmning med moms.

Figur 40 Konkurrensjämförelse mellan fjärrvärme (blå), bergvärme (orange) och luftvattenvärmepump (grå) för lågfallet 2030 för en villa, uppdelat på olika elprisområden.



Precis som för flerbostadshuset gynnas värmepumpars konkurrenskraft av de förutsättningar som gäller vid lågfallet, dvs då priser, investeringskostnader och ränta haft en dämpad utveckling från 2022 till 2030. Störst skillnad finns i SE4 där uppvärmningskostnaderna för luftvattenvärmepump är 4 000 kr/år lägre än med fjärrvärme, eller 16 procent. Gynnsammaste förutsättningar för fjärrvärme i lågfallet är i SE1 mot luftvattenvärmepump där skillnaderna i uppvärmningskostnad är marginella. I SE1 har emellertid bergvärme en betydande konkurrensfördel.

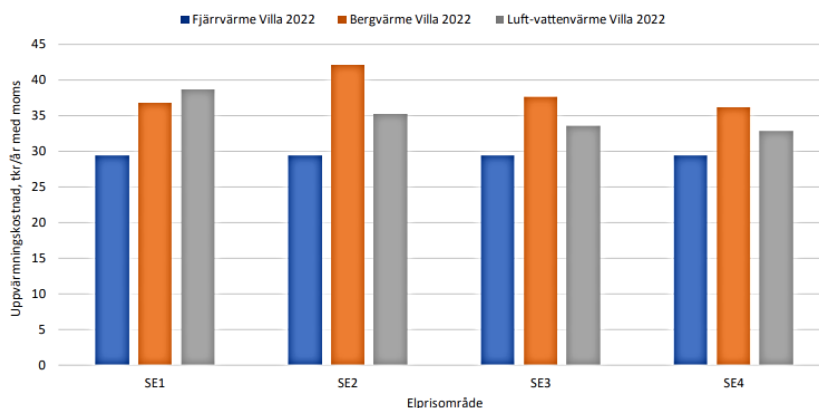
### Konkurrensjämförelse villa högfallet 2030

Figur 41 visar konkurrensjämförelsen per elprisområde för högfallet 2030 för en villa med ett värmebehov på 20 000 kWh/år mellan uppvärmningsalternativen fjärrvärme, bergvärme och luft-

vattenvärmepump, uttryckt som årlig kostnad för uppvärmning med moms.

Fjärrvärme gynnas i högfallet där kombinationen av hög utveckling av priser, investeringskostnader och ränta missgynnar värmepumpars konkurrenskraft mer än fjärrvärmens. Störst skillnad finns i SE2 där uppvärmningskostnaderna med luft-vattenvärmepump är 13 000 kr/år högre än med fjärrvärme, eller 20 procent. Bäst förutsättningar för värmepumpar i högfallet finns i SE4 där uppvärmningskostnaderna med luft-vattenvärmepump endast är 3 400 kr/år högre än med fjärrvärme, eller 11 procent.

Figur 41 Konkurrensjämförelse mellan fjärrvärme (blå), bergvärme (orange) och luft-vattenvärmepump (grå) för högfallet 2030 för en villa, uppdelat på olika elprisområden.



## Slutsatser

I det följande presenteras slutsatser utifrån resultaten i konkurrensanalysen.

Generellt så visar resultaten på en **relativt jämn konkurrenssituation mellan fjärrvärme och värmepumpar** (för ett mindre flerbostadshus) men att **konkurrenstrycket framåt ligger mer på fjärrvärmerna än på värmepumparna**.

Konkurrensjämförelsen för 2022 visar en viss fördel för fjärrvärme som uppvärmningsalternativ vilket bör ses som ett förväntat resultat eftersom värmepumparnas kostnader drivits upp det senaste året genom ökade elpriser och högre investeringskostnader. Historiskt har förhållandet varit det omvända, där låga elpriser och mer prispressade investeringskostnader gynnat värmepumpar i många kommuner i landet.

Det är dock intressant att notera att trots ett relativt ogynnsamt läge för värmepumpar är luft-vattenvärmepumpen relativt konkurrenskraftig mot fjärrvärme i de sydligare delarna av landet, dvs inom elprisområdena SE3 och SE4 och till viss del även SE2. Detta förklaras av en relativt hög årlig värmefaktor i mildare klimat samt av att kostnaden för el endast utgör en



mindre andel (20–25 procent) av att den totala kostnaden för uppvärmning för värmepumpar varför höga elpriser har en begränsad påverkan på värmepumparnas totala konkurrenskraft.

När det kommer till konkurrensjämförelsen för 2030 syns det att konkurrensen är relativt jämn mellan fjärrvärme och värmepumpar med grundantagandena om utvecklingen för priser, ränta samt investeringskostnader. Luft-vattenvärmepumpar har dock en viss fördel i elprisområden SE2–4 vilket beror på mer gynnsamma klimatförhållanden, dvs högre utomhustemperaturer över året. Detta scenario utgår från att elpriset, särskilt i SE3 och SE4 minskar från dagens relativt höga nivå (80–90 öre/kWh) till en nivå motsvarande ca 55 öre/kWh samtidigt som övriga parametrar såsom elnätspris, ränta och investeringskostnader utvecklas i en takt som i de flesta fall speglar en historisk trend. Grundscenariot förutsätter då att fjärrvärmepriset höjs med ca 2,5 procent per år (inklusive inflationstakten 1,7 procent), dvs mer än den förväntade inflationstakten och därmed mer än vad som skett historiskt (åtminstone mellan 2014–2021). Detta indikerar att fjärrvärmen skulle kunna behålla eller till och med öka sin konkurrenskraft genom att begränsa sina prisökningar framöver, under förutsättningen att inte andra faktorer som ökad reglering genom lagar/skatter/förordningar eller nya energikriser driver upp kostnaderna. För värmepumparna indikerar grundfallet också ett fortsatt bra konkurrensläge som kan upprätthållas eller till och med förbättras genom exempelvis lägre investeringskostnader och/eller ännu högre prestanda.

Värmepumpar har en konkurrensfördel i en framtid där utvecklingen av priser, ränta och investeringskostnader blir begränsad, dvs i *låg-fallet*. Trots att låg-fallet för 2030 antar en mycket begränsad ökning av fjärrvärmepriset (1 procent per år inklusive inflation 1,7 procent), är inverkan av framför allt lågt ränteläge med låga el- och elnätspriser gynnsamma för värmepumparna. Alternativa antaganden om högre elpris i samtliga elprisområden indikerar en något jämnare konkurrens medan enbart höga investeringskostnader lämnar värmepumparna med en viss fortsatt konkurrensfördel. Det är endast vid ett högre ränteläge som värmepumpar tappar sin konkurrensfördel i låg-fallet inom samtliga elprisområden

Ett annat scenario som speglas genom *hög-fallet*, utgår från att priser, investeringskostnader och ränta ökar i högre grad än vad som skett historiskt. Då ser vi att fjärrvärmen istället har en konkurrensfördel mot bergvärme men inte mot luft-vattenvärmepumpar, särskilt inte i elprisområdena SE3-4. Bergvärme, som har större investeringskostnader än luft-vattenvärme, missgynnas mer av den höga räntan i hög-fallet (närmare 10 procent) som leder till höga kapitalkostnader. Samtidigt kan vi konstatera att det räcker med att någon av parametrarna elpris, investeringskostnader eller ränta är låg i hög-fallet för att göra bergvärme

konkurrenskraftigt mot fjärrvärmen eller förbättra luft-vattenvärmepumpens konkurrensfördel ytterligare.

I analysen har inte ingått frånluftvärmepumpar men det är värt att notera att detta värmepumpsalternativ idag är vanligt i nybyggda hus, främst i villor. Denna teknik är främst att jämföra med luft-vattenvärmepump men ger ofta en lägre effekt- och energitäckningsgrad, särskilt i flerbostadshus.

Det är viktigt att beakta att resultaten från modellanalysen utgår från genomsnittliga prisnivåer för fjärrvärme och elnät som visserligen kan sägas vara representativa för ca 75 procent av kommunerna i Sverige men det innebär också att konkurrensjämförelsen ser annorlunda ut i kommuner vars prisnivåer ligger utanför intervallet  $\pm 15$  procent från medianen. Exempelvis är fjärrvärmens konkurrenskraft högre i de ca trettio kommuner med relativt låga fjärrvärmepriser och lägre i motsvarande kommuner med höga fjärrvärmepriser.

En annan begränsning i analysen är att storleken på flerbostadshuset är relativt litet (Nils Holgerssonhuset) samt att endast en villastorlek valts uppvärmning av villa. Detta har som följd att vissa kostnadskomponenter, särskilt fasta kostnader kopplade till investeringar, får ett relativt stort genomslag med nackdel för kanske framför allt bergvärme. Med andra ord är det troligt att bergvärmens konkurrenskraft är något bättre i större fastigheter där inverkan av fasta kostnader får en mindre inverkan på kapitalkostnaden.

Avslutningsvis är det värt att poängtera att scenarierna och känslighetsanalyserna som ändrar enskilda variabler syftar till att visa på ett utfallsintervall. Någon bedömning om vilka scenarier som är mest troliga 2030 har inte gjorts.

## 7.2 Vad innebär den slopade koldioxidskatten för kraftvärmens och fjärrvärmens?

Energimyndigheten har låtit konsultföretaget Profu genomföra en modellanalys av en slopad koldioxidskatt för att se vad effekterna skulle kunna bli för fjärrvärme- och kraftvärmesektorn. Särskilt fokus ligger på kraftvärmeverkens elproduktion.

### 7.2.1 Metod

Metodansatsen bygger på två typer av modellberäkningar, en för det kortsiktiga perspektivet (det vill säga nuläget typ 2022) och en för det långsiktiga perspektivet (det vill säga perioden från idag till 2050). För det kortsiktiga perspektivet används EPOD-modellen (som omfattar en detaljerad beskrivning av de ca 30 största fjärrvärmesystemen<sup>112</sup>) och för det långsiktiga perspektivet används TIMES-NORDIC-modellen.<sup>113</sup> I korthet är EPOD en elsystemmodell som i detalj och timme för timme och för ett år i taget analyserar balansen mellan produktion och konsumtion av el i de olika elområdena inom Nordeuropa. TIMES-NORDIC delar geografisk systemgräns med EPOD men analyserar den långsiktiga utvecklingen från idag till 2050 för hela energisystemet i Sverige. Det innebär att förutom el- och fjärrvärmeförsörjningen så omfattar modellen även energianvändning inom industrin, bostäder, servicesektorn och transportsektorn.

Fallen utgår från följande energipriser:

- Ett fall med 2020 års energipriser med ett gaspris på typiskt 11 EUR/MWh (marknadspris fritt nationsgräns) i snitt, ett råoljepris på ca 40–50 USD/fat och ett CO<sub>2</sub>-pris på 35 EUR/t
- Ett fall med 2022 års priser där månadssnittet för gas legat mellan 85 och 235 EUR/MWh, månadssnittet för råolja pendlat mellan 85 och 120 USD/fat och för CO<sub>2</sub> mellan 70 och 90 EUR/t.
- Det beräknade elpriset för 2020-körningen hamnar som årssnitt på drygt 40 EUR/MWh i SE3 och på ca 120 EUR/MWh för 2022-körningen (SE3). Körningarna utgår från normalårsförhållanden vilket förklarar varför det verkliga utfallet skiljer sig från priset i modellkörningarna. Exempelvis var 2020 ett blåsigt år medan modellen räknar på normalårsförhållanden
- 2022-körningen är gjord med månadspriser medan 2020-körningen utgått från ett årssnitt

### Det korta tidsperspektivet

I det här fallet ställs frågan vilka konsekvenser en slopad CO<sub>2</sub>-skatt inom fjärrvärmeproduktionen får på dagens system. Här har utgångspunkten

<sup>112</sup> Resterande fjärrvärmesystem beskrivs som aggregerade gruppsystem.

<sup>113</sup> TIMES-NORDIC-modellen finns beskriven i Profus rapport "Beräkningar med TIMES-NORDIC-modellen inför "Långsiktiga scenarier 2022" som levererades till Energimyndigheten strax före årsskiftet och i samband med studien "Långsiktiga scenarier över Sveriges energisystem 2022".

varit att undersöka konsekvenserna av 2022 respektive 2020 års energipriser och med utgångspunkt från 2022 års system. Både 2022 och 2020 uppvisar var för sig extrema situationer. 2022 präglades av mycket höga energipriser medan 2020 under stora delar präglades av det motsatta.

Resultaten visar att effekten av den slopade koldioxidskatt beror i hög grad på vilka energiprisantaganden som görs.

### Backad elproduktion

Även om detaljgraden är synnerligen hög i de 30 största systemen så saknas ett visst dataunderlag för ett antal av anläggningarna som beskrivs. Det gäller exempelvis den tekniska förmågan att backa elproduktionen under perioder då efterfrågan på fjärrvärme är relativt hög. Backad elproduktion innebär att ett kraftvärmeverk drar ner något (helt eller delvis) på elproduktionen samtidigt som fjärrvärmeproduktionen, för given uteffekt från pannan, då kan öka. Rent praktiskt sker detta genom att en del av ångan som leds genom turbinsteget istället direkt dumpas till en kondensator som genererar (ytterligare) fjärrvärme. Därmed kan fjärrvärmeoperatören undvika att driftsätta nästa (dyrare) panna åtminstone till en viss gräns.

Om efterfrågan på fjärrvärme är väldigt hög under kalla perioder så kan kostnaden för att driftsätta nästa panna i driftordning vara väldigt hög eftersom den typiskt är fossiloljeeldad eller eldas med förädlade biooljor (HVO eller RME). Fram till årsskiftet var alltså dessa bränslen dessutom CO<sub>2</sub>-beskattade vilket ytterligare ökade kostnaderna. Vid sådana tillfällen kan det därmed bli väldigt lönsamt att ha förmågan att backa elproduktionen till förmån för ytterligare fjärrvärmeproduktion i ett kraftvärmeverk. Lönsamheten bestäms även av elpriset som är den andra komponenten som måste vägas in. Förenklat kan man säga att backad elproduktion är lönsam så länge som elpriset understiger bränslekostnaden dividerat med en verkningsgrad i den alternativa pannan. Om elpriset är högre är det istället lönsammare att producera el och att driftsätta alternativ fjärrvärmeproduktion för att möta efterfrågan på fjärrvärme.

Förmågan att backa elproduktionen på det här sättet skiljer sig åt mellan olika anläggningar. I EPOD-modellen finns detaljerade driftdata för vissa anläggningar medan backningsrelaterade uppgifter saknas för andra verk där antaganden i stället fått göras. Eftersom det här har betydelse för slutresultatet har två olika fall med avseende på kraftvärmeverkens förmåga att backa elproduktionen undersökts:

- Ett fall där kraftvärmeverken har obegränsad backningskapacitet (det vill säga att all ånga som leds in i turbinstegen istället kan direkt dumpas i en värmekondensator om backning blir aktuellt)

- Ett fall där vi för kraftvärmeverken antar begränsad backningskapacitet.

I det fallet med begränsad backningskapacitet antas att maximalt hälften av den ånga som i mottryckspunkten leds in i turbinstegen istället kan direktdumpas i värmekondensorn om backning blir aktuellt<sup>114</sup>.

Båda dessa antaganden gäller endast de kraftvärmeverk där komplett driftdata saknas. De övriga anläggningarnas driftdata förändras inte.<sup>115</sup> En slopad CO<sub>2</sub>-skatt på bränslen inom fjärrvärmeproduktionen medför en större elproduktion från kraftvärmeverken än om skatten ligger kvar. Dels utnyttjas de få återstående fossilbränsleeldade anläggningarna något mer, dels minskar backningen under tillfällena då efterfrågan på fjärrvärme är hög till följd av att alternativproduktionen till backning är befriad från CO<sub>2</sub>-skatt (typiskt oljepannor med fossil eldningsolja eller HVO/RME). Ökningen i kraftvärmeproduktion beror dock i hög utsträckning på vilka antaganden som görs med avseende på energipriser och tekniska möjligheter för backad elproduktion, se Tabell 10.

Tabell 10 Ökning i elproduktion om CO<sub>2</sub>-skatten tas bort i fjärrvärmeproduktionen

Beräkningsfall	Ökning i elproduktion till följd av slopad CO <sub>2</sub> -skatt (GWh)
<b>Begränsad backning, 2022 års bränslepriser</b>	12
<b>Obegränsad backning, 2022 års bränslepriser</b>	46
<b>Begränsad backning, 2020 års bränslepriser</b>	344
<b>Obegränsad backning, 2020 års bränslepriser</b>	611

I fallet med 2022 års energipriser ligger elpriserna på en så pass hög nivå att backad elproduktion inte är speciellt lönsam trots att även exempelvis

<sup>114</sup> Mottryckspunkten är den driftpunkt i ett kraftvärmeverk där elproduktionen är maximerad samtidigt som totalverkningsgraden är mycket hög. I vissa anläggningar kan elproduktionen öka ytterligare men då till priset av en sämre totalverkningsgrad. Lite förenklat kan man säga att mottryckspunkten är den driftpunkt som är optimal ur både ett elperspektiv och ett fjärrvärmeperspektiv

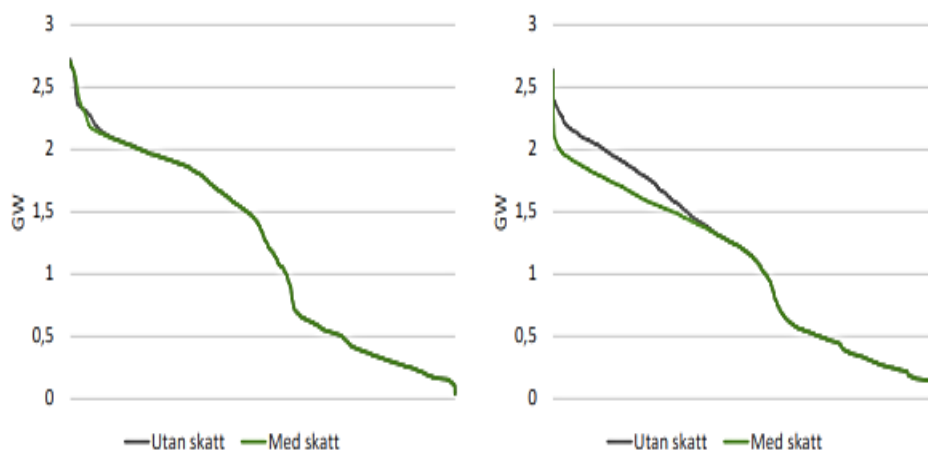
<sup>115</sup> I modellbeskrivningen ingår omkring 80 specifikt beskrivna kraftvärmeverk. För ungefär 40% av dessa anläggningar har vi ett tillräckligt bra dataunderlag för att i detalj kunna beskriva backningsegenskaper. För den resterande andelen gör vi alltså två olika antaganden med avseende på just backningsegenskaper. Detsamma gäller de (små) kraftvärmeverken som ingår i modellbeskrivningens gruppssystem

biooljorna under 2022 prismässigt låg på en (mycket) hög nivå. Med andra ord så är det lönsamt att köra i gång en extra panna för värmeproduktion för att slippa minska på elproduktionen. Det kan dock konstateras att prisförhållandet mellan naturgas (som har stor påverkan på elpriset) och råolja (som har avgörande påverkan på priset för eldningsolja men även för prisbilden på bioolja) låg på en unikt hög nivå. Det var främst naturgaspriset som steg till rekordhög nivåer medan råoljepriset inte rörde sig på liknande nivåer.

När det gäller effekterna av relativt låga energipriser (2020) så medför en sådan utgångspunkt en betydligt större effekt på elproduktionen om CO<sub>2</sub>-skatten slopas. Antar vi dessutom att en del av kraftvärmeverken (där dataunderlaget inte är fullständigt) har obegränsad backningskapacitet så medför det att elproduktionen ökar med drygt 600 GWh per år som en effekt av den slopade koldioxidskatten. Den totala kraftvärmeproduktionen (i fjärrvärmenäten dvs ej i industrin) uppgår till omkring 9–10 TWh per år beroende på beräkningsfall. I den siffran ingår då produktionen från Lulekraft (som i viss statistik räknas in i industriellt mottryck) och full tillgänglighet i de naturgaseldade anläggningarna Ryaverket i Göteborg och Heleneholmsverket i Malmö (bägge dessa anläggningar togs under slutet av 2022 upp i SvKs motköpsportfölj).

I Figur 42 redovisas den timvisa produktionen, det vill säga effekteninmatningen, från samtliga kraftvärmeverk rangordnade efter fallande storlek.

Figur 42 Varaktigheten för elproduktion i kraftvärmeverken under helåret 2022 i ett fall där backningsmöjligheterna antas vara begränsade i kombination med 2022 års bränslepriser (till vänster) och ett fall är backningsmöjligheterna antas vara obegränsade i kombination med 2020 års bränslepriser (till höger)

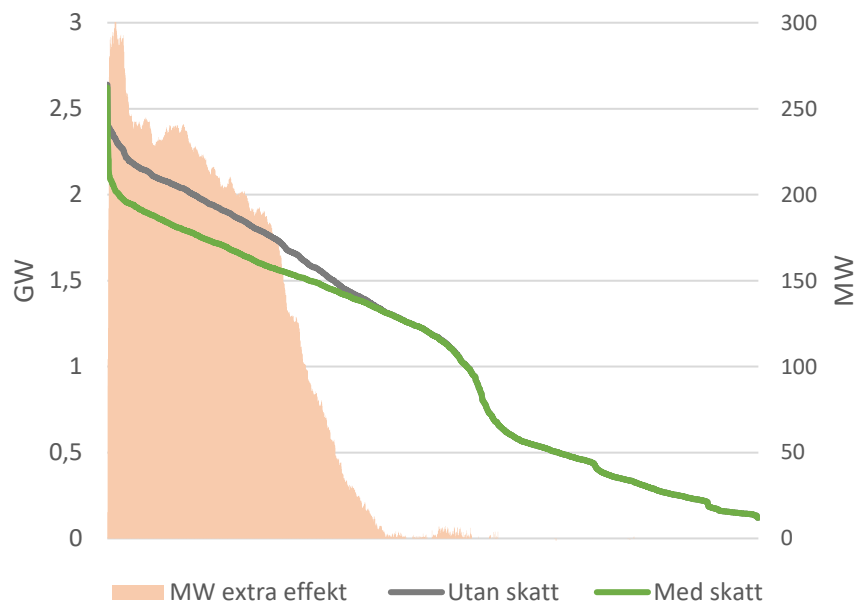


Den totala svenska kraftvärmekapaciteten beräknas idag uppgå till knappt 2,9 GWel. Som kan ses i figuren så utnyttjas inte hela den kapaciteten under någon timme, ens i fallet med 2022 års energipriser (då alltså

elpriserna var mycket höga). Det beror på att elpriset inte nödvändigtvis är mycket högt samtidigt i samtliga fyra elområden vilket talar för att en viss (relativt liten) backning sker någonstans i landet trots att det samlade nationella eleffektbehovet är högt. I fallet med 2022 års energipriser och begränsade backningsmöjligheter uppgår den maximala effektinmatningen till ca 2,7 GW vilket alltså ligger nära den installerade kapaciteten. Samtidigt kan det konstateras att skillnaden mellan beskattning och skattefrihet är mycket liten, vilket även kunde ses i Tabell 10. Den maximala nationella effektinmatningen är endast knappt 20 MW högre i fallet utan skatt jämfört med fallet som inkluderar CO2-skatt.

I fallet med 2020 års energipriser och obegränsade backningsmöjligheter för de anläggningar där sådan driftdata saknas ser man en tydlig skillnad om fjärrvärmeproduktionen CO2- beskattas eller ej. Detta gäller dock inte själva toppeffektimmarna där skillnaden, precis som i föregående fall, är liten. Däremot producerar kraftvärmeverken klart mer effekt under en dryg tredjedel av året som också sammanfaller med en relativt hög eleffektefterfrågan med många timmar uppåt 200–300 MW extra effekt (se Figur 43). Här antas emellertid de tekniska förutsättningarna vara optimala, i verkligheten är vissa anläggningars möjlighet till att backa elproduktionen osäker.

Figur 43 MW extra effekt (Sekundäraxel) vid fallet med borttagen koldioxidskatt för 2020 års energipriser och obegränsade backningsmöjligheter



Modellanalysen tar inte hänsyn till eventuella start- och varmhållningskostnader för de värmeproduktionsanläggningar som utgör alternativet till att backa elproduktionen. Dessa kostnader är inte helt obetydliga och kan medföra en viss underskattning av kostnaden för att

driftsätta alternativ fjärrvärmeproduktion. Detta skulle kunna leda till att kraftvärmeanläggningar backar mer på elproduktionen än vad modellanalysen visar.

Om den lokala eleffektbalansen är ansträngd så kan det vara värdefullt att ett kraftvärmeverk undviker backning även om elpriset i det omkringliggande elområdet snarare skulle tala för det motsatta. I en sådan situation är elbalansen i omkringliggande område betydligt mer gynnsam än vad fallet är lokalt. I övrigt är backning i egentlig mening ett lönsamt utfall av marknadspriser på el och alternativ fjärrvärmeproduktion och därmed inget ”ont” i sig. Man kan dock argumentera för att den alternativa fjärrvärmeproduktionen ibland är ”onödigt” dyr till följd av beskattning och att elproduktionen därmed backas ”onödigt” mycket även om det är en konsekvens av ett beslut fattat med utgångspunkt från vad som är lönsamt.

### ***Det längre tidsperspektivet***

Här analyseras effekterna av en slopad koldioxidskatt fram till 2050. Stigande priser på CO<sub>2</sub> och långsiktigt stigande priser på fossila bränslen (men generellt lägre än under 2022) är faktorer som driver bort från fossilbränsleberoendet. I referensfallet, med bibehållen koldioxidskatt, fasas de sista fossila bränslena ut helt, sånär som på plastandelen i det brännbara avfallet, inom några få år.

I fallet utan CO<sub>2</sub>-skatt i kombination med övriga omvärldsfaktorer ses i TIMES-NORDIC-analysen att det finns incitament för nyinvesteringar i fossil kraftvärme, närmare bestämt naturgasbaserad kraftvärme. Därmed blir också den tillgängliga elkapaciteten på längre sikt något större eftersom naturgaskraftvärme generellt är förknippad med ett högre alfavärde (elutbyte på givet fjärrvärmeunderlag), se Figur 44

Att investeringar i ny naturgaseldad kraftvärme skulle kunna ske i en framtid kan idag naturligtvis upplevas som osannolik och då inte enbart ur ett gasprisperspektiv (med de aktuellt mycket höga priserna på naturgas). I modellresultatet är detta ett strikt teknisk-ekonomiskt resultat av bränslepriser, CO<sub>2</sub>-priser, skatt på CO<sub>2</sub> (som alltså slopas i det ena beräkningsfallet) och energi samt intäkter från elmarknaden och fjärrvärmesektorn.

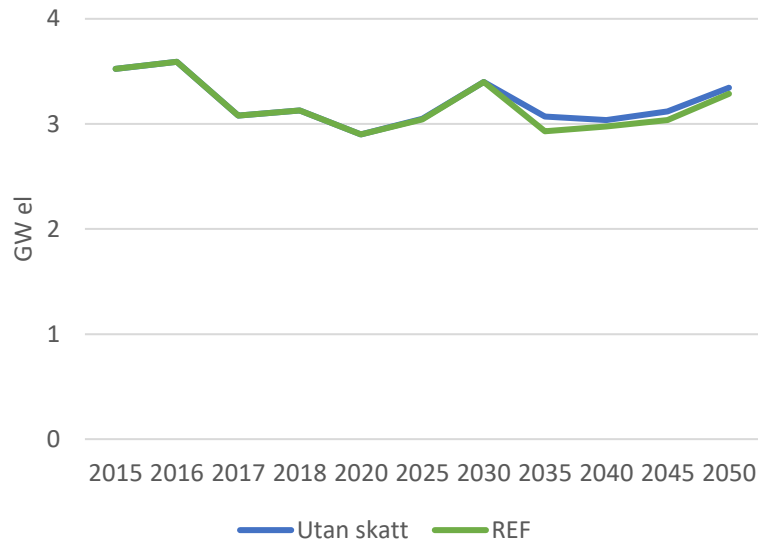
Modellen tar inte heller hänsyn till politiska ställningstaganden, lokala omständigheter eller utfästelser från fjärrvärmebranschen om fossilfrihet. Bidraget från förnybar kraftvärme (biobränsle) påverkas inte av en slopad CO<sub>2</sub>-skatt. Fram till 2030 stiger den installerade eleffekten i båda beräkningsfallen för att därefter falla tillbaka något i takt med att en del av kapaciteten faller för åldersstrecket, se Figur 44. Investeringar i ny kapacitet sker samtidigt men det är inte förrän mot slutet av



beräkningsperioden som den installerade kapaciteten åter är tillbaka till nivåerna runt 2030.

Sammantaget kan det konstateras att det inte sker några dramatiska förändringar i kraftvärmekapacitet fram till 2050 och att skillnaden mellan de båda beräkningsfallen är mycket små.

Figur 44 Installerad kraftvärmekapacitet i de två beräkningsfallen samt statistik mellan 2015–2020



Källa: Energimyndigheten, Profus modelleringar

#### Slutsatser:

- Slopandet av koldioxidskatten har, givet dagens höga elpriser och priser på naturgas i förhållande till olja, en marginell effekt på ökad elproduktion från kraftvärme.
- Givet lägre elpriser (och energipriser) så skulle emellertid slopandet av koldioxidskatten få en viss effekt. Beroende på antagande om anläggningarnas förmåga att backa på elproduktionen skulle man hamna på någonstans mellan 350 och 600 GWh extra elproduktion under de kallare delarna av året.
- En ökad elproduktion, genom minskad backning, på kort sikt skulle alltså kräva ytterligare styrmedel för att göra det ekonomiskt lönsamt att starta alternativ värmeproduktion för att slippa backa på elproduktionen.
- På längre sikt (2030–2050) medför en slopad koldioxidskatt en viss ökning i naturgaseldad kraftvärme. Resultatet tar emellertid endast hänsyn till ekonomiska parametrar och väger inte in branschens utfästelser och mål om fossilfrihet.

## 8 Hinder och barriärer – Teknikneutral marknad

Det här kapitlet går igenom olika styrmedel som påverkar branschen på olika sätt främst i termer av hinder och barriärer som skulle kunna ändras för att ge en mer teknikneutral marknad. Särskilt fokus ligger på avfallsfrågan och byggreglerna eftersom branschen lyfter fram dessa områden som problematiska och att nuvarande styrmedel motverkar kraftvärmens och fjärrvärmens.

### 8.1 Koldioxidskatten

Koldioxidskatten avskaffades den 1 januari 2023 för alla företag som ingår i EU-ETS.<sup>116</sup> Skatten påverkar både användningen av fossila bränslen och bioolja<sup>117</sup> som även var belagda med en koldioxidskatt. Hur stora effekterna av den avskaffade koldioxidskatten kan bli, i synnerhet på ökad elproduktion från kraftvärmens, uppskattas i kapitel 7.2.

Figur 45 nedan visar hur koldioxidskatten förändrats över tid. Förändringarna av koldioxidskatten är ett exempel på förändrade förutsättningar som försvårar för branschen att våga investera långsiktigt. Den blå streckade linjen är koldioxidbeskattningen av värme som produceras i kraftvärmeverk. Den kraftiga och snabbt genomförda höjningen av koldioxidskatten 2019 från 11 procent till 91 procent innebar att en del fossileldade kraftvärmeverk, inklusive spetslastpannor, inte kunde köra vidare som planerat.<sup>118</sup> Höjningen påverkade även bioolja-eldade pannor som fick samma skattenivå för att inte bryta mot EUs statsstödsregler.

Avskaffandet av skatten den 1 januari 2023 innebär inte per automatik att investeringar i spetslastpannor eller igångsättning av fossilbränsleeldade kraftvärmeverk kommer att ske. Dels eftersom det finns oklarheter kring vad som händer med beskattningen framåt i avsaknad av en långsiktig strategi som är politiskt förankrad. Men även då aktörerna själva försöker fasa ut de fossila bränslena och har egna mål med färdplaner gällande fossilfrihet/förnybart. En annan viktig faktor i detta är kunderna som i många fall har krav på fossilfri uppvärmning.

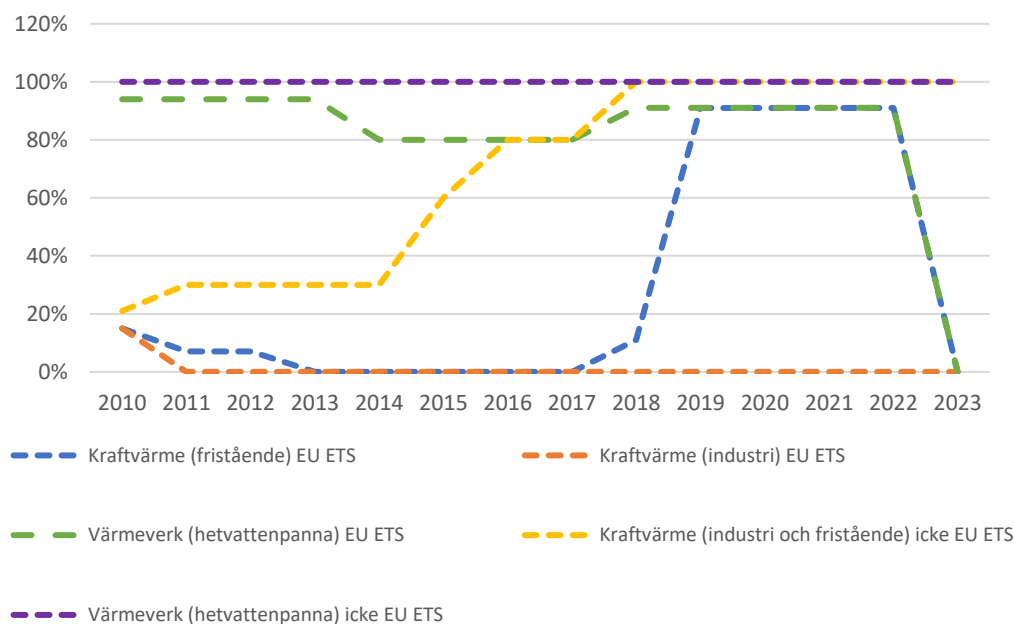
---

<sup>116</sup> Prop. 2022/23:1

<sup>117</sup> De bioolja som ingår i energiskattedirektivet

<sup>118</sup> Se även energimyndighetens kapacitetsuppdrag *Uppföljning av det gemensamma initiativet avseende effekten för elförsörjningen i Malmö och Stockholm*, Regeringsbeslut I2020/03358

Figur 45 Koldioxidbeskattning av värmeproduktion



Källa: Energimyndigheten

## 8.2 Avfallsförbränning – samhällets njurar eller fossil kraftvärme?

Avfallsförbränning är idag den största bidragande källan till utsläpp av koldioxid inom el- och fjärrvärmesektorn. Utsläppen från sektorn har ökat under flera decennier vilket kan härledas till att avfallet som går till energiåtervinning, både det inhemska såväl som det importerade, innehåller en stor andel fossil plast. Kraft- och fjärrvärmebranschen har pekat på utmaningen med att krediteras de utsläpp som uppstår vid avfallsförbränning då de har liten eller ingen rådighet över innehållet i det avfall de tar emot och förbränner. I stället styrs avfallets innehåll av produktdesign, konsumtion och efterfrågan och hur det hanteras högre upp i värdekedjan. Samtidigt råder deponiförbud vilket gör att avfallsförbränning utgör en nödvändig och samhällsnyttig sista åtgärd i avfallshanteringen när det inte kan återanvändas. Utan el- och fjärrvärmeproduktion från avfall skulle det uppstå ett problem med hur avfallet istället ska hanteras. Ifall det förbränns utan att energiåtervinnas som el och fjärrvärme, eller bryts ner på annat sätt, genereras fortfarande utsläpp men utan nytta som energiproduktionen ger, som dessutom då behöver produceras med andra energislag vilket skulle kunna leda till ytterligare utsläpp.

## Avfallshierarkin

Hantering av avfall styrs av den EU-lagstiftade avfallshierarkin som är antaget i den svenska miljöbalken.<sup>119</sup> Avfallshierarkin styr och utformar processen av hur avfallet ska omhändertas bestående av de fem hierarkiska nivåerna: *förebygga, återanvändning, materialåtervinning, energiåtervinning och till sist deponering*. Syftet med avfallshierarkin är att så mycket som möjligt av material och energi återtas in i systemet genom att återanvändas eller återvinnas och på så sätt värna om våra resurser samt minska negativa effekter på klimat och miljö.

För att öka återanvändning och materialåtervinning infördes 2002 ett förbud mot direkt förbränning eller deponering av sådant avfall som har samlats in separat för att förberedas för återanvändning eller materialåtervinning.<sup>120</sup> Förbudet gäller däremot inte avfall där förbränning eller deponering är det bästa alternativet ur miljösynpunkt. År 2021 låg den behandlade mängden kommunalt avfall på närmare fem miljoner ton varav mindre än en procent hamnade på deponi.<sup>121</sup>

## Baslast och ursprung

Under 2021 gick 50 procent (ca 2,5 miljoner ton) av det kommunala avfallet runt om i Sverige till energiåtervinning.<sup>122</sup> Utöver Sveriges egna avfall importeras ca 1,4 miljoner ton avfall per år från andra länder så som Norge, Storbritannien och Irland som sedan nyttjas för energiåtervinning.<sup>123</sup> Tillsammans motsvarar den kommunala och importerade avfallsmängden ca 11,7 TWh energi som används för att ge el och värme till hushåll och verksamheter.<sup>124</sup> Idag finns det anläggningar för energiåtervinning i 35 kommuner runt om i Sverige.<sup>125</sup>

Avfall utgör ofta baslast i fjärrvärmeproduktionen och den enda återstående, stora källan som ger upphov till fossila utsläpp av koldioxid inom el- och fjärrvärmesektorn. Under 2021 stod avfallsförbränning för 73 procent av sektorns totala utsläpp.<sup>126</sup> Merparten av allt plastavfall som uppkommer i Sverige går till energiåtervinning<sup>127</sup> vilket är en bidragande

---

<sup>119</sup> Regeringens proposition 2015/16:166 Avfallshierarkin - Riksdagen

<sup>120</sup> Förordning (2001:512) om deponering av avfall Svensk författningssamling 2001:2001:512 t.o.m. SFS 2022:1303 - Riksdagen

<sup>121</sup> Avfall Sverige. 2021 Svensk Avfallshantering.

[https://www.avfallsverige.se/media/wvbd2za0/svensk\\_avfallshantering\\_2021\\_web.pdf](https://www.avfallsverige.se/media/wvbd2za0/svensk_avfallshantering_2021_web.pdf) (hämtad 2023-03-01)

<sup>122</sup> Avfall Sverige. 2021 Svensk Avfallshantering.

[https://www.avfallsverige.se/media/wvbd2za0/svensk\\_avfallshantering\\_2021\\_web.pdf](https://www.avfallsverige.se/media/wvbd2za0/svensk_avfallshantering_2021_web.pdf) (hämtad 2023-03-01)

<sup>123</sup> Avfall Sverige. 7 myter och fakta om svensk energiåtervinning.

<https://www.avfallsverige.se/fakta-statistik/avfallsbehandling/energiatervinning/> (hämtad 2023-03-01)

<sup>124</sup> Beräknat utifrån att 3 MWh energi utvinns per ton avfall.

<sup>125</sup> Avfall Sverige. Energiåtervinning. <https://www.avfallsverige.se/fakta-statistik/avfallsbehandling/energiatervinning/#:~:text=Sverige%20%C3%A4r%20det%20land%20i,energiutvinning%20att%20betrakta%20som%20%C3%A5tervinning.> (hämtad 2023-03-01)

<sup>126</sup> Naturvårdsverket. El och fjärrvärme, utsläpp av växthusgaser.

<https://www.naturvardsverket.se/data-och-statistik/klimat/vaxthusgaser-utslapp-fran-el-och-fjarrvarme/> (hämtad 2023-03-01)

<sup>127</sup> År 2020 gick 87 procent av plastavfallet till energiåtervinning eller bränsle inom industrin.

orsak till att en stor andel av sektorns totala utsläpp kommer från fossilt ursprung.<sup>128</sup> I färdplan för fossilfri konkurrenskraft inom uppvärmningsbranschen som kom 2019 enades ett stort antal aktörer om en fossilbränslefri uppvärmningssektor till år 2030 samt att sektorn ska vara en kolsänka år 2045.<sup>129</sup>

När det gäller avfallshanteringen anger färdplanen att ansträngningar ska göras för att minska plastinnehållet i det restavfall som lämnas till återvinning där ansvaret för minskningen ska delas med aktörer som har rådighet över plastinnehållet längst hela avfallkedjan. Enligt färdplanen ska därmed ansvaret ligga på producenter, kommuner, landsting och regioner, men också på fastighetsägare och byggherrar att underlätta processen för källsortering i syfte att minska det fossila innehållet i avfallet.

### Producentansvar nu och framåt

Sedan 1994 gäller ett producentansvar för förpackningar i Sverige.<sup>130</sup> Producentansvaret innebär att de som tillverkar och ser till att vissa produkter hamnar på marknaden har ansvar över att produkterna är anpassade för att lätt kunna sorteras och återvinnas genom att kollektivt ansvara för upprättande av nationella insamlingssystem. För konsumenterna finns i sin tur skyldighet att se till att det avfall man genererar hamnar rätt i det godkända insamlingssystemet.<sup>131</sup>

Den 1 januari 2023 började en ny förordning om producentansvar för förpackningar att gälla.<sup>132</sup> I den nya förordningen finns mål för materialåtervinning utskrivna, där förpackningsavfall ska ha en materialåtervinningsgrad på minst 65 procent per år till och med 2029 och därefter minst 70 procent. För förpackningsavfall av plast från returplastflaskor är målet att ha en materialåtervinningsgrad på 90 procent och för övriga plastförpackningar är målet på minst 50 procent per år fram till 2029 och därefter 55 procent per år. Den totala andelen av materialåtervunnen plast (inklusive PET-flaskor med pant)<sup>133</sup> var 33 procent under 2021.<sup>134</sup> Från och med 2024 ska kommunerna ta över ansvaret för insamlingen av förpackningar. Ansvaret för

---

<sup>128</sup> Naturvårdsverket. *Plast*. <https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/plast/> (Hämtad 2023-03-03)

<sup>129</sup> Energiföretagen, 2019. *Färdplan för fossilfri konkurrenskraft – Uppvärmningsbranschen*. [https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/sa-tycker-vi/fardplaner-fossilfritt-sverige/ffs\\_fardplan-fossilfri-uppvarmning-med-undertecknare\\_191007.pdf](https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/sa-tycker-vi/fardplaner-fossilfritt-sverige/ffs_fardplan-fossilfri-uppvarmning-med-undertecknare_191007.pdf) (hämtad 2023-03-01)

<sup>130</sup> Avfall Sverige. *Kommunalt avfall under producentansvar*. <https://www.avfallsverige.se/fakta-statistik/insamling/kommunalt-avfall-under-producentansvar/> (hämtad 2023-03-02)

<sup>131</sup> VärmeMarknad Sverige, 2022. *Handbok för att minska plastavfall till energiåtervinning - 45 initiativ från energibolag, kommuner och fastighetsägare*. [https://static1.squarespace.com/static/5fd0f3ced19bb664ecb6dc28/t/621377252b18bf793ab98ff4/1645442863637/Handbok\\_f%C3%B6r\\_att\\_minska\\_plast.pdf](https://static1.squarespace.com/static/5fd0f3ced19bb664ecb6dc28/t/621377252b18bf793ab98ff4/1645442863637/Handbok_f%C3%B6r_att_minska_plast.pdf) (Hämtad 2023-03-02)

<sup>132</sup> Förordning (2022:1274) om producentansvar för förpackningar.

<sup>133</sup> Andelen materialåtervunnen plast från endast PET-flaskor med pant utgick 2021 till 82 procent.

<sup>134</sup> SCB. *Total tillförd och återvunnen mängd förpackningar efter förpackningslag. Ny beräkningsgrund fr.o.m 2020. År 2020 – 2021*. [https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START\\_MI\\_MI0307/MI0307T2N/](https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START_MI_MI0307/MI0307T2N/) (hämtad 2023-03-03)

materialåtervinning av förpackningar och systemkostnaderna kopplade till detta kommer fortsatt ligga på producenterna enligt producentansvaret.<sup>135</sup>

### **8.2.1 Till vilken sektor bör utsläppen krediteras?**

Idag allokeras utsläppstatistiken den bransch där utsläppen uppstår, vilket gör att de utsläpp som uppstår vid förbränning av icke-farligt avfall redovisas under energisektorn och därmed krediteras till de kraft- och fjärrvärmebolag som använder avfallet för att producera el och värme.<sup>136</sup> Kraft- och fjärrvärmebolagen får betalt för att ta hand om avfallet men behöver i gengäld betala utsläppsrätter för de utsläpp som kommer från förbränningen.

Fjärrvärmekonsumenter ställer idag allt högre krav på att värmen de köper är fossilfri för att minimera deras egna klimatavtryck. Däremot har fjärrvärmebolagen ingen större rådighet över innehållet i det avfall som de tar emot, samtidigt som kommunerna har en skyldighet att ta hand om det kommunala restavfallet, där deponering av brännbart avfall är förbjudet.

En av de stora utmaningarna för energibolag som använder avfall idag är därmed att uppnå fossilfrihet vilket i sin tur försvårar försäljningen av fjärrvärmem. Rådighet kring det fossila innehållet i avfall som går till förbränning finns längs hela avfallskedjan och ansvaret för miljöbelastningen anses enligt energibolagen därmed också kunna fördelas därefter. I ett PM publicerat av *Färdplan värme*<sup>137</sup> diskuteras hur ansvarsfördelning i miljöredovisning, för utsläppen mellan avfalls- och energisektorerna kan användas för att ge incitament att minska det fossila innehållet i avfallet. Den typ av miljöredovisning som diskuteras är ett s.k. bokföringsperspektiv där de direkta utsläppen från avfallsförbränning ska fördelas mellan alla berörda parter längst kedjan. Svårigheter med denna typ av redovisningsmetod ligger dock i hur man beslutar om vem i kedjan som ska bära ansvaret samt risken för dubbelräkning då man i bokföringen inte kan koppla utsläppen av en produkt till flera aktörer samtidigt. En annan utmaning som nämns är det kan finnas en subjektivitet och att berörda parter kan motsätta sig att ta på sig ansvaret.

### **8.2.2 Hur påverkas avfallsbranschen av EU ETS**

Sedan 2013 är Sverige, tillsammans med Litauen och Danmark, de enda av alla 27 EU-medlemsländer som valt att inkludera avfallsförbränning i

---

<sup>135</sup> Regeringen, 2022. *Nya förbättrade regler om förpackningsinsamlingen*.

<https://www.regeringen.se/artiklar/2022/07/nya-forbatttrade-regler-om-forpackningsinsamlingen/> (hämtad 2023-03-02)

<sup>136</sup> Naturvårdsverket. *Hänsynsreglerna – kapitel 2 miljöbalken*.

<https://www.naturvardsverket.se/vagledning-och-stod/miljobalken/hansynsreglerna--kapitel-2-miljobalken/forsiktighetsprincipen-2-kap.-3-/#:~:text=1%20%C2%A7%20milj%C3%B6balken%20som%20ger,och%20hur%20farliga%20de%20%C3%A4r> (hämtad 2023-03-02)

<sup>137</sup> Färdplan värme, 2022. *Ansvarsfördelningsmetoder i miljöredovisningar – Med särskilt fokus på avfallsförbränning*.

<https://www.fardplanvarme.se/ansvarsfordelningsmetoder-i-miljoredoavisningar> (hämtad 2023-03-02)

EU:s handelssystem för utsläppsrätter (EU ETS).<sup>138</sup> I samband med EU:s delmål om att minska nettoutsläppen med 55 procent fram till 2030 kom förslag på förändringar i EU ETS i Fit for 55-paketet. I och med det nya förslaget beslutade medlemsstaterna och Europaparlamentet i en preliminär överenskommelse att inkludera avfallsförbränning för samtliga medlemsländer från och med 2028 med möjlighet att opta ut till 2030.<sup>139</sup> För att undersöka om detta potentiellt kan leda till ökad deponering eller ökad export av avfall till tredje land ska en konsekvensanalys göras till 2024. Avfallsförbränningsanläggningar ska även från och med 2024 övervaka och rapportera sina utsläpp men kommer då inte behöva betala för utsläppsrätter. En utvärdering om det ska implementeras fullt ut till 2028 ska göras senast 2026. Samtidigt skärps kraven på utsläppsminskningar för den handlande sektorn från dagens mål om 43 procents minskning till 62 procent till 2030 jämfört med 2005 års nivåer.<sup>140</sup>

Att endast ett fåtal länder inkluderat avfallsförbränning i EU ETS tidigare beror på att det funnits otydligheter i direktivet, vilket har öppnat upp för olika tolkningar. Att länder tolkat direktivet olika har i sin tur medfört att omfattningen för den handlande och icke-handlande sektorn i de olika länderna skiljer sig åt. Sveriges totala utsläpp i den handlande sektorn uppgick 2020 till 14 procent. Om utsläppen hade hamnat på den icke-handlande sektorn hade detta i stället motsvarat tre procent av Sveriges totala utsläpp.<sup>141</sup> Genom att inkludera avfallsförbränning i utsläppshandeln för samtliga länder kan incitamenten för cirkularitet öka inom hela EU samt bidra till en mer jämställd konkurrenssituation.

Inom EU ETS finns ett system för fri tilldelning där en vis mängd utsläppsrätter delas ut gratis till aktörer som anses ha hög risk för koldioxidläckage. Tilldelning av fria utsläppsrätter baseras på hur effektiv en anläggning är och delas ut till de tio procent mest effektiva anläggningarna inom respektive sektor.<sup>142</sup> Under fas tre (2013–2020) har avfallsförbränningsanläggningar haft rätt till fri tilldelning av utsläppsrätter. Med detta har de fem största anläggningarna i Sverige fått utsläppen täckta av fri tilldelning med mellan 30–70 procent. Med

---

<sup>138</sup> Naturvårdsverket, 2021. *Avfallsförbränning i EU ETS*.

<https://www.naturvardsverket.se/4a8111/contentassets/f1821fc959934673bbc1f2578f9f2325/avfall-ets-tillrk.pdf> (hämtad 2023-03-09)

<sup>139</sup> Naturvårdsverket. *Preliminär överenskommelse om förändringar i EU ETS*.

<https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/utslappshandel/preliminar-overenskommelse-om-forandringar-i-eu-ets/> (hämtad 2023-03-09)

<sup>140</sup> Energiföretagen, 2022. *Skärpta krav inom EU ETS leder till höjda klimatambitioner*.

<https://www.energiforetagen.se/medlemsnyheter/2022/december/skarpta-krav-inom-eu-ets-leder-till-hojda-klimatambitioner/> (hämtad 2023-03-09)

<sup>141</sup> Naturvårdsverket, 2021. *Avfallsförbränning i EU ETS*.

<https://www.naturvardsverket.se/4a8111/contentassets/f1821fc959934673bbc1f2578f9f2325/avfall-ets-tillrk.pdf> (hämtad 2023-03-09)

<sup>142</sup> Naturvårdsverket. *Gratis tilldelning 2021–2030*. <https://www.naturvardsverket.se/vagledning-och-stod/utslappshandel/gratis-tilldelning-20212030/viktiga-forandringar/> (hämtad 2023-09-03)

nuvarande regelverk minskar den fria tilldelningen under fas 4 (2021–2030).<sup>143</sup>

### 8.2.3 Avfalls-CCS

Ett sätt för anläggningar som använder avfall att bli kvitt utsläppen är att investera i teknik för koldioxidinfångning och lagring<sup>144</sup>. Detta skulle dels minska kostnaderna för att köpa utsläppsrätter dels göra att anläggningarna kan leverera fossilfri fjärrvärme till kunder med krav på fossilfrihet som annars inte vill ta emot fjärrvärmen. En annan nytta med avfalls-CCS är att den biogena delen (ca 50 procent) kan säljas i form av negativa utsläpp. Detta förutsätter dock att det finns en marknad för negativa utsläpp som motiverar investeringen.

Energimyndigheten har i uppdrag att upprätta en funktion som auktionsförrättare för omvänd auktion för bio-CCS<sup>145</sup> där en första utlysning planeras under 2023.<sup>146</sup> Det systemet som Energimyndigheten arbetar med avser bara bio-CCS vilket gör att ingen ersättning kommer att ges för insamlingen av de fossila utsläppen. Enligt branschen är emellertid auktionssystemet inte tillräckligt eftersom buden avfallskraftvärmeaktörerna behöver lägga (för att få täckning för sina kostnader) är för höga för att de ska vinna.

En möjlighet till att ge ett utökat incitament för avfallskraftvärmeaktörerna i Sverige att investera i CCS är att undanta sektorn från EU-ETS (som idag frivilligt ingår i EU ETS) fram till dess att alla medlemsländer ska delta (2028 och senast 2030). Detta skulle ge intäkter i form av ”undvikna kostnader” för utsläppsrätter som skulle kunna underlätta en investering i en CCS-anläggning. Kostnaden för utsläppsrätter spås även öka kraftigt i framtiden vilket medför incitament till en investering i CCS.

Sammanfattningsvis skulle ett undantag kunna bidra till att;

- 1) Finansieringen av CCS skulle underlättas
- 2) Utsläppen skulle minska på längre sikt

---

<sup>143</sup> Naturvårdsverket, 2021. *Avfallsförbränning i EU ETS*.  
<https://www.naturvardsverket.se/4a8111/contentassets/f1821fc959934673bbe1f2578f9f2325/avfall-ets-tillrk.pdf> (hämtad 2023-03-09)

<sup>144</sup> *Carbon Capture and Storage (CCS)*

<sup>145</sup> Ekonomistyrningsverket 2023. *Regleringsbrev för budgetåret 2023 avseende anslag 1:20 Driftstöd för bio-CCS*. <https://www.esv.se/statsliggaren/regleringsbrev/?rbid=23281> 8 (hämtad 2023-03-29)

<sup>146</sup> Energimyndigheten, 2022. *Omvänd auktion för bio-CCS senareläggs*.  
<https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2022/omvand-auktion-for-bio-ccs-senarelaggs/> (hämtad 2023-03-29)



- 3) Konkurrensnackdelen som fjärrvärmebolagen får av att inte kunna leverera fossilfri fjärrvärme till olika kunder skulle försvinna på längre sikt.

Dock skulle en sådan åtgärd öka utsläppen av koldioxid i det kortare perspektivet.

### **8.3 Boverkets byggregler och konkurrensneutralitet**

Reglerna om energihushållning i Boverkets byggregler (BBR) avsnitt 9 ställer ett övergripande krav på energihushållning som innebär att byggnader ska vara utformade så att energianvändningen begränsas genom låga värmeförluster, lågt kylbehov, effektiv värme- och kylanvändning och effektiv elanvändning.<sup>147</sup> Energihushållningskraven i BBR grundas på kraven i EU-direktivet om byggnaders energiprestanda (EPBD 2010/31/EU).

#### **8.3.1 Direktivet om byggnaders energiprestanda (EPBD)**

Direktivet om byggnaders energiprestanda (2010/31/EU EPBD) är ett så kallat ramdirektiv. Det innebär att medlemsstaterna i EU själva väljer metod och kravnivåer inom angivna ramar när direktivet ska föras in i respektive länders lagstiftning.

Några krav i EPBD som ska införas i medlemsstaterna är:

- En metodik för beräkning av byggnaders integrerade energiprestanda.
- Minimikrav på energiprestanda för nya byggnader.
- Minimikrav på energiprestanda för stora renoveringar/ändringar av byggnader.

Direktivet trädde i kraft den 4 januari 2003 och skulle vara infört i medlemsnationernas lagstiftning första gången den 1 januari 2006. Revidering av EPBD har sedan gjorts 2010 med en mindre ändring 2018. Direktivet revideras också just nu, inom ramarna för de rättsakter som EU-kommissionen har inkluderat i paketet Fit for 55 med syfte att nå det reviderade klimatmålet till 2030.

#### **8.3.2 Det svenska genomförandet av EPBD<sup>148</sup>**

Direktivet anger att alla nya byggnader ska vara så kallade nära-nollenergibyggnader från 2021 och ger bland annat förutsättningar för hur energiprestanda för byggnader ska beräknas och hur minimikrav ska

---

<sup>147</sup> Föreskrifter om energihushållning har sin grund i 8 kap. 4–5, 13–14 §§ PBL och 3 kap. 14 § och 10 kap 3 § PBF

<sup>148</sup> Konsekvensutredning BFS 2020:4 Boverkets föreskrifter om ändring i verkets byggregler (2011:6) – föreskrifter och allmänna råd, BBR, avsnitt 5 och 9

fastställas. Enligt direktivet ska energiprestanda uttryckas med en numerisk indikator för primärenergianvändning i kWh/(m<sup>2</sup> och år). Beräkningen av primärenergi ska baseras på primärenergi- eller viktningsfaktorer per energibärare.

I regeringens skrivelse till riksdagen om byggnaders energiprestanda (Skr. 2018/19:152) fastställdes att byggnaders energiprestanda skulle beräknas med viktningsfaktorer i stället för primärenergifaktorer i Sverige. Regeringen har i enlighet med detta beslutat om ändringar i plan- och byggförordningen (PBF), SFS 2020:433. Regeringens skäl för ändringarna i PBF finns i promemorian med diarienummer Fi2019/02656/BB3.

Boverket ändrade i och med detta BBR så att energiprestanda beräknas med viktningsfaktorer i stället för med primärenergifaktorer, i enlighet med ändringen i PBF.

Viktningsfaktorerna är, enligt Boverket, framtagna utifrån ett kostnadsoptimalt angreppssätt med hänsyn tagen till teknikneutralitet och andelen förnybar energi i olika energibärare.

I EPBD tydliggörs att det ska finnas en faktor per energibärare. Därför beskriver Boverket att det inte är möjligt att ha olika faktorer för till exempel fastighetsel och el till uppvärmning.

### **8.3.3 Energihushållning i BBR**

Energihushållningskraven i avsnitt 9 i BBR är indelade i tre olika krav för att byggnaden ska ha god energihushållning, begränsad elanvändning och tillräcklig värmeisolering.

I byggreglerna uttrycks kravet för energihushållning i primärenergital. Krav på byggnadens värmeisolering ställs genom högst tillåtna genomsnittliga värmegenomgångskoefficient, U-värde. Det finns också en gräns för hur mycket eleffekt som får installeras för uppvärmning och tappvarmvatten i en byggnad.

Kraven gäller för nybyggnation, men fungerar också som riktvärde vid ändring av byggnad (reovering, ombyggnad eller tillbyggnad).

#### **Byggnadens energiprestanda**

I BBR ställs minimikrav på en byggnads energiprestanda genom ett primärenergital. Primärenergitalet ligger även till grund för vilken energiklass en byggnad får vid energideklaration.

### **Primärenergital**

Primärenergitalet är det som beskriver byggnadens energiprestanda i svenska byggregler. Detta tal beräknas genom att multiplicera byggnadens energianvändning med viktningsfaktorer, beroende på vilken eller vilka energibärare som används. El har till exempel faktorn 1,8, medan fjärrvärme har faktorn 0,7. Detta beror enligt Boverket på att det är olika viktigt att hushålla med olika typer av energi (ju högre viktningsfaktor, desto mer viktigt med hushållning). Utöver el har även fossila bränslen höga viktningsfaktorer.

### **Geografisk justeringsfaktor**

Byggnadens primärenergital för uppvärmning divideras sedan med en geografisk justeringsfaktor. Syftet med den geografiska justeringsfaktorn är att primärenergitalet ska bli detsamma för likadana byggnader i olika delar av landet.

Slutligen divideras resultatet med byggnadens area uttryckt i  $A_{temp}$ , och primärenergitalet är uträknat. Eftersom primärenergitalet anges per kvadratmeter är tanken att energiprestandan ska kunna jämföras mellan olika stora byggnader.

### **Krav på primärenergital**

I BBR finns kravnivåer för maximalt tillåtna primärenergital för nya byggnader. Kravnivåerna är olika beroende på om det är ett småhus, en lokal eller ett flerbostadshus. För småhusen finns olika kravnivåer beroende på byggnadens storlek. I vissa fall får ett tillägg till kravnivån göras för flerbostadshus och lokaler beroende på ventilationsbehov.

### **Viktningsfaktorernas roll i primärenergitalet<sup>149</sup>**

Viktningsfaktorerna ska användas för att vikta den energi som levereras till byggnaden så att byggnadens primärenergital kan fastställas. Målet med viktningsfaktorerna är att likställa olika uppvärmningsteknikers inverkan på byggnaders energiprestanda och resultera i att en variation av klimatskärmen får samma betydelse för energiprestandan, även om uppvärmningslösningen samtidigt varierar.

Tidigare användes primärenergifaktorer där samtliga faktorer sattes till 1,0 utom faktorn för el som sattes till 1,6. Dessa faktorer bidrog till bristande teknikneutralitet i byggreglerna, och en snedvriden konkurrenssituation.

### **Kravnivåer på elanvändning och värmeisolering**

Boverkets byggregler begränsar även hur mycket eleffekt som får installeras i en byggnad för uppvärmning. Syftet med detta är att särskilt

---

<sup>149</sup> Konsekvensutredning BFS 2020:4 Boverkets föreskrifter om ändring i verkets byggregler (2011:6) – föreskrifter och allmänna råd, BBR, avsnitt 5 och 9

hushålla med el. Effektkravet skiljer sig åt mellan landets kommuner beroende på hur klimatet varierar.

I BBR ställs också krav på klimatskärmens genomsnittliga värmeegenomgångskoefficient, ( $U_m$ ). Kravet ska säkerställa att byggnaden är tillräckligt isolerad.<sup>150</sup>

#### ***Energimyndighetens ställningstagande***

Energimyndigheten har tidigare välkomnat användningen av viktningsfaktorer i stället för primärenergifaktorer eftersom det därigenom blir tydligt att andra principer än primärenergi kan användas för att bestämma de faktorer som används i Boverkets föreskrifter om krav på byggnaders energiprestanda.<sup>151</sup>

Energimyndigheten har även lyft fram att det är viktigt att följa hur reglerna påverkar byggherrars val av uppvärmningslösning och därmed olika företags möjligheter att konkurrera på så lika villkor som möjligt. Det är också viktigt att följa reglernas inverkan på företagets incitament till teknikutveckling inom området och att detta kan kunna behandlas i de kontrollstationer som nämns i regeringens skrivelse (2018/19:152) om byggnaders energiprestanda.<sup>152</sup>

I Energimyndighetens yttrande angående *Förslag till ändring i Boverkets byggregler*<sup>153</sup> tillstyrkte Energimyndigheten förhållandet mellan viktningsfaktorerna på el och fjärrvärme men även teknikneutralitet som princip för viktningsfaktorer. Energimyndigheten lyfte även fram vikten av att följa utvecklingen framöver vad gäller såväl konkurrensförutsättningar för olika uppvärmningsformer som drivkrafter för teknikutveckling inom området.

#### **8.3.4 Viktningsfaktorernas påverkan på konkurrensneutralitet**

Boverket har genomfört en kontrollstation<sup>154</sup> för genomförandet av EPBD. I den rapporten konstaterar Boverket att påverkan av dagens viktningsfaktorer på valet av uppvärmningslösning är liten, vid uppfyllande av minimikraven i nya byggnader. Det som i huvudsak styr valet är tillgång och kostnad. Det konstaterades sammantaget att balansen mellan bergvärme och fjärrvärme fungerar relativt väl, för uppfyllande av dagens minimikrav. Samtidigt tar de upp att delar av branschen uttryckt oro för att bergvärme kommer att väljas framför fjärrvärme i sådana byggnader där ambitionsnivån är avsevärt högre än att bara uppfylla minimikraven i BBR. Detta har att göra med utformningen av kraven i BBR, då dessa även används i frivilliga

<sup>150</sup> Kraven finns i tabell 9:2a i Boverkets byggregler (BBR).

<sup>151</sup> "Yttrande angående Promemoria Byggnaders energiprestanda – förslag på ändringar i plan- och byggförfordningen" (Energimyndighetens diarienummer 2019-200017)

<sup>152</sup> Ibid.

<sup>153</sup> Yttrande angående Förslag till ändring i Boverkets byggregler (2011:6) – föreskrifter och allmänna råd, BFS 2020:xx" (Energimyndighetens diarienummer 2019-015593).

<sup>154</sup> Boverket, 2023. *Kontrollstation av reglerna för byggnaders energiprestanda*, rapport 2023:12.

certifieringssystem och andra styrmedel. Boverket gör emellertid bedömningen att valet av energibärare i den typen av byggnader inte är av avgörande betydelse vare sig för energisystemet eller för marknaden i stort. Boverket bedömer därmed att det inte finns motiv till att ändra dagens viktningsskattor inom ramen för uppdraget.

I en rapport framtagen av konsultföretaget Profu<sup>155</sup> på uppdrag av nätverket *Regional Energi*<sup>156</sup> visas att om byggreglernas metodik tillämpas när man ställer mer långtgående krav på byggnaders energiprestanda i form av primärenergital (exempelvis för att uppnå olika byggstandarder för certifieringar av byggnader) leder det till att konkurrensförhållandena mellan olika uppvärmningstekniker förändras tydligt, exempelvis mellan fjärrvärme och värmepump.

Ifall fastigheten även har solceller så påverkas också konkurrensförhållandena mellan fjärrvärme och värmepump eftersom solceller får räknas bort från inköpt elenergi vilket därmed sänker primärenergitalet.

Figur 46 visar att viktningsskattorna mellan el och fjärrvärme är konkurrensneutrala ifall värmepumpens SCOP<sup>157</sup> är 2,6 (vilket också är kvoten mellan viktningsskattorna för fjärrvärme och el). Men ifall värmepumpen har en högre effektivitet så snedvrids konkurrensen eftersom det då är möjligt att bygga en fastighet med sämre klimatskal och ändå klara kraven i byggreglerna eller klara ännu striktare krav för att exempelvis uppnå en viss miljöklassning av byggnaden. Detta har även beskrivits i Energimyndighetens förstudierapport *Styrmedel med effekt (2020)*<sup>158</sup>. Dagens värmepumpar kan antas ligga runt verkningsgrader på 3,5 medan 4,5 kan antas vara *Best Available Technology*, vilket skulle betyda dubbelt så stor energianvändning med värmepump jämfört med användning av fjärrvärme.

För att nå en högre grad av teknikneutralitet mellan fjärrvärme och värmepumpar skulle den teknikutveckling som skett när det gäller effektiviteten (COP-värdet) i värmepumparna behöva avspeglas bättre i byggreglerna.

---

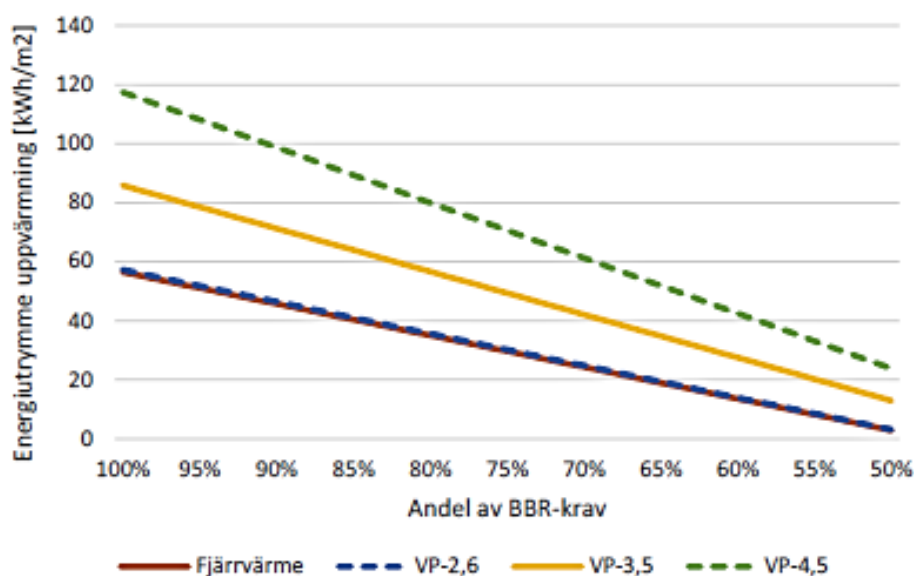
<sup>155</sup> Rensfeldt A., Nyholm E., Sköldberg H., Johnsson J, 2023. *Energihushållning enligt BBR. Betydelsen av offentliga styrmedel och andra certifieringssystem avseende byggnaders energiprestanda för byggnaders utformning och val av uppvärmningssystem*. Profu (2023-01-12)

<sup>156</sup> Regional energi. <https://regionalenergi.se/om-regional-energi/> (hämtad 2023-03-29)

<sup>157</sup> Seasonal coefficient of performance, dvs. värmepumpens genomsnittliga verkningsgrad (COP). En COP på 3,5 betyder att 1 kWh el blir 3,5 kWh värme.

<sup>158</sup> *Styrmedel med effekt* Förstudie för Energimyndigheten, Borg & Co AB samt Nitton Energikonsult AB.

Figur 46 Kvarvarande energiutrymme för uppvärmning i ett flerbostadshus värmt med fjärrvärme och tre olika hus värmda med värmepumpar med olika prestanda (SCOP på 2,6, 3,5 och 4,5).



Källa: *Energihushållning enligt BBR, (Profu, 2023)*<sup>159</sup>

En konsekvens av viktningsfaktorerna är alltså att BBR:s krav enklare uppnås med effektiva värmepumpar än med till exempel fjärrvärme. Detta skulle kunna leda till en ökad installation av värmepumpar i stället för fjärrvärme och därmed till ett större behov av eleffekt kalla dagar. Minskade fjärrvärmeleveranser skulle även minska kraftvärmeunderlaget vilket skulle betyda mindre kraftvärmeproducerad effekt kalla dagar.

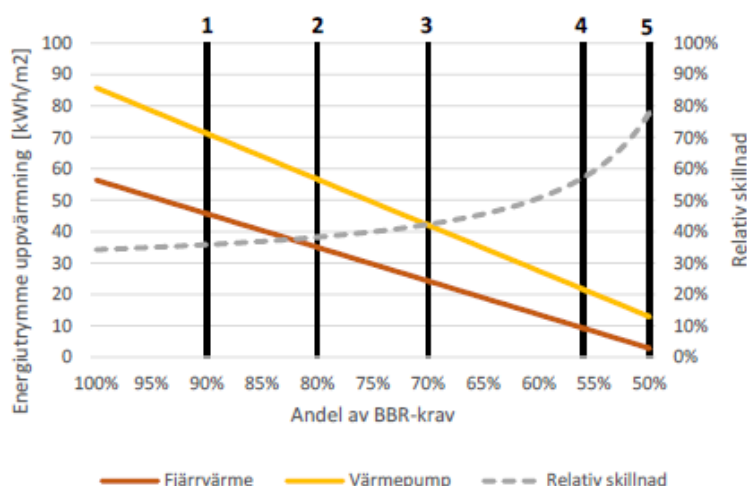
Figur 47 nedan visar hur energiutrymmet för uppvärmning i ett hus med fjärrvärme och ett hus med värmepump förändras när kravet på energiprestanda ökar (sänkt gränsvärde för primärenergitalet). Figuren visar att den absoluta skillnaden i energiutrymme för uppvärmning minskar men att den relativa skillnaden ökar kraftigt. Vid 50 procent av BBR-kravet är det kvarvarande energiutrymmet för uppvärmning mycket litet, särskilt för fjärrvärmehuset, och den relativa skillnaden har ökat till nära 80 procent, dvs energiutrymmet för uppvärmning i huset med fjärrvärme är 80 procent lägre än i huset med värmepump.

I figuren är det även markerat ut gränsvärden för energiprestanda som ofta eftersträvas av fastighetsbolag, dessa är:

1. EU-taxonominns krav för nya byggnader
2. Miljöbyggnad silver
3. Miljöbyggnad guld
4. Bonusstöd vid investeringsstöd för hyres- och studentbostäder, samt
5. Energiklass A

<sup>159</sup> Rensfeldt A., Nyholm E., Sköldberg H., Johnsson J. 2023. *Energihushållning enligt BBR*. Betydelsen av offentliga styrmedel och andra certifieringssystem avseende byggnaders energiprestanda för byggnaders utformning och val av uppvärmningssystem. Profu. (2023-01-12)

Figur 47 Kvarvarande energiutrymme för uppvärmning samt relativ skillnad och gränsvärden som kan eftersträvas av fastighetsbolag.



Källa: *Energihushållning enligt BBR, (Profu, 2023)*

### 8.3.5 Slutsatser och kompletterande krav

Utgående från den här utredningens fokus på fjärrvärmens (och kraftvärmens) konkurrensmöjligheter kan det konstateras att dagens byggregler inte är teknikneutrala och medför en nackdel för fjärrvärmens.

I Energimyndighetens inspel till utredningen om *Kompletterande krav för byggnaders energiprestanda*<sup>160</sup> togs behovet upp av att utforma byggreglerna genom möjligheten att bedöma byggnadens energibehov i stället för köpt energi.

En gemensam slutsats från Boverket och Energimyndigheten från utredningen var att om ett kompletterande energikrav baserat på använd energi ska införas i byggreglerna, bör detta utformas som ett krav på maximalt värmeförlusttal. Ett värmeförlusttal utgår ifrån byggnadens energibehov, dvs. använd energi och är därmed teknik neutralt. Exakt hur detta kompletterande krav skulle utformas gjorde emellertid Boverket och Energimyndigheten olika bedömningar av. I den kontrollstation av reglerna för byggnaders energiprestanda som Boverket genomfört<sup>161</sup> ska resultat och slutsatser från den rapporten beaktas i genomförandet av kontrollstationen<sup>162</sup>.

#### Slutsatser

- Energimyndigheten bedömer att ett införande av ett värmeförlusttal bättre skulle styra hela energianvändningen och effektanvändningen än dagens energihushållningskrav eftersom ett värmeförlusttal tar med alla energi- och effektförluster kopplade till byggnadens

<sup>160</sup> Boverket, 2021. *Utredning av kompletterande krav för byggnaders energiprestanda*. Rapport 2021:18

<sup>161</sup> Boverket, 2023. *Kontrollstation av reglerna för byggnaders energiprestanda*. Rapport 2023:12.

<sup>162</sup> Regeringskansliet, 2022. *Uppdrag att genomföra en kontrollstation av reglerna för byggnaders energiprestanda*. <https://www.regeringen.se/regeringsuppdrag/2022/09/uppdrag-att-genomfora-en-kontrollstation-av-reglerna-for-byggnaders-energi-prestanda/> (hämtad 2023-03-29)

klimatskärm, såsom ventilations-, transmissions- och infiltrationsförluster. Energimyndigheten bedömer också att värmeförlusttal på ett bättre sätt möjliggör en styrning mot långsiktigt energieffektiva byggnader med bra klimatskärm, ett lågt effektbehov och teknikneutralitet.

- Energimyndigheten menar att en översyn av existerande viktningsfaktorer för fjärrvärme och el bör göras för att säkerställa konkurrensneutralitet. Viktningsfaktorerna bör ta hänsyn till värmepumpens tekniska utveckling och effektivitet. Kommande EU-regler om energieffektiviseringar liksom utformningen av direktivet om byggnaders energiprestanda behöver också tas med i en sådan översyn.



## 9 Mot nya marknader – nyttor och stödtjänster

Detta kapitel är ett ”delsvar” på den delen av uppdraget som handlar om att kraftvärmens lokala och regionala systemnyttor ska kvantifieras och därefter analyseras i förhållande till dagens elmarknad. Den slutliga leveransen (den 15 december) kommer att bygga vidare på resultaten som presenteras i det här kapitlet. Större delen av kapitlet kommer från en konsultstudie som Sweco gjort på uppdrag av Energimyndigheten<sup>163</sup>.

Enligt uppdragsbeskrivningen ska förslag presenteras på hur lokala och regionala systemnyttor kan ges en mer korrekt värdering på elmarknaden. Analysen bör också inkludera hur utvecklingen av nya stödtjänstmarknader påverkar kraftvärmens lönsamhet och andra möjliga sätt att värdera lokala systemnyttor på marknaden.

### 9.1 Elmarknad i förändring

Elmarknaden har under många år fungerat i grunden väl, men det finns ett fortsatt behov av uppföljning och utveckling av marknaden och elsystemet som är under snabb förändring både i Europa, i Norden och i Sverige. Ökade krav på en omställning mot fossilfrihet och förnybart i kombination mot en ökad elektrifiering medför en ökad andel variabel väderberoende produktion som också ställer högre krav på elsystemet och utvecklandet av stödtjänster. Bland annat finns det behov av mer spänningsreglering och tröghet i systemet där kraftvärmens kan spela en viktig roll. Förmågor och marknader för stödtjänster behöver utvecklas och följas upp för att kunna identifiera och undanröja potentiella hinder. Ett sådant arbete pågår på Svenska kraftnät. Ei kommer också att följa upp detta arbete inom ramen för ett parallellt regeringsuppdrag om Sveriges genomförandeplan. Vidare finns det också behov att utveckla förmågan kring avhjälpande åtgärder. De varierande elflöden som följer av en variabel elproduktion kan bland annat motivera en mer aktiv flaskhalshantering i systemdriften med hjälp av motköp och omdirigering. Svenska kraftnät arbetar för närvarande bland annat med att utveckla marknaderna för motköp och omdirigering.<sup>164</sup>

### 9.2 Svenska kraftnäts verktyg

Svenska kraftnät kan använda krav, nättariffer och upphandling för att säkerställa nödvändiga förmågor i elsystemet. Kvarvarande behov hos Svenska kraftnät ska enligt EU-regelverket som huvudregel anskaffas

---

<sup>163</sup> Sweco, 2023. *Värdering och kvantifiering av kraftvärmens stödtjänster och systemnyttor* Delleverans 1, (2023-01-13)

<sup>164</sup> Energimyndigheten, 2022. *Myndighetsgemensam uppföljning av samhällets elektrifiering Rapportering 2022* (ER 2022). <https://energimyndigheten.a-w2m.se/FolderContents.mvc/Download?ResourceId=212470> (hämtad 2023-01-29)

enligt marknadsbaserade förfaranden, om det inte är samhällsekonomiskt effektivt att göra avsteg.<sup>165</sup>

Svk formulerar det som att säkerställande av förmågor genom **kravställning** är ett viktigt, men något trögrikligt, tillvägagångssätt och det gäller att arbeta kontinuerligt med att hålla den tekniska kravställningen vid nyanslutningar uppdaterad allteftersom tekniken utvecklas och Svenska kraftnäts behov förändras, samtidigt som nätanvändarnas anpassningskostnader beaktas.

**Upphandling** är ett explicit incitament för nätanvändare att leverera en fördefinierad stödtjänst eller avhjälpande åtgärd. Ersättningen kan antingen vara administrativt bestämd eller marknadsbaserad.

**Nätтарiffen** är en implicit prissignal som bland annat syftar till att fördela nätets kostnader på de aktörer som orsakar dem.

### 9.3 Svks marknader för stödtjänster kopplade till frekvens och balansering

Produktionen (utbudet) av el måste vid varje givet tillfälle vara lika stort som den momentana användningen (efterfrågan) av el. När produktionen varierar från den momentana användningen uppstår en obalans, vilket avspeglas i att systemets frekvens ökar eller minskar. Produktion som överstiger momentan användning leder till ökad frekvens, och vice versa.

Stödtjänster finns till för att assistera elsystemet i att motverka och återställa en obalans och hanterar den kontinuerliga balanseringen av kraftsystemet. Stödtjänsterna är marknadsbaserade vilket innebär att anskaffning sker konkurrensutsatt genom budgivning på respektive marknad samt att ersättning och regelverk sker enligt de principer som gäller för respektive marknad.

Tidigare fanns det i princip två stödtjänster som stabiliserade den svenska elmarknaden. En som stabiliserade frekvensen (FCR) och en som såg till att frekvensen återställdes inom en kvart (mFRR). Ett antal större vattenkraftverk bistod med de resurser som behövdes och det var ett förutsägbart elsystem där det fanns gott om tid att aktivera resurserna.<sup>166</sup> En förändrad produktionsmix med mer väderberoende produktion, fler internationella flöden och snabbare svängningar har emellertid ökat behovet av antalet stödtjänster som ser till att frekvensen i nätet ligger på 50 Hz. I nuläget finns det sex stycken stödtjänster<sup>167</sup>. Det är på

<sup>165</sup> Svenska kraftnät, 2021. Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring. Ärende nr: Svk 2020/4162. [https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/rapport-regeringsuppdrag-avseende-stodtjanster\\_211018\\_.pdf](https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/rapport-regeringsuppdrag-avseende-stodtjanster_211018_.pdf) (hämtad 2023-03-29)

<sup>166</sup> Tindningen energi, 2021. "Vi behöver fler företag som säljer stödtjänster till elmarknaden" (Intervju med Anna Jäderström). <https://www.energi.se/artiklar/2021/september-2021/vi-behover-fler-foretag-som-saljer-stadtjanster-pa-elmarknaden/> (hämtad 2023-03-29)

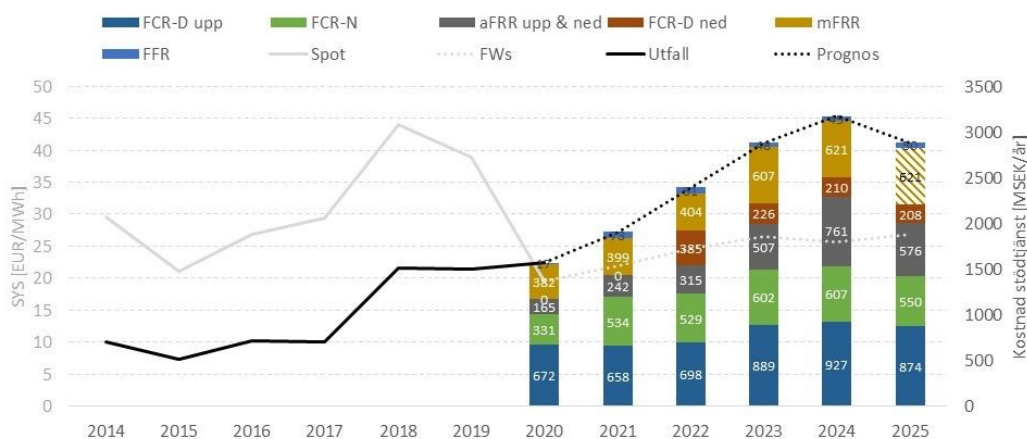
<sup>167</sup> FCR, mFRR, aFRR, FFR, FCR-N, FCR-D,

morgontimmarna som behovet av stödtjänster är som störst eftersom frekvensavvikelserna sker i större utsträckning då.

Våren 2020 kom den snabba frekvenstjänsten FFR som ska leverera inom en sekund – vilket kan passa för batterier och förbrukning. Och vid årsskiftet 2020/2021 lanserades tjänsten FCR-D (ned). Den ska reglera ned frekvensen när produktionen överskrider konsumtionen vilket är ett nytt behov som inte funnits tidigare.

Marknaden för stödtjänster omsätter idag runt 2 miljarder kronor och förväntas växa till 3 miljarder 2023, se Figur 48. I dagsläget upphandlas inga icke-frekvensrelaterade stödtjänster, men det finns behov att utveckla modeller för att anskaffa icke-frekvensrelaterade stödtjänster och relaterade avhjälpande åtgärder.<sup>168</sup>

Figur 48 Kostnader för stödtjänster (FCR-N, FCR-D, aFRR, störningsreserv samt FFR)



Källa: Svenska kraftnät, 2021. *Marknaden för stödtjänster till kraftsystemet växer kraftigt.*

Nedan beskrivs de olika stödtjänsterna kort följt av

<sup>168</sup> Svenska kraftnät, 2021. Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring. Ärende nr: Svk 2020/4162. [https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/rapport-regeringsuppdrag-avseende-stodtjanster\\_211018\\_.pdf](https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/rapport-regeringsuppdrag-avseende-stodtjanster_211018_.pdf) (hämtad 2023-03-29)

Tabell 11 som ger en översiktlig beskrivning av de olika marknaderna.

### **9.3.1 Frekvenshållningsreserver (FCR)**

Frekvenshållningsreserver (FCR) har till uppgift att stabilisera frekvensen vid frekvensavvikelse och är grundläggande för att kunna hålla balansen i nätet. De aktiveras automatiskt om frekvensen ändras inom det frekvensområde de ska stötta. FCR handlas upp i förväg för varje ögonblick under dygnet och är indelade i tre olika typer.

#### **FCR-N**

*Frequency Containment Reserve – Normal* används vid normaldrift och har till uppgift att förhindra obalanser genom att automatiskt styra ner om frekvensen ökar eller automatiskt styra upp om frekvensen sjunker, tills systemet hittat ett nytt stabilt frekvensläge. Denna typ av stödtjänst hanterar störningar på minutnivå vid frekvensavvikelse inom 49,90–50,10 Hz.

#### **FCR-D ned**

*Frequency Containment Reserve – Disturbance* används för nedreglering vid störd drift och ska aktiveras fullt ut inom 30 sekunder när frekvensen stiger inom intervallet 50,1–50,5 Hz.

#### **FCR-D upp**

*upwards Frequency Containment Reserve – Disturbance* används för uppreglering vid störd drift och ska aktiveras fullt ut på 30 sekunder när frekvensen faller inom intervallet 49,90–49,50.

### **9.3.2 FFR**

*Fast Frequency Respon*s – är den snabba frekvensreserven och kan ses som ett substitut för mekanisk rotationsenergi och ska vara fullt aktiverad inom en sekund.

### **9.3.3 aFRR**

*Automatic Frequency Restoration Reserve* är en frekvensåterställningsreserv som återställer frekvensen automatiskt med en aktiveringstid inom 5 minuter vid frekvensavvikelse från 50,00 Hz.

### **9.3.4 mFRR**

Manual Frequency Restoration Reserve avlastar de automatiska stödtjänsterna och återställer frekvensen till 50,00 Hz. mFRR aktiveras manuellt efter begäran från Svenska kraftnät med en 100 procent aktiveringstid på 15 minuter. Handel med mFRR sker på en nordisk reglerkraftmarknad. Där köps och säljs energi varje timme. mFRR avropas kontinuerligt vid behov och bud ska lämnas senast 45 minuter innan drift-timman. mFRR används för omdirigering och mothandel. Det är framförallt på den här marknaden kraftvärmen deltar.

Tabell 11. Stödtjänster för kontinuerlig balansering av marknaden

	<b>FFR</b>	<b>FCR-N</b>	<b>FCR-D</b>	<b>aFRR</b>	<b>mFRR</b>
<b>Allmänt</b>	Hör till avhjälpande åtgärder och aktiveras vid transienta frekvensfall för att undvika att kraftsystemet hamnar utanför angivna driftsäkerhetsgränser.	Frekvensrelaterad stödtjänst. Har till uppgift att hantera normala frekvensvariationer i kraftsystemet	Frekvensrelaterad stödtjänst. Har till uppgift att ta hand om frekvensavvikelser vid störd drift	Frekvensrelaterad stödtjänst. Har till uppgift att avlasta aktiverad FCR-N och FCR-D	Frekvensrelaterad stödtjänst som avlastar de automatiska stödtjänsterna. Används förutom att balansera kraftsystemet även i första hand för att hantera störningar och överbelastning i transmissionsnätet.
<b>Hur sker aktivering?</b>	Automatiskt vid ett snabbt och transient frekvensfall som typiskt inträffar vid större fel i kraftsystemet	Automatiskt när frekvensen avviker från 50 Hz	Automatiskt när frekvensen överstiger 50,1 Hz för nedreglering alternativt understiger 49,9 Hz för uppreglering	Automatiskt via aktiveringssignal från Svenska kraftnät	Efter beordrande från Svenska kraftnät
<b>Svenska kraftnäts effektbehov 2022</b>	Upp till 100 MW	230 MW	Upp: 560 MW Ned: 165 MW (Q4 2022)	Upp: 140 MW Ned: 140 MW	Ej definierat då mFRR endast är en frivillig energiaktiveringsmarknad
<b>Svenska kraftnäts volymbehov lång sikt (Swecos bedömning)</b>	Ökande utifrån minskad rotationsenergi i kraftsystemet	Oförändrat/avtagande efter implementering av förändrad balanseringsmodell	Oförändrat för uppreglering Ökande för nedreglering till en nivå på 540 MW 2025. FCR-D volym bestäms utifrån största möjliga felfall	Oförändrat/ökande vid implementering av förändrad balanseringsmodell där mFRR och aFRR kommer att vara de centrala produkterna för att hantera obalanser i kraftsystemet	Oförändrat/ökande vid implementering av förändrad balanseringsmodell där mFRR och aFRR kommer att vara de centrala produkterna för att hantera obalanser i kraftsystemet
<b>Volymbehov per elområde eller sverigenivå</b>	Sverigenivå	Sverigenivå	Sverigenivå	Elområde	Elområde
<b>Vilken typ av reglering har Svenska kraftnät behov av upp- eller nedreglering</b>	Endast uppreglering	Symmetrisk produkt. Kontinuerlig reglerförmåga för både upp- och nedreglering krävs vid	Separat avrop för upp- respektive nedregleringsresurser	Separat avrop för upp- respektive nedregleringsresurser	Separat avrop för upp- respektive nedregleringsresurser

De olika stödtjänsterna används till olika ändamål och utformningen av ersättningsmodeller och tekniska krav samt deltagande varierar därför mellan de olika marknaderna.

Tabell 12 Tabell 12 ger en sammanställning av ersättning, krav och vilka teknologier som idag levererar stödtjänster på varje marknad. FFR och FCR-D kan ses som de ”snabba” tjänsterna och ställer högre krav på snabb aktivering och snabb upprampning till full effekt. FCR-N, aFRR och mFRR omfattar större mängd aktiverad energi och mer kontinuerlig energianvändning när frekvensen avviker från 50 Hz. För FFR och FCR-D ges endast ersättning för avropad och tillgänglig effekt. För mFRR ges ersättning för energi vid aktivering och för aFRR och FCR-N får leverantören både ersättning för tillgänglig avropad effekt och aktiverad energivolym.

Tabell 12. Ersättningsmodeller, tekniska krav och vilka teknologier som levererar stödtjänster för respektive marknad

	FFR	FCR-N	FCR-D	aFRR	mFRR
<b>När sker avrop</b>	Årlig upphandling med avrop vid behov 2 ggr per vecka under avtalsperioden	Del av effekt avropas 2 dagar innan driftdygn (D-2) och del av effekt avropas 1 dag innan driftdygn (D-1) efter spotklarering	Del av effekt avropas 2 dagar innan driftdygn (d-2) och del av effekt avropas 1 dag innan driftdygn (D-1) efter spotklarering	Dagliga avrop (D-1) innan spotklarering för kommande dags driftdygn	Avrop inom drifttimmen vid behov
<b>Ersättning</b>	Ersättning enligt marginalpris för effekt vid avrop	Ersättning enligt budpris (pay-as-bid) för effekt vid avrop + ersättning för aktiverad energi (reglerpriser)	Ersättning enligt budpris (pay-as-bid) för effekt vid avrop	Ersättning enligt marginalpris för effekt vid avrop + ersättning för aktiverad energi (reglerpriser)	Ersättning enligt marginalpris för aktiverad energi vid avrop
<b>Krav på aktiveringstid vid deltagande</b>	Full aktivering inom 1,3 s vid frekvensfall till 49,7 Hz Full aktivering inom 1,0 s vid frekvensfall till 49,6 Hz Full aktivering inom 0,7 s vid frekvensfall till 49,5 Hz	Automatisk linjär aktivering när frekvensen avviker från 50 Hz och full aktivering inom 180 sekunder när frekvensen avviker med +/- 0,1 Hz från 50 Hz	Automatisk linjär aktivering inom frekvensintervallet 49,9-49,5 Hz för uppreglering och 50,1-50,5 Hz för nedreglering. Full aktivering inom 30 sekunder när frekvensen understiger 49,9 Hz eller	Automatisk linjär aktivering när frekvensen avviker från 50 Hz och full aktivering inom 300 sekunder (5 minuter)	Full aktivering inom 15 minuter från beordrande

			överstiger 50,1 Hz		
<b>Krav på uthållighet vid deltagande</b>	30 s alternativt 5 s	1 h	20 min	1 h	1 h
<b>Minsta budstorlek</b>	0,1 MW	0,1 MW	0,1 MW	1 MW	10 MW, 5 MW i SE4
<b>Teknologier som levererar stödtjänster</b>	Batterier och flexibel förbrukning	Huvudsakligen vattenkraft men även en mindre mängd värmekraft	Huvudsakligen vattenkraft men även energilagrar, användarflexibilitet (upp), värmekraft, solkraft och vindkraft	Vattenkraft, värmekraft och vindkraft	Huvudsakligen vattenkraft men även värmekraft, gasturbiner, användarflexibilitet och vindkraft för nedreglering

## 9.4 Kraftvärmens möjligheter att delta på marknaderna för stödtjänster idag

### 9.4.1 Flexibilitet

Kraftvärme är en uthållig resurs som kan drivas större delen av året och har teoretiskt möjlighet att reglera upp eller ned elproduktionen inom minuter till timmar, även om den lämpar sig bäst för balansering med något längre framförhållning. Kraftvärme har även en stor betydelse lokalt i elnätet, och kan bidra både till att hantera överbelastning inom eller mellan elområden och att förbättra den lokala kapacitetssituationen. Kraftvärmens effektivitet och lönsamhet bygger dock på att det finns ett fjärrvärmenät eller en industriell process som kan ta emot den värme som produceras, och kraftvärmeproduktionen styrs därför i hög grad av värmeunderlaget.

Elproduktionen från kraftvärmens är idag ofta en sekundär inkomstkälla för kraftbolagen, där huvudsyftet är leveransen av värme. Detta gör att tillgängligheten och möjligheterna att delta med reglering varierar över året (säsongberoende). Det innebär även att regleringen av elproduktionen måste göras på ett sådant sätt så att hänsyn tas till både produktionen av värme och el.

Även om förutsättningarna för flexibel drift generellt sett är goda finns det även tekniska begränsningar kopplade till aktiveringstid, upprampning och budstorlek. I en förbränningsanläggning bedrivs en dynamisk process med många olika parametrar som behöver beaktas i driften av anläggningen, vilket gör den mindre flexibel jämfört med till exempel vattenkraft och gasturbiner där produktionen kan regleras genom att strypa tillförseln av vatten eller gas. Snabba lastförändringar medför även slitage och risker för driften, vilka måste vägas upp av de intäktsmöjligheter som användandet av flexibiliteten medför.

### 9.4.2 Värmeunderlag

Kraftvärmens begränsas naturligt av att det måste finnas ett värmeunderlag för att anläggningen ska vara i drift. Detta innebär begränsningar för kraftvärmens att delta med stödtjänster eller hantering av överbelastning under sommaren när värmeunderlaget är lågt. Driften av anläggningarna beror även på vilken typ av anläggning det är. Ett exempel är avfallspannor, som generellt sett körs på maxlast så ofta som möjligt eftersom anläggningarna får betalt för att ta vara på avfallet. Biobränslepannor är generellt sätt i drift under stora delar av våren, vintern och hösten, där produktionen varierar beroende på värmeförhållanden och vilka andra anläggningar som finns tillgängliga i värmesystemet.

Värmebehovet påverkar även förutsättningarna för upp- och nedreglering när anläggningarna är i drift. Till exempel kan ett stort värmebehov under kalla vinterdagar begränsa förutsättningarna, eftersom anläggningarna behöver producera maximalt med värme och därmed får minska elproduktionen för att möta efterfrågan på värme. För att utföra uppreglering krävs att anläggningen inte kör på fullast, vilket innebär att det behöver finnas marginal för ökande last när aktivering på stödtjänstmarknaden sker. Vid uppreglering ökar även värmeproduktionen som därmed behöver avsättas. Hur stora utmaningar detta medför beror på de individuella förutsättningarna för anläggningen och fjärrvärmesystemet i sin helhet. Trögheten i värmesystemet ger en viss flexibilitet, men inte över längre perioder.

Det finns idag flera möjliga sätt för kraftvärmens att minska beroendet av värmeunderlaget och därmed öka förutsättningarna för upp- och nedreglering. Dessa inkluderar:

- **Värmelager.** Ett sätt att minska värmeberoendet och öka flexibiliteten är att bygga ett värmelager i anslutning till kraftvärmeanläggningen. Vid uppreglering av elproduktionen kan på så sätt den ökade värmeproduktionen sparas för att matas in i fjärrvärmesystemet vid ett senare tillfälle. Detta kan då bidra med ökad elproduktion om kraftvärmeanläggningen slipper backa på elen när det är riktigt kallt. Olika former av värmelager inkluderar värmeackumulatörer eller mer långvariga lager såsom groplager eller berggrum.
- **Kylkapacitet.** Vissa kraftvärmeverk har idag möjlighet att spilla värme genom fläktning eller dumpning i vattendrag. Genom att spilla värmen frigör sig kraftverken till viss del från beroendet av värmeunderlaget. Kylkapaciteten beror delvis på fysiska förutsättningar som närhet till vattendrag, men det är även möjligt att öka kapaciteten genom investeringar i utrustning för fläktning (till exempel kyltorn).
- **Kondenssvans.** En kondenssvans innebär att det installeras en extra turbin intill den ordinarie mottrycksturbinen. Vid hög elefterfrågan kan ångan helt eller delvis ledas genom den extra



turbinen för att producera elkondenskraft, i stället för att kondenseras i en fjärrvärmekondensator för fjärrvärmeproduktion. Genom en ventil kan ångan styras och köras via kondenssvansen vid högre elbehov alternativt ledas via den "ordinarie" vägen och producera både el och värme.

För att utföra nedreglering krävs att anläggningen med marginal kör över minlast. Vid nedreglering, som innebär minskning av elproduktion, behöver värmeproduktionen upprätthållas. Liksom vid uppreglering kan det lösas under begränsad tid genom tröghet som finns i värmesystemet och beroendet av värmeunderlaget kan minskas genom värmelager eller förutsättningar för kylkapacitet och kondensdrift.

### **9.4.3 Aktiveringstid**

En viktig egenskap för att delta på marknaderna för upp- och nedreglering är aktiveringstiden, det vill säga hur snabbt anläggningen kan svara på en signal om upp- eller nedreglering. Aktiveringstiden utgörs dels av upprampningshastigheten, hur snabbt kraftverkspannan och turbinen kan öka eller minska produktionen, dels tiden det tar mellan signal om aktivering och att upprampning kan påbörjas. För att anläggningarna ska kunna bidra med flexibilitet krävs det att anläggningarna är i drift. För en typisk anläggning tar det omkring 48 timmar att nå full beredskap från stillastående, medan en anläggning i drift normalt kan aktiveras mer eller mindre direkt. Detta förutsätter att det finns värmeunderlag, utrymme att öka eller minska elproduktion samt att det inbringar tillräckliga intäkter från elmarknaden för att anläggningarna ska kunna utnyttja sin flexibilitet och bidra med stödtjänster, mothandel/omdirigering eller hantering av lokala kapacitetsproblem.

Upprampningstiden varierar mellan olika anläggningar beroende på anläggningens storlek, ålder och bränsletyp. För en typisk kraftvärmeanläggning uppgår upprampningstiden till omkring 0,1–0,5 MW/min. Detta gör det utmanande för en kraftvärmeanläggning att delta på marknader med krav om en mycket snabb aktiveringstid (FFR, FCR-D) eller kombinerade krav om minsta budvolym och aktiveringstid som tillsammans ställer krav på en snabb upprampning. Ett exempel är aFRR, där det tidigare volymkravet om 5 MW innebar ett krav på upprampningen om 5 MW på tre minuter. Med det förändrade volymkravet till 1 MW minskar kravet på upprampningen till 1 MW på tre minuter, vilket möjliggör ett större deltagande.

### **9.4.4 Flexibel kapacitet**

En typisk kraftvärmeanläggning har en installerad eleffekt om 10–80 MW. Ur ett rent kapacitetsperspektiv har kraftvärmen därför inga större problem att delta på de befintliga marknaderna för stödtjänster eller hantering av överbelastning. De nuvarande kraven på minsta budstorlek om 5/10 MW för mFRR och de tidigare kraven om 5 MW för aFRR utgör dock för många anläggningar en stor andel av den installerade kapaciteten, vilket innebär

utmaningar för många anläggningar att delta på marknaderna. Kraven på minsta budstorlek kommer dock sänkas på mFRR under 2023 från 10 MW (5 MW i SE4) till 1 MW.

Utmaningen är i stor utsträckning kopplad till lönsamhet. För att delta på stödtjänstmarknaderna som kräver uppreglering måste kapaciteten reserveras (undanhållas från andra marknader), vilket gör att anläggningarna förlorar intäkter från spotmarknaden då de inte kan sälja full effekt till spot utan måste lägga sig på en lägre produktionskapacitet för att kunna öka vid aktivering. På samma sätt behöver kapacitet reserveras för att kunna bidra vid mothandel och lokala kapacitetsmarknader. Minskade krav på budvolym ökar frihetsgraden för kraftvärmearläggningarna, och gör det möjligt för fler anläggningar att delta på marknaderna.

#### **9.4.5 Uthållighet**

Kraftvärme är en planerbar och uthållig resurs och krav på uthållighet utgör i sig ingen begränsning för att delta på stödtjänstmarknaderna eller vid överbelastning. Utmaningar för kraftvärmerna rör snarare snabba lastförändringar vid upp- och nedreglering, som medför risker och sliter på pannan. Även om systemet klarar av upp- och nedregleringarna rent flexibilitetsmässigt är det inte önskvärt att låta lasten gunga för snabbt och kort. Både att köra upp- eller nedreglering under längre tid och med mindre volymstorlekar, som är enklare att justera, minskar belastningen på pannan.

#### **9.4.6 Reservgeneratorer**

De flesta kraftvärmearläggningar innehar reservgeneratorer, ofta i form av enklare dieselmotorer. Reservgeneratorerna är där för att kunna köra vidare anläggningen även om det skulle uppstå problem i driften av pannan. När det sker en störning i generatorm fortsätter det brinna i pannan och kritiska processer såsom pumpning av vatten och fläktning, som normalt förses av turbinens egenproducerade el, måste hållas i gång för att undvika att skada pannan. Reservgeneratorm är dimensionerad för att klara av dessa kritiska komponenter som är nödvändiga för att driva pannan och anläggningen. Reservgeneratorerna är typiskt i storleksordningen 0,5–5 MW. Reservgeneratorerna används väldigt sällan och utgör en extra resurs som skulle kunna användas till såväl stödtjänster som vid hantering av överbelastning.

Ett hinder som idag dock begränsar deltagandet på stödtjänstmarknaderna är att Svenska kraftnät kräver att anläggningens reservgenerator förkvalificeras och deltar som en separat enhet, eftersom teknikslagen skiljer sig, trots att de delar anslutningspunkt. Genom att göra det möjligt att slå samman kraftvärmekapacitet och reservkraft, skulle aktörerna lättare nå kraven om minsta budvolym. Detta skulle även göra det enklare att uppfylla kraven om snabb upprampning. Detta är en åtgärd som lyfts av ett energiföretag med argument för att det finns flera fördelar med att använda reservgeneratorerna tillsammans med huvudanläggningen. Dels går upprampningen betydligt

snabbare vilket gör det enklare att nå kraven om aktiveringstid, dels ökar den effekt man skulle kunna delta med på marknaden.<sup>169</sup>

En annan möjlighet för att öka kraftvärmens flexibilitet är att uppföra batterilager i anslutning till anläggningarna. Batterilager utgör snabba resurser och har därför potential att möjliggöra deltagande på flera marknader. Batterilager kan även eventuellt användas för att minska slitage och risker för anläggningarna, på samma sätt som gjorts för vissa vattenkraftsanläggningar i Sverige. Ett energibolag säger att de för närvarande tittar på batterilager, både stand-alone och i anslutning till anläggningarna. Den marknaden som i ett första skede är mest intressant kopplat till batterilagring är FCR-D upp.<sup>170</sup>

#### **9.4.7 Utrustning för marknadsdeltagande**

För att bidra med flexibilitet krävs det i regel installation av teknisk utrustning i form av mätare och IT-utveckling för att kunna hantera avrop och förfrågningar från Svenska kraftnät (stödtjänster och avhjälpan åtgärder) eller det lokala eller regionala elnätsbolaget (lokala flexibilitetsmarknader). Det kan handla om att exempelvis koppla upp sig mot marknadsplatsen och att hantera avrop eller optimeringsverktyg för att hantera balansen mellan deltagande med tjänster, krafthandel och värmeproduktion. Därutöver krävs projekttid för implementering, inläring och framtagande av nya drifrutiner samt personalresurser för driften. Kostnader och tidsåtgång för implementering av utrustning och nya processer för att bidra med flexibilitet varierar beroende på marknad och förutsättningarna för den specifika anläggningen. Att behöva utveckla och implementera IT-lösningar kan leda till att framför allt mindre bolag väljer att inte delta på marknader.

För att kunna delta på flera marknader ökar behovet av IT-utveckling och interna processer för prissättning och optimering. Detta tas upp av ett energibolag som menar att ett deltagande på fler marknader sannolikt skulle kräva en utökad personalstyrka och bättre IT-stöd med ytterligare optimering och stordataanalys<sup>171</sup>. Även på detta område finns det bättre förutsättningar för större aktörer som redan idag använder komplexa optimeringsverktyg, medan det kan vara mer utmanande för mindre bolag.

Deltagande på vissa av stödtjänstmarknaderna kräver också implementering av utrustning för automatisk styrning av anläggningen. För aFRR sker aktivering automatiskt genom styrsignal från Svenska kraftnät, medan FCR-N och även FCR-D aktiveras automatiskt utifrån nätfrekvensen. En utmaning med automatisk styrning är att upp- eller nedreglering sker automatiskt utan inblandning av kraftanläggningens driftoperatörer, vilket kan resultera i processkontrollproblem. Att göra snabba lastförändringar medför risker för förbränningsanläggningar, och är speciellt utmanande för anläggningar med fast bränsle. Lastförändringarna kan även få en oönskad påverkan på

---

<sup>169</sup> Intervju med energibolag 2022-12-06

<sup>170</sup> Intervju med energibolag 2022-12-12

<sup>171</sup> Intervju med energibolag 2022-12-12

värmeproduktionen. Automatisk styrning är framför allt en utmaning för aFRR, eftersom budvolymerna är större jämfört med FCR-N och FCR-D och deltagande kräver extra styrsignaler från Svenska kraftnät, vilket kräver extra investeringar i ny styrutrustning och högre säkerhetskrav då Svenska kraftnäts IT-system delvis måste kopplas samman med kraftvärmebolagets IT-system.

#### Exempel på åtgärder för deltagande på mFRR – Växjö Energi<sup>172</sup>

Växjö Energi deltar sedan 2020 på den kompletterande upphandlingen av störningsreserv och sedan 2022 på mFRR. Deltagande på marknaderna krävde installation av mätare, projekttid för implementering och IT-utveckling hos den balansansvariga för att ta emot elektroniska avrop från Svenska kraftnät. Totalt tog implementeringen cirka 18 månader.

Enligt Växjö Energi var den största utmaningen i implementeringen avropshanteringen gentemot Svenska kraftnät. För att möjliggöra elektroniska avrop var den balansansvariga tvungen att utveckla en ny webbsida för kommunikation med kraftvärmeanläggningen och Svenska kraftnät, vilket var tidskrävande och kostsamt. Utvecklingen av den nya IT-lösningen tog över ett år att genomföra, vilket drog ut på implementeringen, och kostnaden uppgick till mellan en halv och en miljon SEK, vilket medfört att den balansansvarige tar ut en större andel av vinsten från deltagandet på marknaden.

En annan utmaning var installationen av mätare, där det visade sig svårt att veta vilken mätare som krävs och vilka förändringar framtida regeländringar skulle kunna komma att innebära. Växjö Energi upplevde att man som kraftvärmebolag var tvungen att ta reda på alla specifikationer på egen hand, vilket var tidskrävande och för mindre företag skulle kunna kräva extern hjälp både i fråga om val av mätare och installation. Förutom kostnad i form av nedlagd tid för att välja och installera lämplig mätutrustning uppgick investeringen av mätare till cirka 80 000–100 000 SEK per mätare. Något som skulle kunna underlätta vid valet och installation av mätare och eventuella tillhörande IT-lösningar, är om det tydligt från Svenska kraftnät framgår vilken utrustning som är aktuell. För att underlätta deltagande föreslog Växjö Energi ett anslutningspaket i form av en plug & play-lösning från Svenska kraftnät, vilket föreslogs innehålla dels utskick av passande mätare samt möjlighet att abonnera på redan framtagna IT-lösningar som till exempel en webbsida.<sup>173</sup>

#### **9.4.8 Organisation**

Att som värmeverk inkludera krafthandel i verksamheten kan, enligt utförda intervjuer, vara en utmaning då värmeleveransen är i fokus. Det framgick även under intervjuerna att steget till att delta på balansmarknader ofta beror på hur stort kraftvärmebolaget är och dess erfarenheter av kraftaffärer och optimering av intra-dag och dagen före-handel sedan tidigare. Ett kraftvärmebolags deltagande på olika marknader påverkar även arbetsmiljön i

<sup>172</sup> Växjö Energi AB Intervju 2022-12-06

<sup>173</sup> Växjö Energi AB Intervju 2022-12-06

varierande utsträckning beroende på hur aktiv organisationen är på stödtjänstmarknader och krafthandeln i stort. Att planera inför och genomföra budgivning till Svenska kraftnät tar tid i anspråk, liksom att i kontrollrummet agera vid eventuell aktivering samtidigt som pågående processer måste skötas. Snabba upp- och nedregleringar kan även innebära ett ryckigare arbete i kontrollrummet.

Omfattningen av förändringar av interna processer och rutiner som behövs för att delta med stödtjänster varierar mellan anläggningar. Själva avropshanteringen kräver förändringar både hos kraftvärmeverket och i vissa fall hos balansansvarig. Bland annat kan rutiner behövas för när och hur budmöjligheterna ska utvärderas. För att delta på marknader krävs även hantering av bud/avrop vilket kan innebära behov av kompetensutveckling och nya rutiner. Kraven på processer och kunskap hos anställda kan även ses stå i relation till hur komplex optimeringen mellan stödtjänster (även stödtjänster emellan), krafthandel och värmeproduktionen är. Detta kan enligt respondenter resultera i extra bemanning dagtid och utveckling av IT-verktyg som erbjuder smartare optimeringslösningar.

Kostnaderna för inträde till marknaderna är högst individuellt och beror på vilken marknad som avses och dess tekniska kravbild, anläggningens befintliga skick och utrustning samt behov av organisatoriska förändringar. Ett energibolag uppgav att det projektmässigt handlat om ett par miljoner SEK för att anpassa verksamheten för deltagande på FCR-N och FCR-D, däribland inräknat IT-utveckling och omställningar i organisationen. För ett annat energibolag har det handlat om cirka en miljon kronor för de projektmässiga kostnaderna för att anpassa sig till stödtjänstmarknader, även där inräknat IT-jobb, omställningar i organisationen, samt nödvändiga investeringar i anläggning. En aktör uppgav att de inte behövde genomföra några teknikinvesteringar för att delta på stödtjänstmarknader, utan att kostnaderna omfattade omställning till nya rutiner, inläring av bud/avropshantering och för att driva projektet i sig.

#### **9.4.9 Ekonomiska förutsättningar**

När det gäller kraftvärmens beslut om deltagande på stödtjänstmarknader och att delta som mothandels- eller omdirigeringsresurs är en viktig aspekt att det måste finnas en långsiktighet vad det gäller lönsamhet. Flertalet kraftvärmebolag har idag tagit steget eller är i process att delta på mFRR och vissa även på FCR- och aFRR-marknaderna. En svårighet för aktörer som vill ta sig in på stödtjänstmarknaderna är att dels få del av historisk information om volymer och prisnivåer, dels att förstå hur intäktsmöjligheterna kommer att se ut på sikt med anledning av att den omfattande marknadsutveckling som pågår. Kraftvärmens är i behov av långsiktiga spelregler och tillförlitliga planer på när marknadsförändringar kommer att ske för att kunna ta ställning till om det finns ett "business case". Det krävs investeringar i olika stor omfattning för att möjliggöra deltagande och för att "våga" ta beslut om nyinvestering

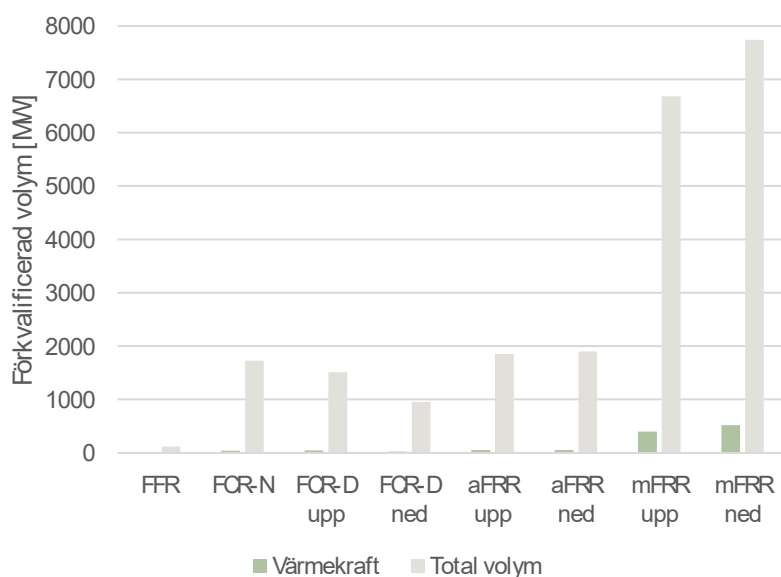
hade mer tillförlitliga prognoser och projektplaner och mer transparent marknadsinformation underlättat.

Flera av kraftvärmeföretagen nämner att en mer långsiktig ersättning för tillgänglighet och en tydligare prognos på Svenska kraftnäts behov av planerbar kapacitet hade underlättat för beslut om nyinvesteringar och upprustning av anläggningar som idag används mer sällan. Anläggningar som används mer sällan riskerar att läggas i malpåse och avvecklas om företagen inte ser någon långsiktig möjlighet till intäkt. När det gäller nyinvesteringar i form av exempelvis kyltorn för kylkapacitet för att möjliggöra ökad flexibilitet och effektbidrag under sommartid krävs ökad säkerhet i att den investeringen som tas är lönsam på längre sikt. Enligt intervjuer ger mFRR marknaden som den ser ut idag inte den säkerhet som behövs för nyinvesteringar. Även om kraftvärme kan delta i kompletterande störningsreservupphandling och extra upphandling av mothandelsresurser ger det inte någon långsiktig säkerhet. Svenska kraftnäts mer långsiktiga behov är i nuläget oklart och många delar är under utveckling med få svar på hur upphandlingar/marknader kommer se ut i framtiden. Enligt ett av kraftvärmeföretagen som intervjuats krävs minst 3–5 års långsiktighet. En annan aktör menar att kraftvärmens behöver se långsiktigt säkrade intäktströmmar på minst 10 år om man ska främja investeringar och nybyggnation.

Kraftvärmens deltar idag på marknaderna för FCR-N, FCR-D, aFRR och mFRR. Värme kraft, som även inkluderar kondenskraft, utgör omkring 30 procent av förkvalificerade volymerna mFRR i elområde SE3 och SE4, och 100 procent av reglerresurserna för aFRR i elområde SE4.

Figur 49 visar den förkvalificerade volymen värmekraft på stödtjänstmarknaderna. Reglerresurserna utgörs huvudsakligen av vattenkraft, och sett till hela landet utgör värmekraft endast en liten andel av den totala volymen reglerresurser. Den förkvalificerade volymen värmekraft på FCR-N, FCR-D och aFRR uppgår till 20–50 MW. Den maximala budvolymen värmekraft på mFRR uppgick 2021 till 400 MW (upp) respektive 520 MW (ned).

Figur 49. Förkvalificerad volym, värmekraft och total volym, för Svk:s stödtjänstmarknader per 18 november 2022. mFRR avser maximala budvolym som inkommit per kraftslag för 2021.



Källa: Svk

Kraftvärmen utgörs av en mängd olika typer av anläggningar och möjligheterna till att delta varierar i stor utsträckning beroende på anläggningens storlek, ålder och bränsletyp samt utformningen av anläggningen och fjärrvärmesystemet i sin helhet. I Tabell 13 visas en sammanfattning av möjligheterna för kraftvärmen att delta på marknaderna idag. Baserat på intervjuer med kraftvärmeföretag, befintlig litteratur och Sweco:s interna expertis bedöms möjligheterna idag som relativt goda för kraftvärmen att delta på FCR-N och mFRR, medan tekniska krav gör det utmanande att delta på FCR-D, aFRR och FFR.

Tabell 13. Sammanfattning av kraftvärmens möjligheter att delta på stödtjänstmarknaderna idag

	Möjlighet att delta	Huvudsakliga hinder
<b>FCR-N</b>	Medel	Behov av automatisk styrning utifrån frekvensförändring, ekonomisk lönsamhet
<b>FCR-D</b>	Låg	Krav på aktiveringstid, behov av automatisk styrning utifrån frekvensförändring
<b>mFRR</b>	Medel	Minsta budvolym, krav på aktiveringstid, ekonomisk lönsamhet
<b>aFRR</b>	Låg	Krav på aktiveringstid, behov av fjärrstyrning
<b>FFR</b>	Mycket låg	Krav på snabb aktiveringstid

För FCR-D, aFRR och FFR begränsas möjligheterna att delta huvudsakligen av tekniska krav, i synnerlighet kravet på aktiveringstid som sätter krav för kraftvärme om hastighet på upprampning från 0 till full effekt. Kraven om kort aktiveringstid är särskilt höga för FFR. De resurser som deltar utgörs idag uteslutande av batterier och flexibel förbrukning, och det är osannolikt att



kraftvärme kan komma att bidra i framtiden. För FCR-D och aFRR utgör de tekniska kraven inte en lika hård begränsning, men krav på en relativt snabb aktivering gör det utmanande för de flesta kraftvärmeanläggningarna att bidra med större effekter. För aFRR sänktes kravet om minsta budvolym 2023 från 5 till 1 MW, vilket kan möjliggöra ett större deltagande genom att minska kravet på upprampning.

En annan utmaning för deltagande på **aFRR** är att deltagandet kräver fjärrstyrning av anläggningen. Detta innebär att lastförändringar sker utan driftoperatörernas inverkan och bedömning via aktiveringssignal från Svenska kraftnät, vilket kan medföra risker och utmaningar för förbränningsanläggningar. På samma sätt kan fjärrstyrning innebära en utmaning för deltagande på FCR-N och FCR-D, där lastförändringar behöver ske kontinuerligt utifrån frekvensförändringar i kraftsystemet. Förutsättningarna för fjärrstyrning är dock bättre för deltagande på FCR jämfört med aFRR eftersom aktiveringen styrs av frekvensen vilket anläggningarna redan idag är utrustade för, medan deltagande på aFRR kräver extra styr signaler från Svenska kraftnät det vill säga extra investering i korrekt styrutrustning.

För moderna anläggningar innebär krav om aktiveringstid generellt sett ingen begränsning för deltagande på **mFRR**, och flertalet anläggningar deltar på marknaden idag. Kraven kan dock innebära utmaningar för äldre anläggningar som i regel har det svårt att klara kraven om full aktivering på 15 minuter<sup>174</sup>. I en förstudie som ett energibolag genomförde för sina avfallspannor med äldre turbiner kom man fram till att det är svårt att garantera aktivering inom 15-minuter. Anledningen är att aktiveringen kräver manuella beslut vilket gör att 15 minuter är ont om tid. För att anläggningarna ska kunna delta på mFRR krävs investeringar i automatisk turbinstyrning och ändrade driftsrutiner.

En annan faktor som påverkar deltagandet på mFRR är kravet på minsta budstorlek. En typisk kraftvärmeanläggning har en installerad elproduktionskapacitet om 10–80 MW, vilket gör att en minsta budstorlek om 5/10 MW utgör en stor andel av produktionskapaciteten. I nuläget är mFRR marknaden endast en frivillig energiaktiveringsmarknad och en del av den nordiska reglerkraftmarknaden.

För **FCR-N** bedöms de tekniska möjligheterna för kraftvärmen att delta som relativt goda. Även om FCR-N kräver en relativt snabb och automatisk aktivering underlättas deltagandet av lägre krav på minsta budstorlek vilket får till följd lägre krav på upprampningshastighet (MW/min) för att uppnå full aktiverad effekt i kraftvärmeanläggningarna vid budgivning i steg om 0,1 MW. Möjlighet till lägre budvolym innebär också att automatisk aktivering inte utgör ett lika stort problem, eftersom påverkan på

---

<sup>174</sup> Intervju med energibolag 2022-12-08

kraftvärmeproduktionen blir begränsad då aktiverade energivolymer blir lägre.

Bedömningen delas av Värmeforsk-rapporten *Undersökning av möjligheter för svenska kraftvärmeverk att leverera primär frekvensreglering, FCR-N*<sup>175</sup>. I rapporten analyseras förutsättningarna för deltagande på FCR-N för fem anläggningar, varav samtliga studerade anläggningar tekniskt sett bedöms kunna uppfylla kraven för att delta. Samtidigt är det idag få anläggningar som deltar på marknaden. Detta beror dels på ekonomiska faktorer men har även historiska och organisatoriska anledningar, där huvudsyftet för kraftvärmen varit att producera värme medan behovet av FCR-N historiskt sett till 100 procent tillgodosetts av vattenkraften. Utmaningarna för kraftvärmen att delta på FCR-N ökar också om kraftvärmen ska delta med större effekter. Detta innebär en begränsning för vilka budvolymer kraftvärmen kan delta med, vilket måste väga upp för de kostnader och ansträngningar deltagandet medför.

Utöver den tekniska förmågan beror deltagandet på värmeunderlaget (och anläggningarna och värmesystemets flexibilitet i form av värmebuffert eller bortkylning till luft eller vattendrag) och att det finns utrustning och en organisation för att arbeta med marknaderna. Båda dessa frågor hänger dels ihop med ekonomisk lönsamhet, där intäkter från stödtjänstmarknader måste täcka kostnader för slitage, värmebuffert samt verktyg och personalresurser för prissättning, reglerstrategi och budgivning, dels med företagens kultur, där verksamheterna i stor utsträckning är utformade för att tillgodose ett värmebehov och intäkterna från elproduktionen mer ses som en bonus.

#### **9.4.10 Kommande regelförändringar**

Stödtjänstmarknaderna är för närvarande under utveckling med flera större förändringar planerade att införas under de kommande åren, vilket påverkar kraftvärmens möjligheter att delta på marknaderna. Tabell 14 visar en sammanställning av viktiga regelförändringar under de kommande åren och effekter på stödtjänstmarknaderna och kraftvärmens möjligheter att delta. Förändringarna med störst påverkan för kraftvärme är införandet av en marknad för mFRR kapacitet och en förändrad nordisk marknad mFRR energi eftersom det är där kraftvärmen framför allt deltar idag.

---

<sup>175</sup> Eng, M., Johansson, B & Dahlström, P., *Undersökning av möjligheter för svenska kraftvärmeverk att leverera primär frekvensreglering, FCR-N*, 2014

Tabell 14. Sammanställning av kommande regelförändringar och dess effekter på stödtjänstmarknaderna och kraftvärmens möjligheter att delta

Regelförändring	Införande	Effekter på marknaden	Effekter för kraftvärme
<b>Nordisk marknad aFRR kapacitet</b>	2022	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uppköp aFRR effekt per elområde</li> <li>• Prissättning per elområde</li> <li>• Svk:s volymbehov per elområde</li> </ul>	Ett definierat volymbehov och uppköp per elområde speciellt för elområde 3 och 4 där aFRR deltagandet idag är mycket lågt ökar möjligheterna för kraftvärmens att konkurrera på marknaden
<b>Nya tekniska krav FCR</b>	2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minskad möjlighet för befintlig vattenkraft att delta</li> </ul>	Ökat behov av reglerresurser för att ersätta bortfallet av vattenkraft
<b>Nationell marknad mFRR kapacitet</b>	2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ersättning för tillgänglig effekt</li> </ul>	Kapacitetsersättning förbättrar förutsättningarna för kraftvärmens eftersom det utgår en separat ersättning för tillgänglighet
<b>Förändrad nordisk marknad mFRR energi (mFRR EAM)</b>	2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sänkning av minsta budstorlek till 1 MW</li> <li>• Uthållighetskrav om 15 min (i stället för dagens 1 h)</li> <li>• Sänkt krav på aktiveringstid till 12,5 min</li> </ul>	Lägre krav på budstorlek ger förutsättningar för fler anläggningar att delta. Samtidigt kan krav på kortare aktiveringstid och övergång till en 15 min marknad i stället för dagens 1h marknad försvåra för kraftvärmens deltagande.
<b>Nordisk marknad mFRR kapacitet</b>	2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uppköp av mFRR effekt per elområde</li> <li>• Prissättning per elområde</li> <li>• Svk:s volymbehov per elområde</li> </ul>	Ett definierat volymbehov och uppköp per elområde ökar möjligheterna för kraftvärmens att konkurrera på marknaden
<b>Leverantör av stödtjänster-ny roll införs</b>	2024	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ej behov av att gå via balansansvarig part för att leverera stödtjänster till Svenska kraftnät (gäller FCR och FRR)</li> </ul>	Minskar behovet av samordning och koordinering med den balansansvariga.
<b>Marginalprissättning FCR</b>	2024	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ökad konkurrens</li> </ul>	Lättare att prissätta sina resurser då alla avrop på marknaden ges samma betalning, mindre behov av prissättningsstrategi
<b>Europeisk marknad mFRR energi</b>	2024	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ökad konkurrens</li> </ul>	Ökad konkurrens
<b>Europeisk marknad aFRR energi</b>	2024	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ökad konkurrens</li> <li>• Aktivering utifrån obalanser per elområde</li> <li>• Separat prissättning av aFRR energi utifrån avrop enligt budkurva</li> </ul>	Ökad konkurrens. Separata marknader och prissättning av effekt och energi.

För mFRR är idag budstorlekskravet för deltagande 10 MW i alla elområden förutom elområde 4 där budstorlekskravet är sänkt till 5 MW. När den förändrade nordiska marknaden för mFRR energi (mFRR EAM)

implementeras kommer budvolymkravet sänkas till 1 MW för alla områden vilket kan ses som en fördel för kraftvärmens möjlighet att delta eftersom reglerstegen för kraftvärmepannan blir mindre utmanande.

Två andra krav som kommer att förändras i och med implementeringen av mFRR EAM är kravet på tid för upprampning till full effekt som sänks från 15 minuter till 12,5 minuter och uthållighetskravet som sänkt från 1 timme till 15 minuter då marknaden övergår till att vara en kvartsmarknad. Att aktiveringstid sänks kan försvåra ytterligare för kraftvärmens möjlighet att delta då krav om 15 minuters full aktiveringstid redan idag är en utmaning för vissa kraftvärmeverk. Enligt ett energibolag, som idag deltar på mFRR, innebär en övergång till 12,5-minuters aktiveringstid för mFRR att aktiveringstiden minskar med 17 procent, vilket i princip skulle innebära att den möjliga budstorleken som bolaget kan buda in minskar med samma antal procent. (Om de idag kan buda in 5 MW så kan det vid en sänkt av aktiveringstid endast buda in 4,15 MW)

När det gäller det sänkta krav på uthållighet och övergången till kvartsmarknad så innebär även det delvis en negativ förändring för kraftvärme då kraftvärmeverk helst ser att drifttiden vid aktivering varar under en längre period, minst 1 timme. Många starter och stopp alternativt reglering upp och ned, sliter mer på verket och kräver mer optimering mellan el, värme och balansering. Under intervjun med samma energibolag lyftes det att när mFRR blir en kvartsmarknad kanske det inte längre är intressant med deltagande eftersom aktiverad tid under timmen kan bli väldigt kort och i värsta fall innebära flera starter och stopp beroende på vilka kvartar resursen bli aktiverad för. Dock kan sänkningen av minsta budstorlek till 1 MW delvis minska och i vissa fall helt ta bort de negativa effekter som kortare aktiveringstid och kvartsmarknad har på kraftvärmen eftersom regleringsstegen på pannan kan ske i mindre steg och därigenom minska slitage.

En annan regelförändring som kan få en stor påverkan på kraftvärmens deltagande på FCR och FRR är införandet av rollen ”leverantör av stödtjänster” (BSP-rollen), som tar bort kravet på samordning, koordinering och avtal med det balansansvariga företaget för att möjliggöra deltagande. Idag måste man antingen vara ett balansansvarigt företag alternativt upprätta ett avtal med sitt balansansvariga företag för att delta på FCR och FRR marknaderna. Om man idag behöver upprätta ett avtal med sitt balansansvariga företag för deltagande så innebär det även att intäkten från stödtjänstmarknaderna behöver delas med det balansansvariga företaget då de enligt uppgift tar en procent av vinsten på mellan 5–20 procent.

Utöver regeländringar påverkas möjligheterna för kraftvärmen även av andra marknadsförutsättningar, så som nya leverantörer på marknaderna. För närvarande sker det en stor utbyggnad av batterilager i Sverige, som i stor utsträckning bygger sin affär på intäkter från stödtjänstmarknaderna (i

synnerlighet FCR-D och FFR). En utbyggnad av batterilager som bidrar med stödtjänster minskar intäktsmöjligheterna för kraftvärmen att delta på samma marknader då kraftvärmens konkurrenskraft gentemot batterier är sämre och batterier kan buda in till en lägre rörlig kostnad.

### **9.5 Hantering av överbelastning i transmissionsnätet**

När det gäller att hantera överbelastning i transmissionsnätet används i första hand mFRR bud som finns tillgängliga för balansering. När dessa resurser inte räcker till använder sig Svenska kraftnät av den så kallade störningsreserven. Störningsreserven hör till de avhjälpande åtgärderna som Svenska kraftnät har möjlighet att använda, för att fullt ut uppfylla den kontinuerliga balanseringen av kraftsystemet, vid störningar i elnätet och för att hantera överbelastning i transmissionsnätet. Detta kan göras genom att utföra mothandel och omdirigering.

Detta kapitel fokuserar på att beskriva hur mothandel och omdirigering genomförs och vilken roll störningsreserven har för att hantera balansering och överbelastning i transmissionsnätet och vilken potential kraftvärmen har att delta som störningsreserv. Avsnittet tar även upp effektreserven även om effektreserven i sin nuvarande utformning ej möjliggör för deltagande från kraftvärme. Svenska kraftnät har dock ett pågående regeringsuppdrag där de bland annat ska se över om det behövs någon typ av kapacitetsmekanism efter effektreservs utgång och är således värd att omnämna när man diskuterar kraftvärmens möjlighet till att bidra.

#### **9.5.1 Mothandel och omdirigering**

Vid överbelastning av transmissionsnätet genomförs så kallad mothandel eller omdirigering. Skillnaden mellan mothandel och omdirigering är att mothandel definieras som en *åtgärd för att avlasta transmissionsnätet som förbinder elområden med varandra* och omdirigering definieras som en *åtgärd för att avlasta överbelastning som kan uppstå i transmissionsnätet inom ett elområde*. Det som görs i praktiken för att avlasta elnätet exempelvis vid en överlast på en ledning mellan två elområden (så kallad mothandel) är att genomföra en produktionsökning söder om den överbelastade ledningen och motsvarande produktionsminskning norr om den överbelastade ledningen, förutsatt att flödet av el går från norr till söder. När det gäller att hantera överbelastning i transmissionsnätet används i första hand de mFRR-bud som finns tillgängliga för balansering. När dessa resurser inte räcker till använder sig Svenska kraftnät av störningsreserven.

Störningsreserven delas här in i tre delar, ordinarie störningsreserv, kompletterande upphandling störningsreserv och upphandling av extra mothandelsresurser. De olika typerna beskrivs övergripande i Tabell 15.

Tabell 15. De olika typerna av störningsreserv som används för att stärka effektbalansen under ansträngda situationer, vid störningar till följd av bortfall av elproduktion samt vid överbelastning i transmissionsnätet

	<b>Ordinarie Störningsreserv</b>	<b>Kompletterande upphandling störningsreserv</b>	<b>Upphandling av extra mothandelsresurser</b>
<b>När används reserven?</b>	Vid störningar till följd av bortfall av elproduktion eller vid överlast på transmissionsnätets ledningar. Om mFRR bud ej räcker till för att åtgärda störningen aktiverar Svenska kraftnät störningsreserven och får systemet i balans	Vid störningar till följd av bortfall av elproduktion eller vid överlast på transmissionsnätets ledningar alternativt för att i ansträngda situationer höja överföringskapaciteten från norr till söder. Om mFRR bud ej räcker till för att åtgärda störningen aktiverar Svenska kraftnät störningsreserven och får systemet i balans	Vid störningar till följd av bortfall av elproduktion eller vid överlast på transmissionsnätets ledningar alternativt för att i ansträngda situationer höja överföringskapaciteten från norr till söder. Om mFRR bud ej räcker till för att åtgärda störningen aktiverar Svenska kraftnät störningsreserven och får systemet i balans
<b>Kontraktslängd</b>	Långtidskontrakt med varierande längd. Längsta kontrakten utgår 24/25	Upp till 1 år – upphandling utifrån behov	< 1år – upphandling utifrån behov
<b>Upphandling i konkurrens?</b>	N/A	Ja, men endast för resurser i elområde 3 och elområde 4	Nej, bilaterala avtal utifrån geografisk placering
<b>Typ av resurs som deltar idag</b>	Kontrakterade gasturbiner	Flexibel förbrukning, vattenkraft, kraftvärme, gasturbiner	Kraftvärme
<b>Krav på aktiveringstid</b>	15 min	15 min	N/A
<b>Svenska kraftnäts volymbehov</b>	1350 MW	Upphandlad volym 22/23 303,5 MW	Heleneholmsverket 80 MW Ryaverket 250 MW Tekniska verken Linköping 60 MW

**Ordinarie störningsreserv** omfattas till stor del av långtidskontrakt där de längsta kontrakten upphör vid årsskiftet 2023/2024. De resurser som innehar de längre kontrakten, över ett år, är idag gasturbiner. Ett viktigt krav för att kunna delta i störningsreserven är att resurserna ska gå att aktivera på 15 minuter.

Utöver långtidskontrakten genomför Svenska kraftnät även **kompletterade upphandlingar av störningsreserv för SE3 och SE4** och **upphandling av extra mothandelsresurser** vid behov. Längden på de kompletterande och extra upphandlingarna för SE3 och SE4 sträcker sig från månader upp till ett år beroende på behovet. De kompletterande och extra upphandlingarna genomförs när Svenska kraftnät bedömer ett ökat behov av resurser söder om snitt 2 (SE3 och SE4). Det görs på grund av en prognostiserad ansträngd effektsituation som begränsar förmågan att överföra el från norr till söder i händelse av störning samt att mFRR-buden inte kommer att räcka till för att balansera kraftsystemet.

De resurser som ingår i störningsreserven är anskaffade på förhand och uppbundna i kortare och längre avtal. Målet för Svenska kraftnät är dock att så långt som möjligt genomföra marknadsbaserade anskaffningar av reglerresurser. Störningsreservens uppbyggnad är därför under utveckling. Anskaffning sker idag med olika grad av konkurrens, vid anskaffning med konkurrens är den geografiska placeringen mindre viktig. Ett exempel på anskaffning i konkurrens är de ordinarie störningsreservsavtalen och den kompletterande upphandlingen av störningsreserv för elområde 3 och 4. Ibland är dock den geografiska placeringen viktig och upphandlingen blir således mindre konkurrensutsatt. Ett exempel där geografisk placering haft stor betydelse är vinterns (22/23) extra upphandling av mothandelsresurser där Heleneholmsverket, Ryaverket och Tekniska verken Linköping har upphandlats.

När mFRR bud eller störningsreserven används för mothandel eller omdirigering utgår ersättning enligt budpris. De resurser som upphandlas i störningsreserven får även en tillgänglighetsersättning för avtalsperioden enligt de bilaterala avtal som sluts mellan resursägare och Svenska kraftnät. Ersättningen för deltagande i ordinarie störningsreserv och kompletterande upphandling störningsreserv är i enlighet med det anbud som leverantören lämnar in och som antas av Svenska kraftnät. För upphandling av extra mothandelsresurser förhandlas ett pris mellan kraftproducent och Svenska kraftnät.

## **9.6 Kraftvärmens möjligheter att bidra till att hantera överbelastning i transmissionsnätet idag**

Tabell 16 visar en sammanfattning av möjligheterna för kraftvärmens att bidra till hantering av överbelastning i transmissionsnätet inom det nuvarande regelverket för störningsreserv och effektreserv. Kraftvärmens ingår idag inte i vare sig effektreserven eller ordinarie störningsreserv och det är i nuläget inte aktuellt med ytterligare upphandling eftersom åtgärderna i sin nuvarande form ska fasas ut. Flera kraftvärmeanläggningar deltar dock i såväl kompletterande upphandlingar av störningsreserv som i upphandling av extra mothandelsresurser. Upphandling av extra mothandelsresurser kan ses som en mer kortsiktig lösning och möjligheterna för kraftvärmens att delta styrs i stor utsträckning av den geografiska placeringen och effektstorlek.

Tabell 16. Sammanfattning av kraftvärmens möjligheter att idag bidra med avhjälpande åtgärder för att hantera överbelastning i transmissionsnätet.

	Möjlighet att delta	Huvudsakliga hinder
<b>Effektreserv</b>	Nej	I nuläget ej aktuellt med ytterligare upphandling. Pågående regeringsuppdrag kan skapa möjlighet för kraftvärme att långsiktigt delta.
<b>Ordinarie störningsreserv</b>	Nej	I nuläget ej aktuellt med ytterligare upphandling eftersom störningsreserven i sin nuvarande form ska fasas ut. Möjlighet till framtida deltagande beror på Svenska kraftnäts långsiktiga behov av störningsreserver när långtidskontrakten löper ut.
<b>Kompletterande upphandling störningsreserv</b>	Medel	Minsta budvolym, krav på aktiveringstid, ekonomisk lönsamhet
<b>Upphandling av extra mothandelsresurser</b>	Medel	Krav på aktiveringstid, geografisk placering. Ej långsiktig lösning utan endast kortsiktiga avtal utifrån Svenska kraftnäts behov.

Ur ett tekniskt perspektiv har kraftvärmens generellt sett goda förutsättningar att kunna bidra vid hantering av överbelastning i transmissionsnätet. Vid mothandel och omdirigering finns det större förutsättningar för en längre framförhållning, vilket minskar de tekniska kraven på aktivering och upprampning. Förutsättningarna för kraftvärmens beror dock på hur tjänsten upphandlas. För mothandel och omdirigering används idag i första hand tillgängliga mFRR-bud, och i andra hand kompletterande upphandling störningsreserv vilka innebär i stort sett samma krav som för deltagande på mFRR. Detta gör att det liksom för mFRR kan vara utmanande för flera, i synnerlighet äldre och mindre anläggningar, att delta på grund av krav på aktiveringstid och minsta budvolym.

Utöver de tekniska förutsättningarna påverkas deltagandet av de ekonomiska förutsättningarna. Deltagande i kompletterande upphandling störningsreserv och upphandling av extra mothandelsresurser ger ersättning för tillgänglighet, vilket generellt sett är positivt för kraftvärmeanläggningarna eftersom det ger mer förutsägbara intäktströmmar och premierar planerbarhet. För att kunna bidra med uppreglering krävs dock marginaler i kraftvärmeproduktionen. Detta innebär att intäkterna för tillgänglig kapacitet måste väga upp för minskade intäkter på spotmarknaden, vilket idag delvis begränsar deltagandet. Kopplat till detta lyfter flera av de intervjuade aktörerna behovet av tillgänglighetsavtal där den planerbara produktionen premieras, och inte bara flexibilitet (möjlighet till uppreglering). En annan möjlighet som skulle öka förutsättningarna för att delta är minskade krav på budvolym, vilket skulle öka frihetsgraden för kraftvärmeanläggningarna.

En annan begränsning för kraftvärmens att delta rör långsiktighet. I nuläget är det inte möjligt för kraftvärmens att delta i effektreserven eller ordinarie



störningsreserv då dessa avtal är fasta och kommer upphöra 2025. Volymerna för upphandling av kompletterande störningsreserv bestäms för ett år i taget och upphandlingen av extra mothandelsresurser sker sporadiskt vid behov (oftast vid förväntad ansträngd effektbalans i södra Sverige).

Kraftvärmen behöver långsiktiga spelregler för investeringar och för driften av anläggningarna. För att utnyttja den flexibilitet som finns att tillgå krävs i bästa fall endast förändringar i organisationen och, i värsta fall även investeringar i ny utrustning. Att kompletterande störningsreserv endast är årliga avtal och extra mothandelsresurser endast handlas upp vid behov ger inga långsiktiga spelregler för kraftvärmen vilket försvårar långsiktiga beslut om att utveckla organisationen och anläggningarna i den mån det är nödvändigt.

Det arbete som nu pågår hos Svenska kraftnät med utfasning av ordinarie störningsreserv, införandet av flexibilitetslista och regeringsuppdraget kring en effektreserv för att uppfylla tillförlitlighetsnormen efter att nuvarande effektreservslag upphör kan bidra till att skapa de långsiktiga förutsättningar som krävs för kraftvärmen. Men eftersom det i nuläget inte finns några detaljer kring dels Svenska kraftnäts långsiktiga behov efter utfasningen av ordinarie störningsreserv dels vad eller om det behövs en kapacitetsmekanism efter effektreserven är det i nuläget svårt att ta ställning till om den utveckling som pågår kan gynna kraftvärmen och ge de incitament som krävs för långsiktiga investeringar.

## **9.7 Kommande regelförändringar**

Just nu pågår arbete hos Svenska kraftnät med att se över både framtiden för effektreserven och hur en framtida störningsreserv ska se ut och upphandlas. Nedan beskrivs de pågående arbeten som kan få en påverkan på kraftvärmens framtida affärsmöjligheter.

### **9.7.1 Kapacitetsmekanismer för att ersätta effektreserven och säkerställa resurstillräcklighet efter 2025**

15 december 2022 fick Svenska kraftnät tillsammans med Energimyndigheten ett nytt regeringsuppdrag ”Uppdrag att stärka försörjningstryggheten i energisektorn” 2022/02319. En del av regeringsuppdraget för Svenska kraftnät är att föreslå utformning av kapacitetsmekanismer med förutsättning att ersätta **effektreserven** och säkerställa effektillräcklighet efter den 16 mars 2025. Svenska kraftnät ska även i denna del genomföra förberedande åtgärder för att utvidga befintlig effektreserv eller förbereda motsvarande avtal med elproducenter för att upphandla upp till 2000 MW i enlighet med nuvarande lag om effektreserv (2003:436). Deluppdraget om kapacitetsmekanismer ska redovisas för Infrastrukturdepartementet den 31 mars 2023.

Beroende på resultatet från regeringsuppdraget kan både förslag på framtida kapacitetsmekanismer och utvidgning av befintlig effektreserv vara något för kraftvärmen att delta på.

### **9.7.2 mFRR kapacitetsmarknad**

Som en del i utfasningen av **ordinarie störningsreserv** och för att kunna ersätta **kompletterande upphandling av störningsreserv** pågår ett arbete med att implementera en kapacitetsmarknad för mFRR. Kapacitetsmarknaden ska säkerställa att det finns tillräcklig effekt per elområde för att lösa situationer med bortfall av elproduktion, överlast på transmissionsnätet och för att i ansträngda situationer säkerställa tillräcklig möjlighet till överföring av el från norr till söder. Planerat idrifttagande av en kapacitetsmarknad för mFRR är i andra kvartal 2023.

Kapacitetsmarknaden för mFRR kommer innebära att Svenska kraftnät dagligen, dagen före driftdygnet, per elområde och per timme upphandlar en på förhand specificerad volym mFRR effekt för att i nästa steg säkerställa tillräckligt mFRR volym för energiaktivering vid behov under drifttimmen. De tekniska kraven för att kunna delta på en kapacitetsmarknad för mFRR kommer att vara sådant att det vid avrop på kapacitetsmarknaden ska vara möjligt att lägga in motsvarande volym som energiaktiveringsbud mFRR, det vill säga att resurserna måste uppfylla de nya kraven för mFRR (se avsnitt 9.4.10 för mer info om regelförändringar kopplat till mFRR). De mFRR resurser som blir avropade på kapacitetsmarknaden kommer få ersättning för avropad effekt enligt marginalpris och förbinder sig att lägga in motsvarande effekt som bud på kommande dags mFRR energiaktiveringsmarknad. Vid avrop på energiaktiveringsmarknaden kommer ersättning utgå för aktiverad energi även där enligt marginalpris.

Att det introduceras en ersättning för tillgänglig mFRR effekt är en positiv förändring för kraftvärmes vilja att bidra då intäktsströmmen blir mer förutsägbar jämfört med idag då det krävs en energiaktivering för att få ersättning.

### **9.7.3 Flexibilitetslista**

För kraftvärme kan de kommande tekniska kraven för mFRR i vissa fall vara svåra att leva upp till men även oönskade eftersom mFRR marknaden går från en timmes marknad till en kvartsmarknad med potentiellt ökat antal upp och nedregleringar inom timmen. Att anpassa regelverk för mFRR för att bättre passa kraftvärme är inte möjligt eftersom kraven är utformade dels för att harmonisera nordiskt, dels för att leva upp till de europeiska regelverk som sätter ramarna för den framtida balansering av kraftsystemet. Det finns i nuläget även oklarheter huruvida det i framtiden kommer att vara möjligt i enlighet med det europeiska regelverket att använda mFRR-resurser för mothandel och omdirigering.

Svenska kraftnät har ett pågående arbete där man tittar på hur man ska kunna få med sig de resurser som inte fullt ut kan uppfylla de kommande mFRR kraven men ändå både nu och framöver kan behövas för att genomföra mothandel och omdirigering när mFRR resurserna på energiaktiveringsmarknaden inte fullt ut räcker till. Enligt åtgärdsförslag 5 i

Svenska kraftnäts rapport ”Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett system under förändring” som lämnades till regeringen i oktober 2021 har Svenska kraftnät initierat ett arbete för att analysera alternativa modeller för hantering av omdirigering och motköp och avser att ta fram en lista på flexibla resurser som kan användas när behov av omdirigering och motköp uppstår. Enligt rapporten ska ett detaljerat förslag på utformning utarbetas under hösten 2022. I nuläget finns ingen information om utformning av en flexibilitetslista och det är därför svårt att bedöma kraftvärmens möjlighet att delta på en sådan. Utifrån den information som i nuläget finns tillgänglig är bedömningen att det kan vara en möjlig affärsmodell för kraftvärme.

## **9.8 Lokala flexibilitetsmarknader och bilaterala avtal för att hantera lokala kapacitetsproblem**

Överbelastning i elnätet kan även ta sig uttryck i form av lokala kapacitetsproblem, eller flaskhalsar, inom lokal- och regionnät eller gentemot överliggande nät. Under de senaste åren har det varit flera uppmärksammade fall med lokala kapacitetsproblem i Sverige, där nya anslutningar till elnätet förhindrats på grund av att region- och lokalnätbolagen inte haft möjlighet att utöka sina abonnemang mot överliggande nät.

Ett sätt att hantera lokala kapacitetsproblem är lokala flexibilitetsmarknader, där aktörer kan sälja ökad produktion eller minskad elanvändning på en öppen marknad. Ett annat sätt är bilaterala avtal, där till exempel en kraftvärmeaktör garanterar flexibilitet eller elproduktion under en viss tidsperiod. Ett kopplat begrepp är även nätnytta, som innebär att en elproducent får en ersättning av nätbolaget för de minskade kostnader elproduktionen medför för nätbolaget. Nätnytta kommer att behandlas mer i slutleveransen den 15 december.

### **9.8.1 Lokala flexibilitetsmarknader**

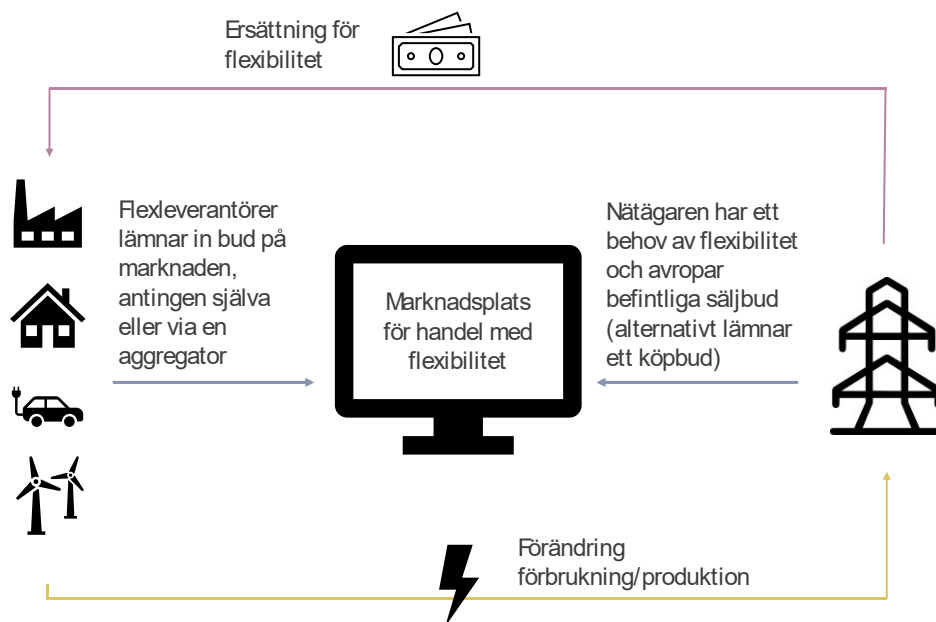
På en lokal flexibilitetsmarknad kan aktörer som ligger inom ett visst geografiskt område sälja sin flexibilitet till elnätsägaren för att exempelvis hantera kapacitetsproblem inom nätet eller mot överliggande nät. Aktörerna som säljer sin flexibilitet (flexibilitetsleverantörerna) kan exempelvis vara större elanvändare som kan minska sin elanvändning, elproducenter som kan öka sin produktion eller aggregatorer som samlar ihop mindre laster som elbilsladdning eller värmepumpar. På de flesta lokala flexibilitetsmarknader hanteras så kallad uppreglering, vilket innebär att en elanvändare minskar sin elanvändning eller att en producent ökar sin produktion.<sup>176</sup>

I praktiken fungerar en lokal flexibilitetsmarknad genom att flexibilitetsleverantörer erbjuder sin flexibilitet på en marknad. Detta görs genom att lämna ett säljbud som visar vilken volym (effekt) som är tillgänglig och till vilket pris flexibilitetsleverantören är villig att sälja sin flexibilitet för ett givet tidsintervall. På marknaden kan elnätbolagen (flexibilitetsköparna)

<sup>176</sup> Ersson, L., Rundqvist Yeomans, G., Schumacher, L., Lindén, M., 2022. *Kartläggning av lokala flexibilitetsmarknader* Sweco.

se vilka bud som finns tillgängliga inom deras nätområde. Baserat på prognoser om kommande lastbehov kan nätbolagen, om de ser ett behov, välja att avropa de bud som finns tillgängliga på marknaden. Buden avropas i prisordning där det billigaste budet avropas först. Nätbolaget kan även välja att lämna ett köpbud som innehåller information om vilken volym de har behov av och vilket pris de är villiga att betala. I Figur 50 nedan ses en övergripande bild av hur lokala flexibilitetsmarknader fungerar.<sup>177</sup>

Figur 50 Översikt på uppbyggnaden av en lokal flexibilitetsmarknad samt dess funktion.



Källa: .Värdering och kvantifiering av kraftvärmens stödtjänster och systemnyttor. Delleverans 1, Sweco (2023-01-13)

### Lokala flexibilitetsmarknader i Sverige

I dagsläget pågår tre projekt för lokala flexibilitetsmarknader i Sverige, CoordiNet, sthlmflex och Effekthandel Väst. CoordiNet har varit i drift under tre vintrar sedan 2019 och sthlmflex i två vintrar sedan 2020. Effekthandel Väst är den senast startade lokala flexibilitetsmarknaden som lanserades i december 2022.

CoordiNet var ett EU-Horizon projekt som finansierades av EU mellan år 2019 och 2022 och fanns i fyra olika områden med fyra olika flexibilitetsmarknader runt om i Sverige: Skåne, Gotland, Uppland och Västernorrland/Jämtland. De aktörer som har drivit projektet är Vattenfall Eldistribution, E.ON Energidistribution och Svenska kraftnät. Den bakomliggande anledningen till initiering av projekten i Skåne, Gotland och Uppland har varit att hantera kapacitetsproblematik kopplat till uttag av el mellan transmissionsnät och regionnät. Marknaden i Västernorrland/Jämtland har i stället syftet att hantera flaskhalsar som uppstår kopplat till inmatning av el. Nu när CoordiNet har avslutats fortsätter flexibilitetsmarknaderna i

<sup>177</sup> Ersson, L., Rundqvist Yeomans, G., Schumacher, L., Lindén, M., 2022. Kartläggning av lokala flexibilitetsmarknader Sweco.

Uppsala och delar av Skåne. Sthlmflex är en flexibilitetsmarknad i Stockholmsregionen som drivs av Svenska kraftnät, Vattenfall Eldistribution, Ellevio och E.ON, med målet att lösa kapacitetsbristen som råder i regionen. Effekthandel Väst är en lokal flexibilitetsmarknad i Göteborgsområdet som drivs av Göteborg Energi och har som mål att frigöra kapacitet vid behov i det lokala elnätet. Marknaden är i en pilotfas fram till 31 mars 2023. Under vintersäsongen 2022–2023 har även Mölndal Energi Nät anslutit sig.<sup>178</sup>

### 9.8.2 Tekniska krav och ersättning

Tabell 17 visar en sammanfattning över de lokala flexibilitetsmarknaderna i Sverige. För att flexibilitetsleverantörerna ska få delta på de lokala flexibilitetsmarknaderna ställs ett antal krav. Till exempel uppgår den minsta tillåtna budstorleken (det vill säga vilken minsta effekt flexibilitetsleverantörerna ska bidra med) på de lokala flexibilitetsmarknaderna i Sverige till 0,1 MW. På den enklaste formen av flexibilitetsmarknad kan flexibilitetsleverantörer lägga bud när och hur de vill givet att de uppfyller kraven och har registrerat sig på marknaden. Med denna affärsmodell har de alltså inget åtagande att lägga bud vissa timmar eller vid vissa tillfällen och de får endast ersättning om deras bud blir avropade.

För att garantera att flexibilitetsleverantörerna kan bistå marknaden med efterfrågad flexibilitet när den behövs kan tillgänglighetsavtal på både säsongs- och veckonivå slutas. Vid tillgänglighetsavtal ges en ersättning för tillgänglighet och sedan en ytterligare ersättning om flexibiliteten behöver användas. Att införa längre tillgänglighetsavtal innebär en större långsiktig säkerhet sett till att nätutbyggnad inte behövs men det medför även en inlåsnings effekt för flexibilitetsleverantörer vilket riskerar att bli en inträdesbarriär. I dagsläget är lokala flexibilitetsmarknader fortfarande en relativt ny lösning som fortfarande är i ett tidigt utvecklingskede med ambitionen att engagera så många aktörer som möjligt. Vidare finns även temperaturberoende tillgänglighetsavtal som i stället är utformade så att flexibilitetsleverantören är skyldig att bistå med flexibilitet under en viss temperatur. Detta upplägg av avtal är främst relevant i områden där effektbehovet är starkt bundet till temperaturen. För levererad flexibilitet finns flera olika typer av ersättningsmodeller, i regel används pay-as-bid på de svenska lokala flexibilitetsmarknaderna.

Tabell 17 Sammanfattning av viktiga parametrar för de lokala flexibilitetsmarknaderna

	CoordiNet	sthlmflex	Effekthandel Väst
<b>Ursprungligt behov av flexibilitetsmarknad</b>	Kapacitetsproblematik mellan transmissionsnät och regionnät (Uppsala, Skåne & Gotland)	Kapacitetsproblematik mellan transmissionsnät och regionnät	Frigöra kapacitet vid behov i det lokala elnätet. Avhjälpa kapacitetsbrist gentemot

<sup>178</sup> Göteborg Energi. *Effekthandel väst*. <https://www.goteborgenergi.se/foretag/vara-nat/elnat/effekthandel-vast> (hämtad 2023-01-0)

	Kapacitetsproblematik vid underhåll kopplat till hög inmatning (Västernorrland/Jämtland)		inmatning från överliggande nät.
<b>Projektfinansiering</b>	EU Horizon 2020-projekt	Svenska kraftnät, Ellevio, Vattenfall Eldistribution och E.ON	Göteborg Energi och Mölndal Energi Nät
<b>Projektet drivs av</b>	Konsortium bestående av Vattenfall Eldistribution, E.ON Energidistribution, Svenska kraftnät, Uppsala kommun, Energiforsk och Expektra.	Svenska kraftnät, Ellevio & Vattenfall Eldistribution	Göteborg Energi och Mölndal Energi Nät
<b>Flexibilitetsköpare</b>	Regionnätbolag och lokalnätbolag	Två regionnätbolag (första säsongen) samt lokalnätbolag (andra säsongen)	Lokalnätbolag
<b>Flexibilitetsleverantörer</b>	Energibolag, fastighetsbolag, industrier, aggregatorer	Energibolag, fastighetsbolag, industrier, aggregatorer	Fastighetsbolag, aggregatorer, industrier, produktionsanläggningar
<b>Flexibilitetsresurser</b>	Värmepumpar, elpannor, gasturbiner, kraftvärme, reservkraft från fossil- och biodiesel, energilagrar samt vindkraft	Värmepumpar, kraftvärme, elbilsaddning, reservkraft, fastighetsel i form av ventilation, belysning etc.	Batterisystem, ångturbin, elbilsaddare, reservgeneratorer, bränsleväxling i industriprocesser
<b>Kraftvärmebolag som deltar</b>	Vattenfall Värme (elpanna och värmepumpar) Uniper Öresundsverket (reservkraft) Öresundskraft Värme (värmepumpar) Kraftringen Värme (värmepumpar) GEAB Värme (elpannor och värmepumpar)	Stockholm Exergi (värmepumpar), E.ON (kraftvärme och värmepumpar)	Göteborg Energi AB
<b>Marknadsstruktur</b>	Dagen före-marknad och Intradag-marknad	Kontinuerlig marknad	Kontinuerlig marknad
<b>Flexibilitets-tjänster</b>	Fria bud Tillgänglighetavtal: Långsiktiga bud, Veckoflex mFRR via CoordiNet	Fria bud Tillgänglighetsavtal: Säsongsflex, Veckoflex mFRR via sthlmflex	Fria bud Tillgänglighetsavtal
<b>Uthållighet för bud</b>	60 minuter (medelvärde)	60 minuter (medelvärde)	60 minuter (medelvärde)
<b>Minsta budstorlek</b>	0,1 MW	0,1 MW	0,05 MW
<b>Avrop</b>	Fria bud dagen före – 10:45 dagen före leverans	Senast två timmar före leverans	Senast tolv timmar före leverans

## 9.9 Bilateral avtal

Upphandling av flexibilitet genom bilateral avtal sker mellan elnätsägare och elproducenter eller större elanvändare. Bilateral avtal kan vara ett förhållandevis enkelt, snabbt och resurseffektivt sätt att åstadkomma flexibilitet på kort tid. En manuell hantering av enstaka större punktproduktion/last kan uppfattas som hanterbart av elnätsägare liksom aktuell kund. Det finns också möjligheter till tillfälliga tekniska installationer för att styra automatiserat. Förutsättningen är att både parter ser en egen vinning med avtalet. Så kan till exempel fallet vara om det möjliggör att en ny anslutning kan komma in tidigare trots att det finns en begränsning i elnätet. En utmaning kan vara att få befintliga anläggningar att acceptera en begränsning även om den sker mot ersättning. En annan utmaning är att få det hanterbart om det blir flera resurser som ska hanteras. Till en början kan det vara möjligt att manuellt hantera för driften, då det är fåtal timmar och fåtal resurser. Över tid kan det vara viktigt att automatisera styrning. Då innebär det mer integrationer med elnätbolagets IT-system och också mer kostnader.

### *Exempel Öresundskraft*

Öresundskraft är ett exempel på en aktör som erbjuder bilateral avtal till kunderna för att kunna avropa flexibilitet. Avtalen kallas för flexibilitetsavtal och innebär att Öresundskraft betalar större elnätskunder för att vara flexibla i sin elanvändning, till exempel genom att flytta energikrävande processer till en annan tid på dygnet eller att starta elproduktion under en begränsad tid. Öresundskraft vill med flexibilitetsavtalen kapa effekttoppar under de tillfällen då elnätet är hårt belastat och det råder kapacitetsbrist i elnätet.<sup>179</sup> För att kunna teckna ett flexibilitetsavtal med Öresundskraft behöver flexibilitetsleverantören kunna avstå en effekt på minst 0,1 MW och målet för Öresundskraft är att samla ihop en portfölj på 10 MW. Tjänsten ger ersättning både för tillgänglighet och aktivering. Tillgänglighetsersättningen utgår oavsett om resursen aktiveras eller inte och storleken på ersättningen varierar beroende på hur lång aktiveringstid flexibilitetsleverantören behöver innan den avtalade resursen kan aktiveras.<sup>180</sup>

## 9.10 Kraftvärmens möjligheter att bidra till att hantera lokala kapacitetsproblem

Kraftvärmens kan sägas bidra till att hantera lokala kapacitetsproblem på två olika sätt. På flexibilitetsmarknaderna handlas *flexibilitet*, där en kraftvärmeproducent typiskt får betalt för ökad produktion i förhållande till

<sup>179</sup> Öresundskraft, 2021. *Hjältar sökes! Hjälp oss kapa effekttoppar i elnätet.* <https://www.oresundskraft.se/blogg/oresundskraft-betalar-for-att-foretag-inte-ska-kopa-el/> Hämtad 2023-01-12

<sup>180</sup> Öresundskraft, 2021. *Hjältar sökes! Hjälp oss kapa effekttoppar i elnätet.* <https://www.oresundskraft.se/blogg/oresundskraft-betalar-for-att-foretag-inte-ska-kopa-el/> Hämtad 2023-01-12

den planerade, utifrån en given baseline. Utöver flexibilitet bidrar även kraftvärmens till den lokala kapacitetsproduktionen med *elproduktionen i sig*. Flera av de senaste årens uppmärksammade fall med lokal kapacitetsbrist, bland annat Stockholm och Malmö, härrör delvis från en utfasning av lokal kraftvärmeproduktion vilket har ökat behovet av nätkapacitet till områdena, vilket visar på kraftvärmens betydelse utöver flexibilitet. Detta bidrag kan premieras genom bilaterala avtal, där kraftvärmeproducenten får betalt för en garanterad elproduktion under en given period, och ersätts delvis genom nätnytta beroende på hur nätnyttoersättningen beräknas.

Tabell 18 visar en sammanfattning av möjlighet och huvudsakliga hinder för kraftvärmens att delta på flexibilitetsmarknaderna och att teckna bilaterala avtal idag.

Tabell 18 Sammanfattning av kraftvärmens möjligheter att delta flexibilitetsmarknaderna och att teckna bilaterala avtal

	Möjlighet att delta	Huvudsakliga hinder
<b>Flexibilitetsmarknad</b>	Hög	Låg lönsamhet med låga priser och få avrop, mycket administration i förhållande till låga priser och få avrop, geografisk placering
<b>Bilaterala avtal</b>	Hög	Begränsning av befintligt avtal, kan krävas införande av automatisk styrning

Kraftvärmens har idag goda möjligheter att bidra till att hantera lokala kapacitetsproblem, både genom deltagande på flexibilitetsmarknaden och genom bilaterala avtal med elnätsbolagen. Generellt sett utgör de tekniska kraven inget hinder för kraftvärmens att delta, deltagandet beror snarare på ekonomisk lönsamhet. Deltagandet på lokala flexibilitetsmarknader och bilaterala avtal förutsätter även att det finns ett behov, vilket beror på de lokala förutsättningarna i elnätet.

### 9.10.1 Lokala flexibilitetsmarknader

Den största andelen flexibilitet på både CoordiNet och sthlmflex kommer från stora värmeaktörer som exempelvis från Stockholm Exergi i sthlmflex. För dessa aktörer kan det exempelvis handla om att starta eller öka elproduktionen via kraftvärme eller att styra ned stora värmepumpar som används för värmeproduktion i fjärrvärmenätet. Vattenfall Eldistribution menar att dessa aktörer varit centrala för att flexibilitetsmarknaderna kunnat bidra med ökade anslutningar och att de därför är en mycket viktig typ av aktör på de lokala flexibilitetsmarknaderna idag.<sup>181</sup> Ellevio har sedan tidigare ett bilateralt avtal med Stockholm Exergi som sträcker sig fram till 2031 för att säkra effektbehovet i Stockholm stad vilket i och med sthlmflex även kan utnyttjas av Vattenfall eldistribution.

<sup>181</sup> Ersson, L., Rundqvist Yeomans, G., Schumacher, L., Lindén, M., 2022. *Kartläggning av lokala flexibilitetsmarknader* Sweco.



Det finns idag inte några större tekniska hinder för kraftvärmebolag att delta på flexibilitetsmarknaderna. Avropen sker i regel i god tid före aktivering och budvolymerna är små i förhållande till exempelvis mFRR och aFRR. Hindren är snarare kopplade till lönsamhet, där få avrop och låga ersättningar innebär att lönsamheten idag är för låg för att motivera ett deltagande på marknaderna. Stockholm Exergi, som idag deltar på sthlmflex, nämner i intervjun att de börjat överväga att inte delta med fria bud (short flex), eftersom en låg sannolikhet för avrop innebär små intäkter samtidigt som det finns en risk att det stör optimeringen gentemot andra marknader. Enligt Stockholm Exergi är kapacitetsersättning en viktig faktor för att delta på flexibilitetsmarknaden och de vill varken ha för korta eller långa avtal. Stockholm Exergi tror dock att det som framför allt krävs för att flexibilitetsmarknader ska fungera är att det finns ett behov från de som köper flexibilitet, vilket i dagsläget inte är fallet i någon större utsträckning och behovet under de senaste säsongerna varit mycket begränsat.<sup>182</sup>

I rapporten *Kartläggning av lokala flexibilitetsmarknader*<sup>183</sup> lyfts även lönsamheten som ett av de största hindren för flexibilitetsleverantörerna att delta på marknaden idag. Hittills har deltagandet i stor utsträckning motiverats av andra värden som lärande och förståelse för hur marknaderna fungerar, men på sikt krävs det att intäktsmöjligheterna blir större för att leverantörerna ska fortsätta att delta. Den låga ersättningen förklaras delvis av svårigheterna för nätbolagen att lita på de nya marknaderna för att möjliggöra nya anslutningar, samtidigt som den nuvarande intäktsreglering för nätbolag, där de ekonomiska incitamenten för att bygga elnät är starkare än för att arbeta med flexibilitetstjänster<sup>184</sup>

Ersättningen för flexibilitet påverkas även av den låga kostnaden för tillfälliga abonnemang, som vid många tillfällen i praktiken sätter ett pristak för flexibilitetsresurserna. När Svenska kraftnät har möjlighet att godkänna tillfälliga abonnemang blir betalningsviljan hos nätbolagen för att handla flexibilitet relativt låg, eftersom de endast avropar den flexibilitet som är billigare än tillfälliga abonnemang. Om de däremot inte blir beviljade abonnemang eller om de tillfälliga abonnemangen avbryts blir betalningsviljan större för nätbolagen.<sup>185</sup>

Ytterligare en central utmaning som lyfts av Stockholm Exergi är kopplat till fastställandet av en baseline för tillgänglighetsavtal, som används för validering av den avropade flexibiliteten. Enligt Stockholm Exergi är det svårt att fastställa en baseline eftersom värmeproduktionen varierar mellan olika perioder, vilket gör att det i förväg är svårt att fastställa hur mycket det går att reglera upp eller ned. För produktionsanläggningar (kraftvärme) är det svårt att veta om produktionen går att öka och för förbrukningsanläggningar

---

<sup>182</sup> Intervju Stockholm Exergi 2022-12-12

<sup>183</sup> Ersson, L., Rundqvist Yeomans, G., Schumacher, L., Lindén, M., 2022. *Kartläggning av lokala flexibilitetsmarknader* Sweco.

<sup>184</sup> Ibid.

<sup>185</sup> Ibid.

(värmepumpar) är det inte säkert det finns förbrukning att minska om värmebehovet är stort. Detta är också en av anledningarna till att Stockholm Exergi idag endast deltar på sthlmflex med värmepumpar och inte med kraftvärme. Kraftvärmeproduktion ingår dock i det bilaterala avtalet med Ellevio, som avser produktionsgaranti och inte flexibilitet.

Av de intervjuade deltar idag Stockholm Exergi på en lokal flexibilitetsmarknad (sthlmflex). Även Tekniska verken och Växjö Energi nämner att det skulle vara intressant att delta, men deltagandet beror på att det finns förutsättningar för en marknad i området. Växjö Energi nämner även att ett deltagande behöver vägas mot deltagandet på andra marknader och att det finns en risk för att det blir för komplicerat för mindre bolag att delta<sup>186</sup>.

### **9.10.2 Bilaterala avtal**

Nätbolag tecknar idag bilaterala avtal med kraftvärmebolag. Några officiella uppgifter på i vilken utsträckning det sker har inte varit möjligt att få fram. Det finns inte några stora tekniska hinder för kraftvärmebolag att teckna bilaterala avtal, över tid kan det handla om ökad automatiserad styrning och investeringar för att öka produktion vid ökat deltagande. Ett hinder för att teckna ett bilateralt avtal är att det leder till en begränsning i det befintliga avtalet. Det är också inte helt tydligt vad som gäller regulatoriskt för bilaterala avtal vilket skapar osäkerhet för kraftvärmebolag. Stockholm Exergi har ett bilateralt avtal om produktionsgaranti med Ellevio där de, till skillnad från sthlmflex där de endast deltar med värmepumpar, har avtal om produktion.<sup>187</sup>

### **9.11 Effektreserven**

Utöver stödtjänster och störningsreserven har Svenska kraftnät även under vinterperioden **Effektreserven** (Tabell 19) till sitt förfogande för att stärka effektbalansen och använda vid ansträngda situationer i kraftsystemet med hög förbrukning och prognostiserad risk för att frivilliga mFRR och störningsreserven inte räcker till för att bibehålla ett stabilt och driftsäkert elsystem. Effektreserven består idag av ett långtidskontrakt med Karlshamnverket som sträcker sig till och med 16 mars 2025 då nuvarande förordningen (2016:423) om effektreserven upphör. Inga nya eller kompletterande upphandlingar av effektreserven förväntas under perioden fram till förordningens upphörande.

---

<sup>186</sup> Växjö Energi AB Intervju 2022-12-06

<sup>187</sup> Stockholm Exergi AB Intervju 2022-12-12

Tabell 19. Övergripande information om effektreserven

<b>Effektreserven</b>	
<b>När används reserven?</b>	Effektreserven ska finnas tillgänglig mellan den 16 november och den 15 mars för att i ansträngda lägen stärka effektbalansen
<b>Kontraktslängd</b>	Långtidskontrakt enligt lagen om effektreserv utgår 16 mars 2025
<b>Upphandling i konkurrens?</b>	N/A
<b>Typ av resurs som deltar idag</b>	Karlshamnsverket
<b>Krav på aktiveringstid</b>	Enligt avtal
<b>Svenska kraftnäts volymbehov</b>	562 MW

## 9.12 Sammanfattande slutsatser

### **Möjligheterna för kraftvärmen att delta på marknaderna varierar i stor utsträckning mellan olika anläggningar**

Kraftvärmen utgörs av en mängd olika typer av anläggningar och möjligheterna till att delta varierar i stor utsträckning beroende på anläggningens storlek, ålder och bränsletyp samt utformningen av anläggningen och fjärrvärmesystemet i sin helhet.

De anläggningar som har bäst förutsättningar för att delta utgörs i regel av:

- Anläggningar med värmelager, kylkapacitet och kondenssvans som minskar beroendet av värmeunderlaget
- Moderna anläggningar (upprampning, automatisk turbinstyrning)
- Större anläggningar (upprampning, budvolym)
- Anläggningar som ägs av större aktörer (organisation, IT-stöd, verktyg för prissättning och optimering)

### **Deltagandet på stödtjänstmarknaderna begränsas idag delvis av tekniska krav, i synnerlighet kraven på aktiveringstid och upprampning**

Möjligheterna för kraftvärmen att idag delta på FCR-D, aFRR och FFR bedöms som begränsade. Möjligheterna begränsas huvudsakligen av tekniska krav, i synnerlighet kravet på aktiveringstid som sätter krav för kraftvärme om hastighet på upprampning från 0 till full effekt. Kraven om kort aktiveringstid är särskilt höga för FFR. För FCR-D och aFRR utgör de tekniska kraven inte en lika hård begränsning, men krav på en relativt snabb aktivering gör det utmanande för de flesta kraftvärmeanläggningarna att bidra med större effekter.

En annan utmaning för deltagande på aFRR och FCR är att det kräver automatisk styrning av anläggningen, vilket kräver investering och implementering av ny utrustning. Automatisk styrning innebär även att lastförändringar sker utan driftoperatörernas inverkan och bedömning via aktiveringssignal från Svenska kraftnät, vilket kan medföra risker och utmaningar för förbränningsanläggningar.

**För moderna anläggningar innebär krav om aktiveringstid generellt sett ingen begränsning för deltagande på mFRR, och flertalet anläggningar deltar på marknaden idag.** Kraven kan dock innebära utmaningar för äldre anläggningar som i regel har svårt att klara kraven om full aktivering på 15 minuter. En annan faktor som påverkar deltagandet på mFRR är kravet på minsta budstorlek, som för många anläggningar utgör en stor del av den installerade elproduktionskapaciteten.

Utöver den tekniska förmågan beror deltagandet på värmeunderlaget (och anläggningarna och värmesystemets flexibilitet i form av värmebuffert eller bortkylning till luft eller vattendrag) och att det finns utrustning och en organisation för att arbeta med marknaderna. Båda dessa frågor hänger dels ihop med ekonomisk lönsamhet, där intäkter från stödtjänstmarknader måste täcka kostnader för slitage, värmebuffert samt verktyg och personalresurser för prissättning, reglerstrategi och budgetgivning, dels med företagens kultur, där verksamheterna i stor utsträckning är utformade för att tillgodose ett värmebehov och intäkterna från elproduktionen mer ses som en bonus.

**Vid hantering av överbelastning i transmissionsnätet och hantering av lokala kapacitetsproblem finns det förutsättningar för längre framförhållning, vilket underlättar för kraftvärmens att delta**

Förutsättningarna beror dock på hur marknaderna är utformade. För mothandel och omdirigering används idag i första hand tillgängliga mFRR-bud, och i andra hand kompletterande upphandling störningsreserv vilka innebär i stort sett samma krav som för deltagande på mFRR. Detta gör att det liksom för mFRR kan vara utmanande för flera, i synnerlighet äldre och mindre anläggningar, att delta på grund av krav på aktiveringstid och minsta budvolym.

För mothandel och omdirigering innebär deltagande i kompletterande upphandling störningsreserv och upphandling av extra mothandelsresurser en ersättning för tillgänglighet, vilket kan ge mer förutsägbara intäktsströmmar och premierar planerbarhet. Volymerna för upphandling av kompletterande störningsreserv bestäms dock för ett år i taget. Upphandlingen av extra mothandelsresurser sker sporadiskt vid behov, vilket inte ger de långsiktiga spelregler för kraftvärmens som behövs för att utveckla organisationen och anläggningarna.

För lokala flexibilitetsmarknader är hindren för deltagande huvudsakligen kopplade till lönsamhet, där få avrop och låga ersättningar innebär att lönsamheten idag är för låg för att motivera ett deltagande på marknaderna. Hittills har deltagandet i stor utsträckning motiverats av andra värden som lärande och förståelse för hur marknaderna fungerar, men på sikt krävs det att intäktsmöjligheterna blir större för att leverantörerna ska fortsätta att delta.

### **Vid hantering av överbelastning i transmissionsnätet och hantering av lokala kapacitetsproblem bidrar kraftvärmens på två olika sätt, dels med flexibilitet, dels med elproduktionen i sig**

Nuvarande marknader och avhjälpande åtgärder är utformade med hänsyn till flexibilitet (förmåga till uppreglering), men ger ingen ersättning för den nytta elproduktionen medför. Kraftvärmens ges idag ersättning för elproduktionen från spotmarknaden, som premierar planerbarhet genom höga priser när behovet är stort, och nätnyttoersättningen, som ger en ersättning från nätbolaget för de minskade kostnader elproduktionen medför för nätbolaget. Frågan är dock om dessa ersättningar fångar alla nyttor som kraftvärmens elproduktion medför. Detta kan bland annat handla om förutsägbar elproduktion i södra Sverige som minskar belastningen på transmissionsnätet i ansträngda lägen, eller minskad risk för lokala kapacitetsproblem och möjligheter för lokala nätbolag att ansluta fler kunder. Flera av de intervjuade aktörerna lyfter behovet av tillgänglighetsavtal där förutsägbar, lokal elproduktion premieras.

### **Hur ser möjligheterna ut för kraftvärmens att delta på marknaderna när dessa utvecklas mer?**

Stödtjänstmarknaderna och hanteringen av mothandel och omdirigering är för närvarande under förändring, vilket påverkar kraftvärmens möjligheter att delta på olika sätt. Ett sänkt budvolymkrav för mFRR och införande av BSP-rollen förbättrar kraftvärmens möjligheter att delta, medan en sänkt aktiveringstid och övergång till kvartsmarknad för mFRR försämrar förutsättningarna och kan leda till minskade budvolym. För mothandel och omdirigering kan det arbete som nu hos Svenska kraftnät med utfasning av ordinarie störningsreserv, införande av flexibilitetslista och regeringsuppdraget kring en effektreserv bidra till att skapa mer långsiktiga förutsättningar. Eftersom det i nuläget inte finns några detaljer kring arbetet är det dock svårt att ta ställning hur den utveckling som pågår kan komma att gynna kraftvärmens.

De lokala flexibilitetsmarknaderna är i ett tidigt skede. I takt med att marknaderna utvecklas kan vissa hinder rätas ut som kan förbättra förutsättningarna för kraftvärmens, till exempel kring validering (baseline). På sikt är dock det största hindret för kraftvärmens fortsatt kopplat till lönsamhet för deltagande, vilket i sin tur bygger på behovet för elnätsbolagen. Detta är till stor del kopplat till nätbolagens förutsättningar att använda flexibilitet som ett alternativ till nätutbyggnad, som beror på kultur och arbetssätt hos

nätbolagen och den nuvarande intäktsregleringen för nätbolag, som ger starkare incitament för att bygga elnät än att arbeta med flexibilitet.

*Möjliga åtgärder för att förbättra kraftvärmens möjligheter att delta på marknaden*

- Tydlig produktspecifikation från SvK gällande vilken utrustning och tillhörande IT-lösningar som behövs för att kunna delta i den elektroniska avropshandlingen mot SvK. Detta skulle kunna ske i form av ett framtaget anslutningspaket med passande mätare och abonnemang av framtagna IT-lösningar såsom en för ändamålet anpassad webbsida.
- Något slags stöd till ökad flexibilitet i förhållande till kraftvärmens värmeunderlag för att kunna frigöra mer elkraft. Exempelvis till kyltorn (varmare årstider) eller extra värmeproduktion/lager (till vintern).
- Slopat krav från SvK på att anläggningarnas reservgeneratorer måste förkvalificeras och göra det möjligt att slå samman kraftvärmekraft och reservkraft. Detta skulle leda till snabbare upprustningskapacitet och öka budvolymen.
- En långsiktigare ersättning för att kunna ta beslut om det lönar sig att investera i upprustning av anläggningar, IT-utrustning och personal som krävs för att kunna delta i marknaderna för stödtjänster.
- Långsiktigare spelregler så att aktörerna vet vad som kommer att hända på marknaderna för stödtjänster några år framåt vilket behövs för att kunna ta eventuella investeringsbeslut och veta att det finns ett business Case.

# 10 Försörjningstrygghet - Beredskap och totalförsvaret

Eftersom fjärrvärme är den dominerande uppvärmningsformen för flerbostadshus och lokaler samt den tredje mest förekommande uppvärmningsformen för småhus spelar den en viktig roll för Sveriges beredskap och totalförsvaret. Störningar och avbrott i värmeleveranserna vid kallt väder skulle snabbt kunna leda till allvarliga konsekvenser för stora delar av samhället om krishanteringsförmågan skulle brista. Vid riktigt omfattande avbrott skulle stora befolkningsgrupper kunna behöva evakueras med avsevärda påfrestningar på samhället. Många samhällskritiska funktioner är också beroende av fjärrvärmens, exempelvis sjukvård samt barn- och äldreomsorg.

Fjärrvärmens i Sverige är mycket driftsäker och drabbas sällan av händelser som orsakar riktigt allvarliga störningar eller avbrott. När dessa sker är förmågan hos användarna att hantera de konsekvenser som uppstår förhållandevis god likaså reparationsberedskapen hos fjärrvärmebolagen. Men det är viktigt att påpeka att detta gäller främst mindre störningar och avbrott, under en tämligen begränsad tid och som är orsakade av händelser i fredstid. Om beredskapen inom Sveriges fjärrvärmeförsörjning ska anpassas för att också kunna möta händelser som orsakas av krigshandlingar, behövs en helt annan dimensionering på de beredskapsåtgärder och verktyg som finns idag. Ett tekniskt fel eller en olycka kan inträffa när som helst, men en fiende kan välja att slå till när samhället är som mest sårbart.

I detta kapitel ges en översikt av de behov av åtgärder som identifierats inom fjärrvärmens för att möta de krav som Sveriges totalförsvaret ställer. Energimyndigheten har tidigare genomfört ett antal studier och utredningar gällande försörjningstryggheten inom fjärrvärmens, men dessa har huvudsakligen haft ett fredstida perspektiv. Tidigare slutsatser kommer att behöva beaktas även utifrån aspekten höjd beredskap och ytterst krig.

## 10.1 Värmeberedskap kräver ett helhetsperspektiv

Ur ett samhälleligt beredskapsperspektiv behöver värmeförsörjning beaktas utifrån ett helhetsperspektiv så att olika robusthetshöjande insatser kan vägas mot varandra, men också för att ha möjlighet att kunna förebygga konsekvenserna och sprida riskerna. Om det i samhället finns flera olika uppvärmningsformer kan det bidra till mer motståndskraft då störningar i en uppvärmningsform inte behöver påverka en annan. Hushåll som värms med el påverkas exempelvis inte vid störningar i fjärrvärmens. Hushåll som har **alternativa eller kompletterande uppvärmningsformer**, exempelvis eloberoende braskaminer, påverkas

inte lika mycket vid ett elavbrott eller ett avbrott i fjärrvärmens som de som saknar sådana. Störst inverkningsomfattning på uppvärmningen av bostäder och lokaler bedöms längre och omfattande elavbrott ha, eftersom de slår mot både den vattenburna fjärrvärmens och olika elektriska uppvärmningsformer. Även andra vattenburna värmesystem kan påverkas vid elavbrott eftersom systemen ofta förutsätter elektriska pumpar för att varmvattnet ska cirkulera. Sådana system som kompletteras med **reservkraft** kan ur beredskapssynpunkt vara mer uthålliga än andra uppvärmningsformer, det vill säga så länge det går att säkerställa bränsle till både värmepannorna och reservkraften. En del samhällsviktiga verksamheter har sådana system i beredskap vid händelse av längre värmeavbrott. Som en del i beredskapen behöver det också finnas en **robust bränsleförsörjning** som bland annat innefattar lagerhållning av bränsle. Det samma gäller för den mer centraliserade fjärrvärmeförsörjningen (mer om behovet av lagerhållning av bränslen för fjärrvärme går att under 10.6).

En annan viktig aspekt för att nå en robust värmeberedskap i samhället är den samlade förmågan att **förebygga och hantera negativa konsekvenser** som uppkommer av störningar eller avbrott. Om stora delar av befolkningen har förmåga att kunna stanna kvar i sina egna hem vid längre värmeavbrott, kommer detta avsevärt att avlasta de resurser i samhället som annars skulle behövas för att ta hand om dem. Åtgärder som bidrar till denna förmåga, exempelvis kunskapshöjande insatser, är därför viktiga för att nå en robust värmeberedskap i hela samhället. Därutöver behöver det finnas en förmåga i samhället att **snabbt kunna upprätta lokala trygghetspunkter**<sup>188</sup> för de som trots allt är behövande, vilket i regel förutsätter en omsorgsfull planering av kommunen.

## 10.2 Robust fjärrvärmeförsörjningen viktigt för att stärka försvarsviljan och motståndskraften i samhället

Flera studier och utredningar som gjorts de senaste åren har landat i slutsatsen att försvarsviljan hos befolkningen är viktig för försvaret av Sverige. Bland annat skriver *Försvarsberedningen* (2017) att Sveriges befolkning utgör grunden för totalförsvaret och att dess försvarsvilja och motståndskraft är avgörande för att uppnå ett trovärdigt totalförsvaret. I *Totalförvarspropositionen* skriver regeringen (2020) att försvarsviljan hos befolkningen ska stärkas och motståndskraften mot externa påtryckningar som hotar Sveriges handlingsfrihet och rätt till självbestämmande ska upprätthållas. I den så kallade *Psykförsvarsutredningen* (SOU 2020:29) anges att befolkningens motståndskraft utgör en grundläggande förutsättning för att Sverige ska kunna hantera kriser och ytterst även krig. I detta avseende spelar en

---

<sup>188</sup> Trygghetspunkt definieras här som en mötesplats dit människor kan vända sig vid större kriser i samhället. Exempel på andra begrepp är bland annat trygghetsplats, värmestuga, SOT-punkt (service- och trygghetspunkt) och krispunkt. Ur *Handbok i kommunal krisberedskap – 3. Särskilda funktioner – Trygghetspunkter* (MSB2024).



robust värmeförsörjningen i samhället en viktig roll då nedkylning snabbt kan påverka människors omdöme och handlingsförmåga samt – i förlängningen – potentiellt sett även försvarsviljan. Ett storskaligt och långvarigt värmeavbrott vid kallt väder skulle kunna skapa mycket lidande samt stora påfrestningar på krishanteringsresurserna i samhället. Givet fjärrvärmens dominerande roll som uppvärmningsform i Sverige (läs mer i kapitel 3), är det alltså viktigt för den samlade motståndskraften i samhället att robustheten i fjärrvärmesystemen är anpassad utifrån de hot som ett krig innebär. Därtill behöver det som sagt finnas en tillräckligt god förmåga i samhället – hos både befolkningen, näringslivet och det offentliga – att förebygga och hantera de negativa konsekvenser som längre avbrott i värmeförsörjningen skulle kunna innebära. Om detta finns, utgör detta en viktig komponent av de förutsättningar som behöver finnas för en i hela samhället utbredd försvarsvilja och försvarsförmåga.

### **10.3 Konsekvenser vid störningar och avbrott**

Historiskt sätt har långvariga avbrott i fjärrvärmeförsörjningen varit relativt sällsynta i Sverige. Avbrott sker med jämna mellanrum, men dessa är ofta planerade (exempelvis vid underhåll av ledningar) och orsakar sällan några större problem för det kringliggande samhället. Även om det sker oplanerade avbrott på grund av tekniska fel eller liknande har det sällan orsakat några riktigt allvarliga konsekvenser i samhället. Men detta är också i hög grad väderberoende – ett storskaligt och långvarigt fjärrvärmeavbrott en kall vinter skulle kunna få mycket allvarliga konsekvenser för exempelvis en kommun och dess invånare.

Vid riktigt kall väderlek kan utkyllningen av bostäder och lokaler ske förhållandevis fort.<sup>189</sup> Inom ett dygn kan inomhustemperaturen i hustyper med dålig isolering vara så låg att de personer som vistas i dem riskerar att drabbas av hypotermi (nedkylning). Det finns också en överhängande risk för att byggnader och infrastruktur tar skada om de blir tillräckligt utkylda, vilket kan leda till stora samhällskostnader för att återställa dem samt att de kan bli obrukbara under en lång tid med eventuella försvärande omständigheter för viktiga samhällsfunktioner.

Ett av de större oplanerade fjärrvärmeavbrotten som skett i närtid var i oktober 2019, då ett tekniskt fel resulterade i ett fjärrvärmeavbrott som drabbade ca 30 000 kunder i Jönköping, Huskvarna och Bankeryd. Avbrottet påverkade även samhällsviktig verksamhet som exempelvis äldreboenden, hemtjänstkunder och skolor. Då det vid perioden var förhållandevis mildt väder blev det inga allvarligare konsekvenser. Ett motsvarande värmeavbrott med betydligt kallare väderlek skulle kunna ha inneburit att känsliga människor kunde ha farit illa. Behovet av att snabbt undsätta och evakuera stora grupper människor kunde ha blivit en jättelik

---

<sup>189</sup> *Värme i villan vid längre elavbrott*, Energimyndigheten (ET2019:12)

uppgift för kommunen, likaså att snabbt kunna upprätta tillräckligt många trygghetspunkter för de som inte längre hade kunnat vara kvar i sina hem.

#### **10.4 Definitionen av en trygg värmeförsörjning**

Vad som generellt kan anses som en trygg energiförsörjning styrs av energianvändarnas individuella och samhällets kollektiva behov och förutsättningar. Eftersom både behov och förutsättningar varierar mellan olika energianvändare, och över tid, är det svårt att avgöra vad som i alla lägen utgör en trygg energiförsörjning. Det samma gäller för en trygg värmeförsörjning, det vill säga att den kan betyda olika för olika människor vid olika tillfällen.

Några av de viktigaste principerna för att nå målen om en trygg energiförsörjning är att den i första hand bygger på välfungerande energimarknader, där ansvaret är fördelat på många olika aktörer. Vidare är det viktigt att det finns förberedda och väl kända krishanteringsmekanismer när det uppstår störningar eller ett avbrott i energiförsörjningen. Dessa ska i första hand bygga på och förstärka befintliga marknadsfunktioner. Det är först när marknaden inte längre klarar av att upprätthålla sin funktion, dvs. att tillgodose samhällets efterfrågan på energi, som det kan bli aktuellt för staten att ingripa. Då kan det exempelvis bli aktuellt med prioritering och ransonering.

Givet att fjärrvärmesystem primärt är lokala är det främst kommuner, tillsammans med berörda energibolag som ansvarar för hanteringen av en allvarlig störning eller ett avbrott i värmeförsörjningen. Möjligen skulle ett långvarigt och storskaligt avbrott i någon av våra största städer kunna kräva nationella resurser för att hanteras, givet de omfattande konsekvenserna som det skulle innebära.

#### **10.5 Totalförsvarsplaneringen omfattar alla energislag**

Totalförsvarsplanering behöver bedrivas inom samtliga energislag och därmed även värmeförsörjningen. Forsvarsberedningen slog 2017 fast att krigshandlingar ”kan komma skada eller förstöra fjärrvärmearläggningar. De kan också utsättas för cyberangrepp mot styrsystemen<sup>190</sup>. I propositionen *Totalförsvaret 2021-2025* underströk regeringen Forsvarsberedningens slutsatser och konstaterar att beredskapen inom fjärrvärme (och fjärrkyla) kan förbättras.<sup>191</sup>

##### **10.5.1 Krigets krav är dimensionerande**

Genom totalförsvarspropositionen 2020 så utökades målen för det civila försvaret från fyra till sju<sup>192</sup>: Det är krigets krav som nu ska vara den dimensionerande faktorn för beredskapsplaneringen, inte den fredstida

<sup>190</sup> Motståndskraft – Inriktningen av totalförsvaret och utformningen av det civila försvaret 2021–2025, Ds 2017:66, sid 169.

<sup>191</sup> Totalförsvaret 2021–2025, 2020/21:30, sid 150

<sup>192</sup> Regeringskansliet. *Mål för civilt försvar*. <https://www.regeringen.se/regeringens-politik/civilt-forsvar/mal-for-civilt-forsvar/> (hämtad 2023-03-29)

krisen. Då en betydande del av energiförsörjningen (inklusive värmeförsörjningen) ägs och drivs av privata aktörer är det också inom den privata sektorn som en stor del av de förmågehöjande åtgärderna behöver vidtas. Detta är inte unikt för just energiförsörjningen utan motsvarande förutsättningar finns inom flera samhällsområden.

I de planeringsantaganden som anges i *Handlingskraft - en samlad plan för ett starkare totalförsvaret* (2021) pekas även fjärrvärmerna ut. Där konstateras det att vid ett väpnat angrepp på Sverige räknar man med ”dagliga och långvariga avbrott” i energiförsörjningen, inklusive fjärrvärmeförsörjningen<sup>193</sup>. Samtidigt anges att områden söder om Dalälven kommer drabbas hårdast vid en väpnad konflikt. Dessa antaganden och tidsangivelser kan fungera som stöd för de aktörer som behöver vidta åtgärder i sin beredskapsplanering. En viktig planeringsförutsättning för alla samhällsaktörer är att den säkerhetspolitiska krisen kommer pågå minst tre månader och att det sker väpnade strider på svenskt territorium under del av denna tid. Tidsangivelsen tre månader är en viktig indikator när det gäller exempelvis bränsleförsörjning och försörjning av viktiga komponenter och insatsvaror. Detta ska nödvändigtvis inte tolkas som att varje enskild aktör behöver ha lagerhållning eller liknande för minst tre månader, utan det handlar om en samlad förmåga i samhället under denna tid.

## **10.6 Bränsleberedskap (lagerhållning)**

Idag finns det inga krav på att ett värme- eller kraftvärmeverk ska ha en lagerhållning av beredskapsbränsle. Men givet att det är aktörer som ytterst bedriver kommersiell verksamhet så finns det ett naturligt incitament att kunna producera värme även vid en krissituation och därmed kunna upprätthålla sina leveransavtal gentemot kund. Men givet att det inte går att garantera en god marknadsfunktion vid höjd beredskap och krig, finns det anledning att utreda hur staten skulle kunna garantera, så lång det är möjligt, en fortsatt värmeförsörjning även vid höjd beredskap och krig. Detta medför också att många värmeleverantörer har en förmåga att byta bränsle ifall det skulle uppstå en bristsituation. Bränsleförsörjningen består av både inhemska och importerade bränslen. Biobränslen är ofta en restprodukt från industrin. En väpnad konflikt på svenskt territorium skulle med stor sannolikhet påverka industrins möjlighet att leverera de restprodukter som krävs, varpå ett viktigt försörjningsled för bränsleförsörjningen skulle riskera påverkas negativt. En kortvarig kris- eller krigssituation skulle troligen kunna lösas med en ökad lokal lageruppbyggnad. Risken för försörjningsstörningar bedöms som större för importerade bränslen, primärt kopplat till en mer omfattande logistik. Ju längre försörjningskedjan är desto större risk för störningar. Samtidigt är det värt att betona att det, generellt sett, finns en *tröghet* i bränsleförsörjningen, givet marknadens funktion och att ett

---

<sup>193</sup> MSB2020-16261-3, *Handlingskraft – en samlad plan för ett starkare totalförsvaret*, sid 17

bränsle inte plötsligt försvinner från marknaden. Ur ett totalförsvarsperspektiv är det viktigt att värme- och kraftvärmeverk har en förmåga att upprätthålla värmeförsörjningen, så långt det är möjligt, även under höjd beredskap och ytterst krig. Hur denna förmåga ser ut idag och vilken uthållighet som finns är dock oklart och fordrar därför vidare utredning.

Det pågående kriget i Ukraina har fått konsekvenser för bränsleförsörjningen även i Sverige. Dels har importen av träbränslen från Ryssland och Belarus till Europa upphört på grund av sanktioner och detta har bland annat medfört en ökad konkurrens om svenskt träbränsle från utländska aktörer. Denna typ av marknadsförändringar kan påverka exempelvis lageruppbyggnaden inför en värmesäsongen men också möjligheten för fjärrvärmeaktörer att ingå avtal om längre bränslekontrakt. Ett avbrott i naturgasförsörjningen i Europa skulle också kunna få konsekvenser för fjärrvärmebolag längs det västsvenska naturgasnätet.

Under covid-pandemin uppstod det också vissa problem inom bränsleförsörjning, då kanske främst kopplat till import av avfall. Några av de stora exportländerna, exempelvis Storbritannien, stängde ner (lock-down) varpå det blev svårare att importera avfall från dessa länder. Detta kanske i första hand medförde ekonomiska konsekvenser för de svenska värmebolagen, men det kan också få klimat- och miljömässiga konsekvenser om man tvingas gå över till ett annat bränsle. Det visar dock att även om bränslemarknaderna är tämligen trögrörliga så kan det ändå ske plötsliga förändringar som kan påverka värmeförsörjningen.

## **10.7 Lagerhållning av insatsvaror och kemikalier**

Värmeproduktion är beroende av en rad olika typer av insatsvaror och kemikalier. Det kan handla om exempelvis ammoniak, urea, lut, sand och salt. En viss lagerhållning av flera av dessa varor bedöms finnas, men varierar rimligen från bolag till bolag. Under 2022 har priset stigit kraftigt på ammoniak, som en direkt följd av stigande naturgaspriser. Vissa värmebolag försöker finna alternativ till ammoniak medan andra väljer att ta en högre NO<sub>x</sub>-avgift. Ammoniak och urea har också en optimerande effekt på pannorna. Avsaknad av kemikalier för rökgasrening skulle således riskera leda till högre miljöutsläpp och sämre funktionalitet i pannorna. Huruvida det behövs en bättre lagerhållning av insatsvaror och kemikalier behöver utredas vidare.

### **10.7.1 Nationell resurssamordning av reservdelar och insatsvaror**

Idag har Svenska kraftnät en möjlighet att stödja elbranschens aktörer inom reparationsberedskap för att kunna hantera svåra påfrestningar som till exempel terrorattentat och svåra naturkatastrofer.<sup>194</sup> En förfrågan att

<sup>194</sup> Svenska kraftnät, 2022. *Reparationsberedskap*. <https://www.svk.se/sakerhet-och-beredskap/elberedskap/reparationsberedskap/> (hämtad 2023-03-29)

låna utrustning görs via en blankett till ett webbaserat stödsystem som kallas Susie. I beredskapsmaterialet ingår material, utrustning, fordon och utbildade resurser för både transmissions- och regionnät. Baserat på resonemanget om ett utvecklat behov av reparationsberedskap och lagerhållning inom fjärrvärmesektorn bör Energimyndigheten undersöka det eventuella behovet och förutsättningarna att etablera ett system, motsvarande Susie, inom fjärrvärmesektorn.

## **10.8 Reparationsberedskap**

Energimyndigheten bedömer att reparationsberedskapen idag inte är dimensionerad för att kunna hantera konsekvenser av ett krig. Dessutom är fjärrvärmesystemen i Sverige inte byggda på ett enhetligt sätt, vilket kan innebära att drift, underhåll och därmed reparationsberedskap kan se väldigt olika ut. De flesta bolagen har troligtvis en viss möjlighet att utföra underhållsarbete och reparationer med egen personal på plats. Samtidigt är det vanligt att underhållsarbete läggs ut på entreprenad. Detta behöver i sig självt inte vara ett problem, men givet de högre ställda kraven inom totalförsvarsplaneringen är detta något som behöver beaktas. Både avseende hur sådana avtal kan vara utformade och huruvida personalen är säkerhetsklassad osv. Vid en situation av höjd beredskap, där det finns en risk för krig på svenskt territorium, behöver företagen vara förvissade om att det kan genomföras reparationer av den fysiska infrastrukturen och att de eventuella entreprenörerna finns tillgängliga för just det aktuella bolaget. Detta kan fordra krigsplacering av personal, både hos huvudentreprenör och underentreprenör.

Vidare är det förhållandevis vanligt förekommande att många viktiga komponenter inte längre tillverkas i Sverige, utan måste beställas från andra länder. Ett problem som uppstod under covid-pandemin var nedstängning av hela – eller delar ut av – länder där vissa typer av komponenter tillverkades vilket resulterade i försenade, eller helt uteblivna leveranser. Detta kom i sin tur att påverka vissa bolags förmåga att genomföra revisioner enligt plan, något som på sikt skulle kunna påverka värmeförsörjningen negativt. Frågan kring reparationsberedskap kopplat till höjd beredskap och krig fordrar vidare utredning.

## **10.9 Beredskapslagstiftning för fjärrvärme**

Idag regleras fjärrvärmeförsörjning genom fjärrvärmelagen (2008:263). Lagen innehåller exempelvis krav på information till fjärrvärmekunder och allmänhet, vilka uppgifter ett avtal ska innehålla samt regler kring fakturering, medling och fjärrvärmebolagens underrättelseskyldighet<sup>195</sup>. Lagen kan närmast beskrivas som en konsumentlag som reglerar relationen mellan kunden och företaget.

---

<sup>195</sup> Sveriges riksdag, 2022. *Fjärrvärmelag (2008:263) t.o.m. SFS 2022:334*.  
[https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/fjarrvarmelag-2008263\\_sfs-2008-263](https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/fjarrvarmelag-2008263_sfs-2008-263) (hämtad 2023-03-29)

Därutöver finns det NIS-direktivet som ställer krav på säkerhet i nätverk och informationssystem samt säkerhetsskyddslagen (2018:585) som gäller för utövare av säkerhetskänslig verksamhet. Säkerhetsskyddslagen träffar vissa värmeföretag i landet.

NIS-direktivet och säkerhetsskyddslagen är i dagsläget de enda två lagar som ställer krav kopplat till olika säkerhetsaspekter och därmed en viss beredskapsförmåga, inom dessa specifika områden. I övrigt finns det inga funktions- eller beredskapskrav på kraft- och fjärrvärmeaktörer, annat än det som möjligen är avtalat mellan kund och fjärrvärmeleverantör.

### **10.9.1 Behov av risk- och sårbarhetsanalyser**

Energimyndigheten konstaterade i sin rapport *Risken för avbrott i fjärrvärme – utredning om fjärrvärmeföretagens ekonomiska ställning samt deras förmåga att förebygga och hantera avbrott* (2015) att ”vissa företag har kommit relativt långt med ett strukturerat arbete för bedömning risker och sårbarheter” medan andra har ”en rudimentär nivå på sitt arbete med RSA”.<sup>196</sup> Denna bedömning kvarstår allt jämnt. Energimyndigheten anser att en rimlig utgångspunkt är att alla aktörer som bedriver samhällsviktig verksamhet inom energiförsörjningen, inkluderat fjärrvärmeförsörjning, löpande ska genomföra risk- och sårbarhetsanalyser. Risk- och sårbarhetsanalyser utgör grunden i det förberedande arbetet och är en förutsättning för att kunna hantera olika typer av krissituationer i fred och krig. Av den anledning kan det behöva ställas krav på fjärrvärmaktörer om att arbeta löpande med risk- och sårbarhetsanalyser, motsvarande de krav som ställs på aktörer inom elsektorn<sup>197</sup>.

### **10.9.2 Avsaknad av funktionskrav och beredskapskrav**

Givet att det finns skillnader i beredskapen mellan de olika fjärrvärmeaktörerna så medför det också att avbrott eller störningar i värmeförsörjningen kan få olika konsekvenser för slutanvändarna. Dessutom kan det vara skillnad i beredskapsförmåga hos de olika slutanvändarna inom samhällsviktig verksamhet, vilket innebär att konsekvenserna av ett värmeavbrott för exempelvis ett sjukhus kan se olika ut beroende på var i landet verksamheten bedrivs.

Givet detta, samt ökade krav i och med totalförsvarsplanering, så finns det behov av att stärka beredskapen inom värmesektorn. Detta skulle kunna vara i form av ”funktionskrav” likt de funktionskrav som finns inom elförsörjningen. Funktionskrav i det här sammanhanget skulle kunna handla om hur länge ett värmeavbrott får vara och krav på avbrottsrapportering. Det kan också föreligga ett behov av en

---

<sup>196</sup> Energimyndigheten dnr 2015–8060, *Risken för avbrott i fjärrvärme – utredning om fjärrvärmeföretagens ekonomiska ställning samt deras förmåga att förebygga och åtgärda avbrott*, sid 39

<sup>197</sup> Svenska kraftnät. Risk- och sårbarhetsanalys. 2022. <https://www.svk.se/sakerhet-och-beredskap/elberedskap/risk--och-sarbarhetsanalys/> (hämtad 2023-03-29)

beredskapslagstiftning som tydligare ställer krav på ovan redogjorda områden, dvs bränsleförsörjning, reparationsberedskap/personal och insatsvaror. Detta fodrar vidare utredning.

### **10.10 Ödrift och dödnätstart**

Ödrift<sup>198</sup> innebär att en del av ett elektriskt nät inom ett geografiskt område avgränsas och kopplas bort från det nationella transmissionsnätet för att enbart försörjas med el från de lokala elproduktionsanläggningarna. Ett elektriskt nät som inte är kopplat till det nationella transmissionsnätet eller andra lokala nät kan kallas för önät. Inom det avgränsade önätet balanseras elproduktion och elanvändning helt och hållet lokalt utan yttre påverkningar.

Vid en planerad eller plötslig bortkoppling från det nationella transmissionsnätet ska det lokala nätet upprätthålla frekvensbalansen genom att lokalt placerade kraftverk möter efterfrågan från den lokala förbrukningslasten. För att kunna göra det kan det krävas att en del av den lokala lasten kopplas bort och en balans mellan tillgång och efterfrågan på el uppnås. Precis som det nationella elnätet kräver en frekvensbalans på 50 Hz kommer det lokala önätet också ha det kravet.

En viktig faktor för att ödriftsförmåga ska finnas är att det finns lokala elproduktionsanläggningar som har förmågan att leverera en reglerbar och planerbar elproduktion. Typer av kraftverk som har den förmågan är bland annat vattenkraftverk med vattenmagasin och kraftvärmeverk. När ödriften har uppnåtts och önätet har en frekvensbalans kan andra typer av kraftverk kopplas på i takt med att förbrukningslasten ökar.

En annan viktig faktor är att minst ett av de lokala kraftverken har dödnätstartsförmåga. Dödnätstart, eller svartstart, innebär att ett kraftverk har förmågan att starta upp utan en extern anslutning till ett spänningssatt elnät. Denna förmåga kan möjliggöras genom att ett kraftverk har ett dieselaggregat installerat med uppgiften att producera den effekt som behövs för att försörja kraftverkets hjälpkraftsystem och annan prioriterad utrustning. När kraftverket har kommit igång kan det sedan försörja sig själv och fler kraftverk kan startas upp parallellt med att mer last kopplas upp på elnätet. Dödnätstartsförmåga är ett krav för ödrift och önät ska fungera vid en händelse när ingen extern spänningsförsörjning är möjlig.

#### **Energimyndighetens fokus framåt**

Energimyndigheten ser att det är viktigt med ödriftsförmåga för att säkerställa en fullgod elberedskap där kraftvärmen kan spela en viktig roll. Svenska kraftnät arbetar med att utveckla och underhålla ödriftsförmågan i samarbete med ett antal aktörer kopplat till ett antal

---

<sup>198</sup> Svenska kraftnät. *Information om ödrift*. <https://www.svk.se/sakerhet-och-beredskap/elberedskap/information-om-odrift/> (hämtad 2023-03-29)

städer och regioner i Sverige. Ödrift är en elberedskapsförmåga<sup>199</sup> för att säkerställa elförsörjningen. Energimyndigheten ser här ett behov av att utöka samarbetet med Svenska Kraftnät för att stärka den nationella ödriftsförmågan. Detta betyder att fastställa en önskad ödriftsförmåga hos enskilda kommuner, städer och regioner för att sedan implementera detta. Ett nationellt ödriftsprogram mellan myndigheter och andra berörda aktörer är ett möjligt scenario.

Energimyndigheten anser att förutsättningarna för en bättre bränsleberedskap, ökad reparationsförmåga och lagerhållning av viktiga komponenter och insatsvaror behöver utredas. Utredningsbehoven bedöms att ingå i Energimyndighetens ansvarsområde och kommer att omhändertas i den ordinarie verksamhetsplaneringen.

---

<sup>199</sup>

Svenska kraftnät. *Regelverk för elberedskapsverksamheten*. <https://www.svk.se/sakerhet-och-beredskap/elberedskap/regelverk-for-elberedskapsverksamheten/> (hämtad 2023-03-29)



# BILAGA 1 Möjliga effekter av energieffektivisering i fjärrvärme- och kraftvärmesektorn

Här nedan presenteras de modellkörningar i TIMES-NORDIC som konsultfirman Profu gjort till Energiföretagen med olika antaganden om mindre köpt energi och vad det skulle få för konsekvenser.

**De huvudsakliga slutsatserna från modellkörningarna visar att:**

- EU:s effektiviseringsmål kan, beroende på tillämpning, få stor påverkan på uppvärmningssektorn i Sverige.
- Hur krav på byggnaders energieffektivisering definieras och vilken systemgräns som används kan komma att få stor påverkan på teknikval.
- Effektiviseringskrav som avser begränsningar av (oviktad) köpt energi för byggnader:
  - Gynnar värmepumpar, effektiviseringsåtgärder och byggnadsanknuten solenergi
  - Leder till försämrad konkurrenskraft för fjärrvärme
  - Ger oklara effekter på CO<sub>2</sub>-utsläpp (ingen tydlig minskning)
  - Ger en tydlig ökning av systemkostnaden (i jämförelse med referensscenario utan ytterligare specifika effektiviseringskrav)
- Effektiviseringskrav som leder till en övergång från fjärrvärme till individuell värmepump ökar elanvändning för uppvärmning och försämrar förutsättningarna för kraftvärme till följd av ett minskat värmeunderlag.

Sammantaget kan detta leda till en minskad nettoexport av el samt ökat behov av planerbar kraftproduktion under främst vintersäsongen, till exempel kondenskraft.
- Effektiviseringskrav som avser begränsningar av byggnaders nettovärmeanvändning (d.v.s. uppvärmningsbehov ”efter” värmepanna, värmepump etc.) har liten påverkan på marknadsandelarna för fjärrvärme.
- Effekten från effektiviseringskrav som bygger på olika viktning av olika energibärare beror av vilka viktningfaktorer som används. T ex:

– En viktning där fjärrvärme viktas till 0,7 och el till 1,8 (som i BBR) tycks leda till en lägre andel fjärrvärme och en ökad andel individuell värmepump på värmemarknaden – tappet i marknadsandel för fjärrvärme är dock lägre än i ett oviktat fall.

– En viktning där fjärrvärme viktas till 0,7 och el till 2,5 tycks leda till en bibehållen marknadsandel för fjärrvärme.

### **10.11 Några grundfall**

I det följande visas några grundfall i Profus modellanalys. En viktig utgångspunkt för analysen är att EU:s effektiviseringsmål på EU-nivå antas appliceras på den svenska byggnadssektorn rakt av. Det vill säga inga antagande görs om hur effektiviseringsmålen kommer att fördelas mellan olika länder inom EU. Inte heller tas hänsyn till eventuella möjligheter att olika sektorer kan bidra olika mycket till ett nationellt mål.

I grundfallen relateras även de undersökta effektiviseringsnivåerna till inköpt energi och ingen viktning av olika typer av köpt energi (el, fjärrvärme, etc.) tillämpas.

Scenarioförutsättningar<sup>200</sup> avseende t.ex. efterfrågeprojektioner för industri och byggnader baseras på Energimyndighetens elektrifieringsscenario ("Scenarier över Sveriges energisystem 2020", ER 2021:6). Industrins elbehov har emellertid uppdaterats och inkluderar viktiga nytillkomna planerade industrisatsningar vilka inte ingår i EMs scenario.

Analysen inkluderar fyra grundfall: ett av fallen kan betraktas som ett referensfall (kallat OPT) och tre av fallen undersöker effekten av att olika typer av krav på energieffektivisering av byggnadsstocken tillämpas.

#### **1. OPT**

- Analysens basfall.
- Nuvarande policies och styrmedel inkluderas.
- Effektiviseringsnivån i byggnadsstocken optimeras utifrån befintliga styrmedel utan inverkan av ytterligare specifika krav på Energieffektivitet

#### **2. FF55**

- Baseras på föreslagna i energieffektiviseringsnivåer inom Fit for 55-paketet.

---

<sup>200</sup> i) Fossilbränslepriser och EU ETS-priser baseras på IEA:s WEO-scenario "Announced pledges" (World Energy Outlook 2021). Med tanke på den senaste tidens omvärldsutveckling och prisuppgångar på energimarknaderna har fossilbränslepriserna för de kommande ca 10 åren justerats upp i jämförelse med IEA:s scenario. Därefter antas de återgå till en "normal" bana i linje med IEA:s scenario. ii) Priset på utsläppsrätter inom EU ETS antas uppgå till 120 EUR/ton år 2030 och 200 EUR/ton år 2050 (baserat på ovan nämnt IEA-scenario).

– Köpt energi begränsas i byggnadsbeståndet. Tillåten nivå för köpt energi sätts till 9% lägre än ”EU Reference Scenario”.

### 3. REPOWER

- Baseras på föreslagna i energieffektiviseringsnivåer av EU-kommissionen kopplat till EU:s REPowerEU-paket.
- Köpt energi begränsas i byggnadsbeståndet. Tillåten nivå för köpt energi sätts till 13% lägre än ”EU Reference Scenario”.
- Krav på solkraftsproduktion på nybyggnation (småhus och flerbostadshus) och samtliga lokaler (från 2030)<sup>201</sup>.

### 4. REPOWER 2

- Baseras på preliminära förslag kring energieffektiviseringsnivåer av EU-parlamentet kopplat till EU:s REPowerEU-paket.
- Köpt energi begränsas i byggnadsbeståndet. Tillåten nivå för köpt energi för befintlig byggnadsstock sänks till 56% av befintlig användning (d.v.s. en minskning med 44 %). Denna sänkning antas innebära att nybyggnations-energi prestanda uppnås för hela byggnadsstocken<sup>202</sup>.
- Krav på solkraftsproduktion på alla byggnader (småhus, flerbostadshus, lokaler) (från 2030).

Scenario OPT (Figur 51) uppvisar på medellång sikt minskande nivåer för köpt energi. Detta är en följd av en minskande användning av elvärme (direktverkande och elpanna), ökande värmeeffektivisering och ökande användning av värmepump. På lång sikt ses dock en ökande trend på grund av en ökning av hushålls- och driftel.

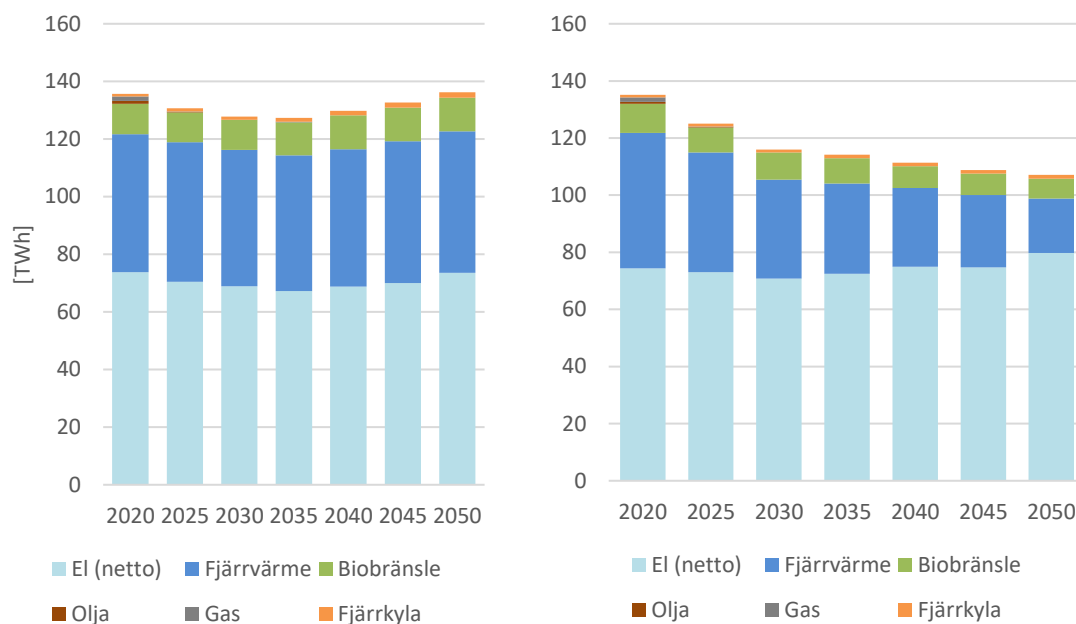
I scenario FF55 tvingas nivån på den köpta energin ner, vilket i jämförelse med OPT (Figur 51), leder till en högre nivå av värmeeffektivisering och en övergång från fjärrvärme till individuell värmepump.

---

<sup>201</sup> Egentligen handlar det om att byggnader ska vara ”solar-ready”, möjligheter att anpassa kraven till nationella förutsättningar finns, samt att nya lokalbyggnader ska gå före och att man ska ställa krav på befintliga lokalbyggnader och nya bostäder. Men i Profus modelleringar har man utgått från en strikt anpassning som innebär ett krav i modelleringen.

<sup>202</sup> I dessa modelleringar tas ingen hänsyn till andra krav, exempelvis EPBD:s mål att byggnader ska omvandlas till Zero Energy Buildings etc.

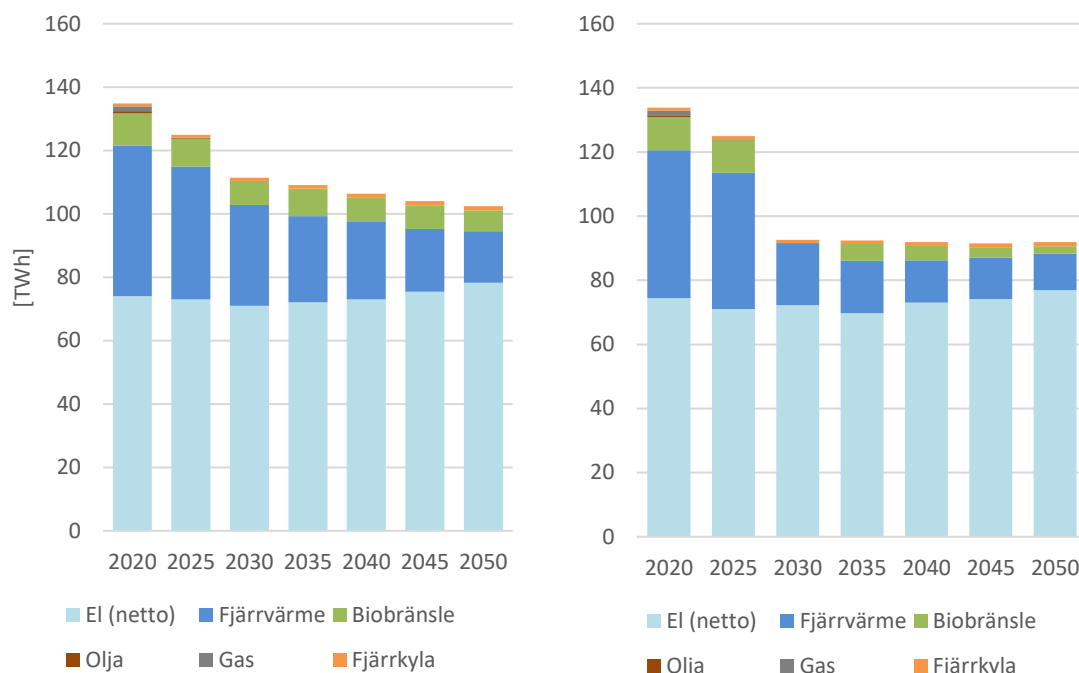
Figur 51 Tillförd energi till byggnader (uppvärmning, hushålls- och driftel. **Scenario Opt** (till vänster) jämfört med **Scenario FF55** (till höger)



Figur 52 visar att scenario REPower uppvisar liknande effekter som scenario FF55 men i något högre utsträckning eftersom begränsningen av köpt energi är högre (13 procent mot 9 procent). REPower 2 innebär ännu kraftigare minskningar av köpt energi där marknaden för att installera en värmepump mättas för att därefter kräva olika värmeeffektiviseringsåtgärder. Påverkan på fjärrvärmens från kraven på minskad köpt energi innebär drastiska minskningar i alla fall. Från leveranser på 47,4 TWh 2020 ner till någonstans mellan 11 och 19 TWh 2050 beroende på scenario, givet de förutsättningar som angetts för modellen.

I verkligheten är det naturligtvis svårt att veta hur kunder och aktörer anpassar sig såsom exempelvis hur transaktionskostnader för byte av uppvärmningsalternativ värderas. Sådana aspekter kan naturligtvis mildra utfallet. En annan aspekt är ju hur energieffektiviseringsmålen fördelas ut till olika länder.

Figur 52 Tillförd energi till byggnader (uppvärmning, hushålls- och driftel. **Scenario Repower** (till vänster) jämfört med **Scenario RePower2** (till höger)

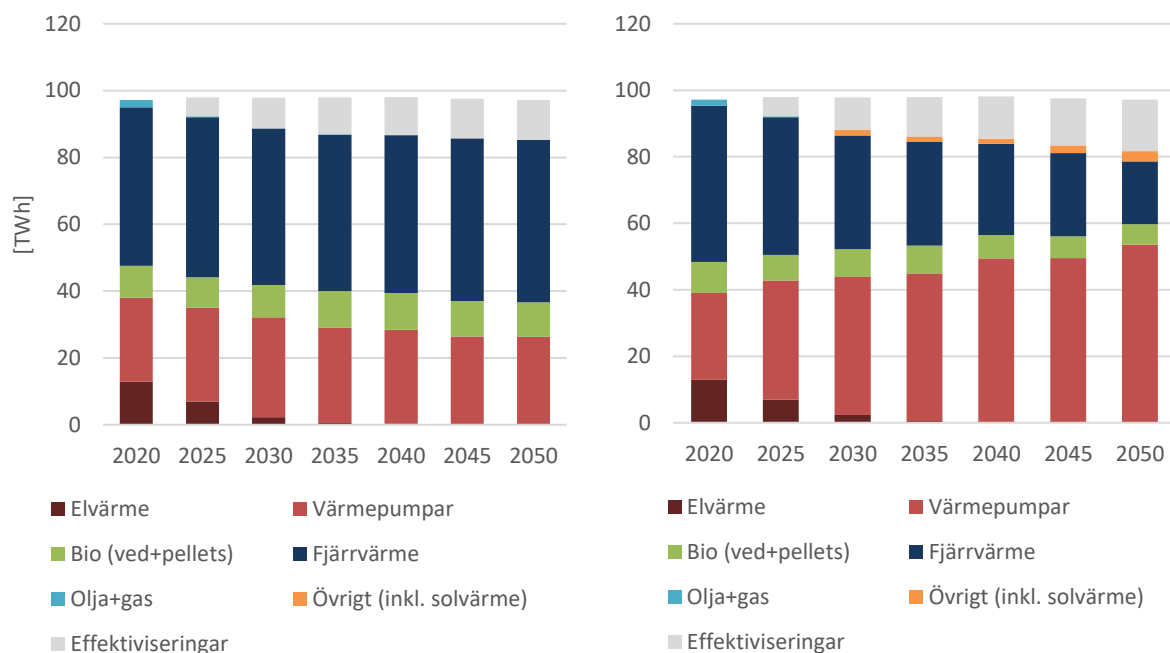


I stället för köpt/tillförd energi så visar Figur 53 den energi som byggnaden behöver för sin uppvärmning, så kallad *nyttig värme* eller *nettovärme*<sup>203</sup>. Figuren är för hela byggnadsstocken uppdelad på typ av värmesystem inklusive den besparing av nettovärmeanvändning som åstadkoms av i framtiden tillkommande effektiviseringsåtgärder. Figuren visar att värmepumpar gynnas av en begränsning av köpt energi eftersom man för varje enhet köpt energi (el) får ut flera enheter värme. Hur många enheter man får ut beror på värmepumpens verkningsgrad. En COP<sup>204</sup>-faktor på tre betyder att en del el genererar tre delar värme. I Scenario 55 syns även en viss ökning av solvärme.

<sup>203</sup> Nyttig värme (även kallad nettovärme) avser här den energi som avges från radiatorer eller motsvarande för byggnadens uppvärmning, d.v.s. efter förluster i byggnadernas uppvärmningssystem (panna, värmepump, etc.). Nettovärmen speglar således energiprestandan för byggnaders klimatskal, ventilation och användning.

<sup>204</sup> COP= Coefficient of Performance

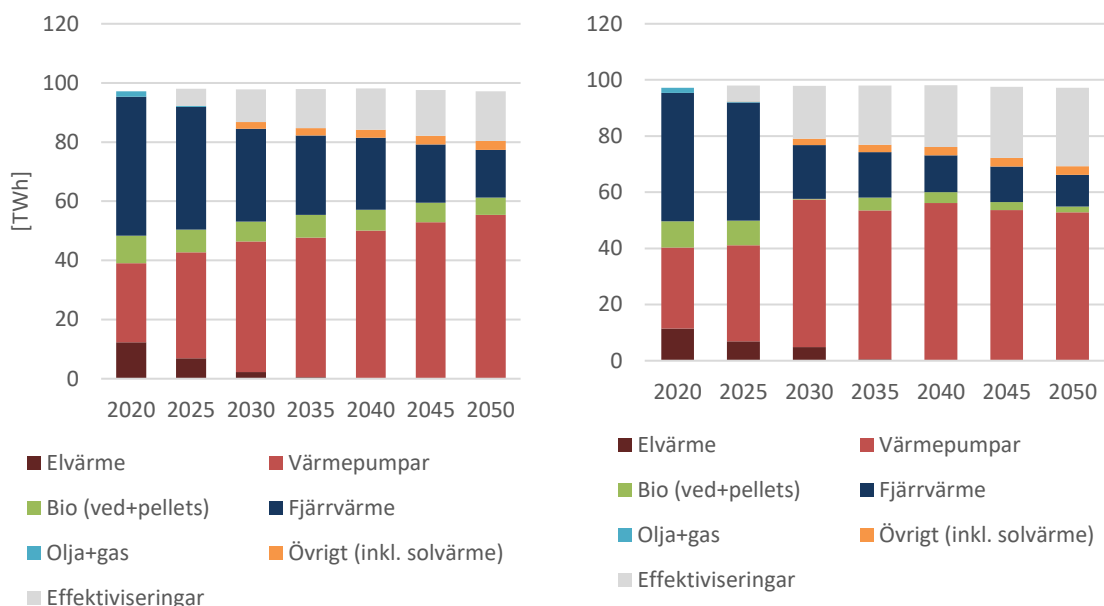
Figur 53 Nettovärmeanvändning samt tillkommande värmeeffektivisering i byggnader – **scenario OPT** (vänster) & **scenario FF55** (höger)



I Figur 54 syns en ökning av användandet av energieffektiviseringsåtgärder och värmepump i fallen REPower och REPower 2. I alla fallen som jämförs med OPT syns även en viss ökning av solvärme.

Den mycket kraftiga begränsningen av köpt energi redan från 2030 i scenario REPower 2 leder i modellen till vissa oväntade effekter som att biopannor fasas ut 2030 för att sedan återkomma 2035. Den här typen av effekter är relaterad till begränsningar i modellen, men illustrerar samtidigt att kraven i REPower 2 är mycket långtgående och svåra att möta även i en modellkontext.

Figur 54 Nettovärmeanvändning samt tillkommande värmeeffektivisering i byggnader – scenario RePower (till vänster) och scenario Repower 2 (till höger)



### 10.11.1 Påverkan på fjärrvärmekompositionen

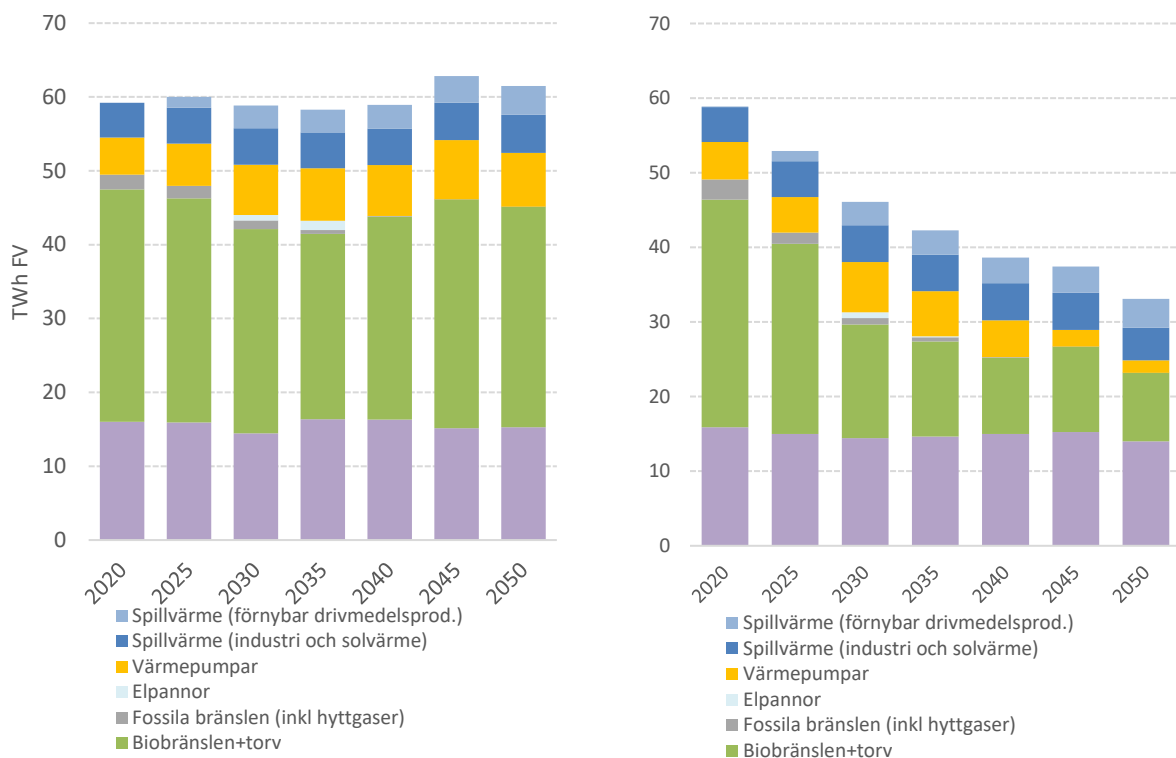
Figur 55 visar att fjärrvärmeproduktionsmixen inte förändras särskilt mycket i referensfallet OPT (till vänster i figuren). Dock sker en ökning av produktion baserad på spillvärme, värmepump och kraftvärme. Även CCS kopplat till biobränsle-KVV blir en del av mixen (BECCS).

Scenario FF55 visar en kraftig nedgång i fjärrvärmeproduktionen. Framför allt är det den biobaserade produktionen som minskar, medan avfallsförbränning och spillvärme över tid svarar för en större del av mixen.

Även fjärrvärmeanslutna stora värmepumpar minskar i produktion i FF55 i jämförelse med OPT, och ersätts alltså i hög grad av mindre individuella värmepumpar i byggnader.

I scenarierna RePower och RePower 2 är effekterna ungefär likadana fast än mer påtagliga i och med de hårdare effektiviseringskraven.

Figur 55 Fjärrvärmeproduktion scenario OPT (vänster) jämfört med Scenario FF55 (höger)

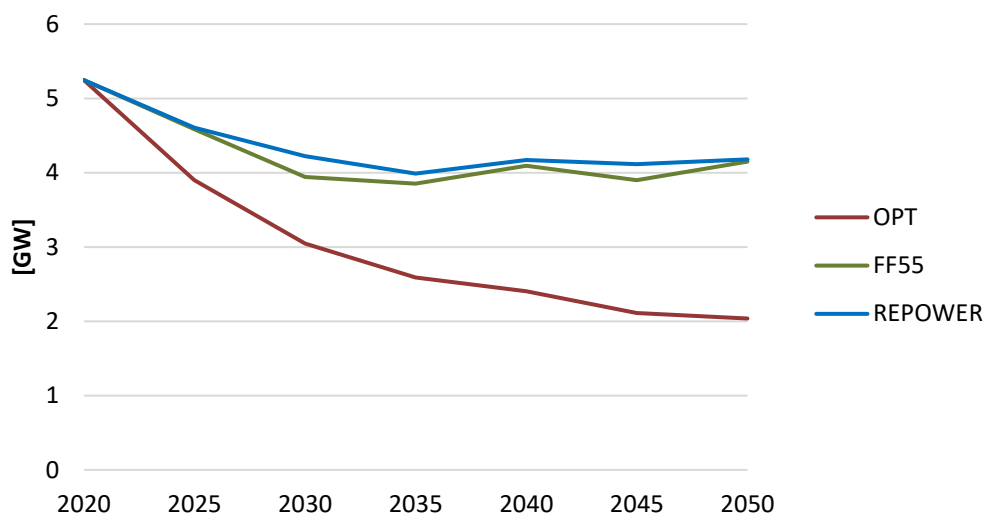


### 10.11.2 Påverkan på effektbehovet

Figur 56 visar hur medeleffektbehovet en kall vinterdag förändras som en konsekvens av minskad fjärrvärmeanvändning och ökad användning av värmepumpar i fallen FF55 och RePower jämfört med Opt. I jämförelsefallet OPT minskar effektbehovet annars som en konsekvens av minskad användning av direktverkande el och elpanna. Medeleffektbehovet en kall vinterdag ökar alltså med 1 GW 2030 och 2 GW 2050 i fallen FF55 samt RePower. Därutöver är skillnaden i toppeffektbehovet (som ej visas i figuren) ännu större.



Figur 56 Medeleffektbehov för individuell eluppvärmning – vinterdag

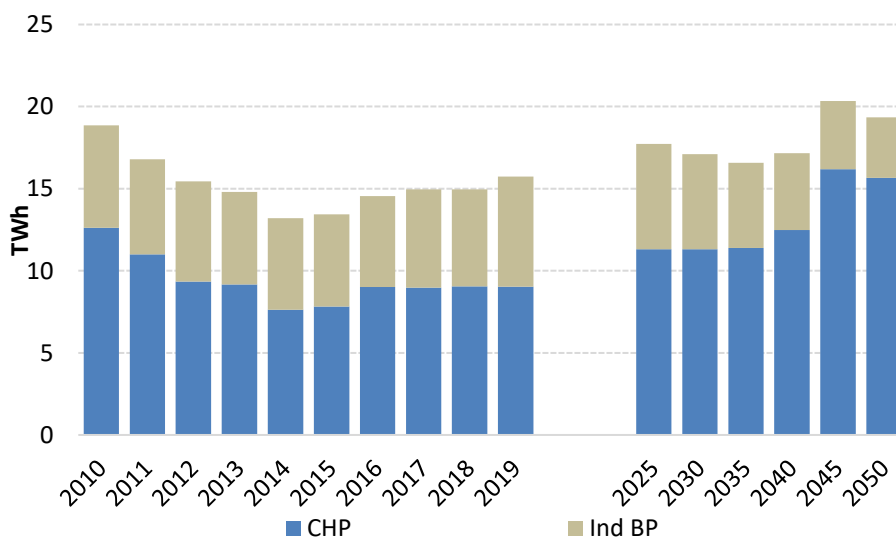


### 10.11.3 Påverkan på elproduktion från kraftvärme

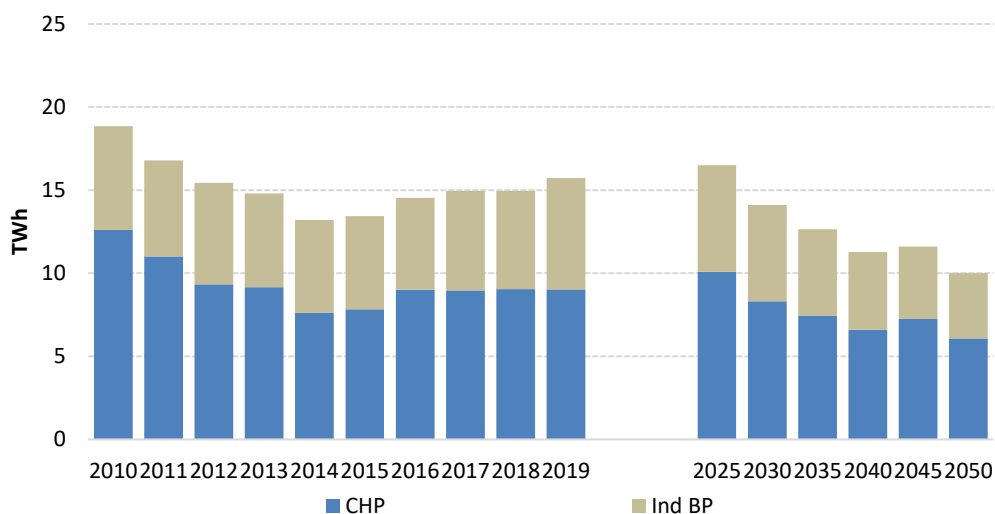
I scenario OPT ökar elproduktionen från fjärrvärmeansluten kraftvärme med ca 70 procent till 2050 (från 2019), medan motsvarande siffror för FF55 är en minskning med ca 30 procent (Figur 57). I fallen RePower och RePower 2 minskar den kraftvärmeproduktionen ännu mer med 40 procent respektive 60 procent till 2050 (Figur 58).

Avseende kraftvärme sker i dessa fall en minskning av elproduktionen med 40 procent till 2050 (från 2019) för REPower och 60 procent för REPower 2 (ej inkluderat industriellt mottryck).

Figur 57 Utvecklingen av kraftvärmeproducerad el i referensfallet (scenario OPT)



Figur 58 Utvecklingen av kraftvärmeproducerad el i scenario FF55



#### 10.11.4 Utsläpp

Effekterna på CO<sub>2</sub> -utsläpp från införandet av effektiviseringskrav på köpt energi är oklara. Varken en tydlig minskning eller en tydlig ökning ses i modellresultaten. I modellresultaten noteras ett flertal effekter som i många fall går åt olika håll och de sammantagna effekterna på utsläpp går både upp och ner under den modellerade perioden.

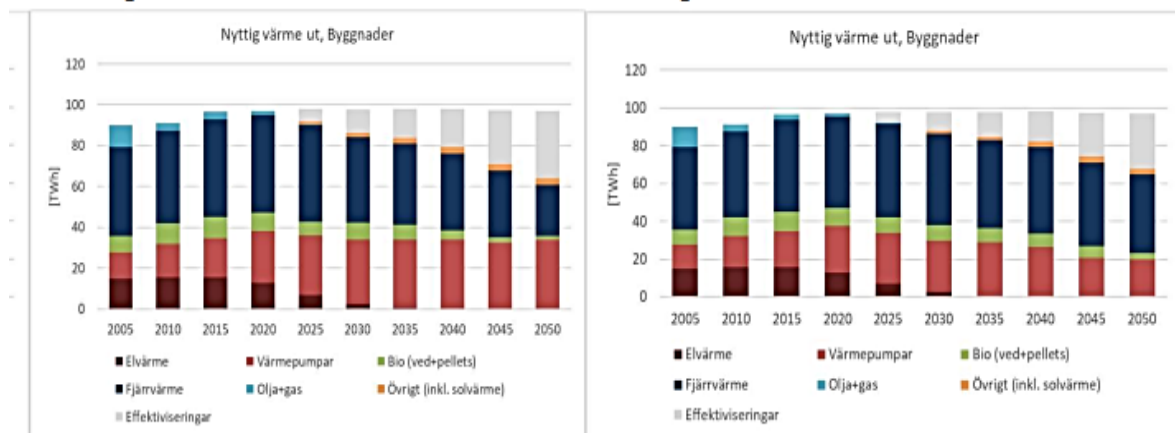
#### 10.11.5 Ändrade viktningsfaktorer för fjärrvärme och el medför bibehållen konkurrenskraft för fjärrvärmerna

Figur 59 visar hur en förändring av viktningsfaktorerna enligt BBR (se beskrivning i kapitel 8.3) skulle påverka fjärrvärmeleveranserna vid ökade krav på energieffektivisering. Figurerna utgår från Scenario RePower EU (minskad köpt energi med 13 procent) och visar att med Viktning 2 (fjärrvärme=0,7 och el=2,5) så behåller fjärrvärmerna mycket av sin konkurrenskraft gentemot andra uppvärmningsalternativ. Jämfört med viktning 1 (fjärrvärme=0,7 och el=1,8). I absoluta tal sker emellertid en nedgång över tid för såväl fjärrvärme som värmepump som följd av en kraftig värmeeffektivisering.

Figur 59 Konkurrenskraft för fjärrvärmerna i scenario RePower EU beroende på antaganden om olika Viktningsfaktorer

*Viktning 1*

*Viktning 2*

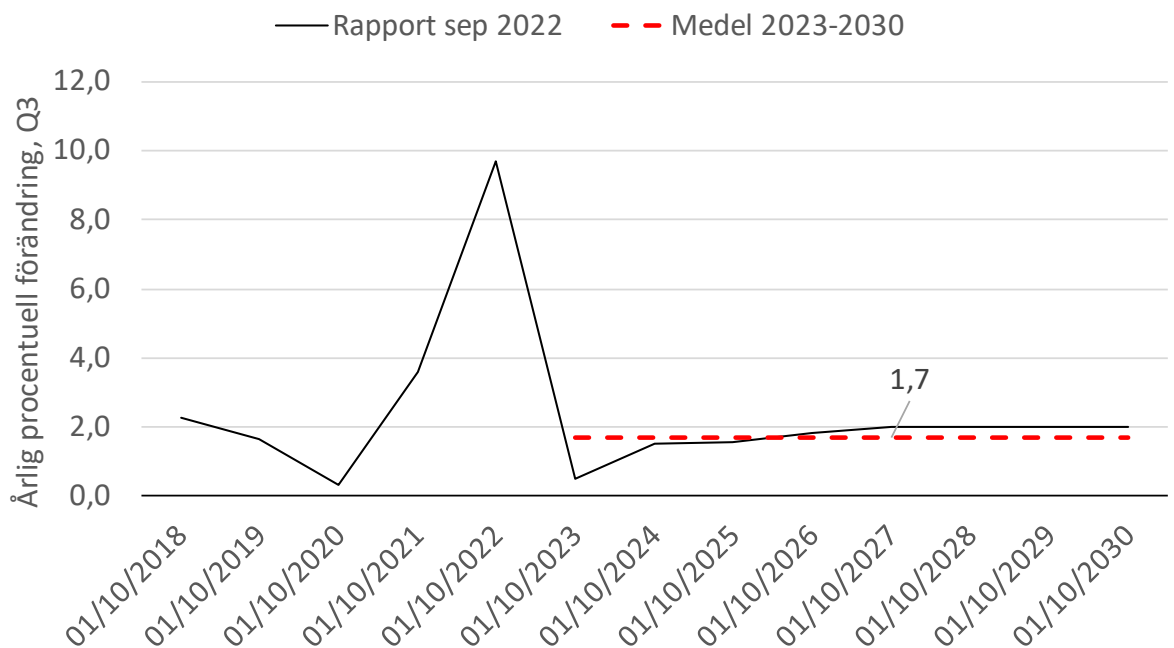


## Bilaga 2 – Förutsättningar

I det följande går förutsättningarna för Profus konkurrensjämförelse igenom mer i detalj.

### Inflation

Konjunkturinstitutet publicerar varje kvartal konjunkturläget och vi utgår från rapporten från september 2021 [8] avseende inflationstakten för perioden 2023-2030 för inflationsjustering.



Figur 60: KPIF enligt Konjunkturinstitutets rapport från september 2022. Den svarta linjen representerar årlig procentuell förändring av KPIF från första oktober respektive år för perioden 2018-2030.

Figur 60 visar Konjunkturinstitutets värden för inflation, mätt enligt KPIF, beräknas stabilisera sig runt ett genomsnitt på 1,7% per år för perioden 2023-2030. Vi har utgått från detta värde i de fall den indata vi använt varit baserad på reella värden. Exempelvis har vi justerat kalkylräntan för att inkludera inflation och likaså elpriset. Övrigt underlag som vi utgått från har innehållit effekterna av inflationen.

### Livslängder och kalkylränta

Den tekniska livslängden för en fjärrvärmecentral kan vara mellan 25 och 35 år, den tekniska livslängden för ett borrhål kan vara mellan 50-80 år medan en värmepump kan vara i drift i 15-25 år utan behov av större underhåll. Att utgå från tekniska livslängder är relativt komplex och vi har istället baserat beräkningarna på ekonomisk livslängd som speglar en tidsperiod där inget större underhåll eller reinvestering behövs för något alternativ. Vi utgår från

en ekonomisk livslängd om 20 år för fjärrvärme och bergvärme medan vi utgår från 15 år för luft-vattenvärmepump.

Att ovan ekonomiska livslängder är rimliga baserar vi dels på branschferenheter, dels på hur långa garanti- och försäkringstider man kan teckna. Fjärrvärmeföretag som Luleå Energi, Eskilstuna Energi och andra anger 20 år som en period efter man bör fundera på att byta ut sin fjärrvärmecentral. Folksam erbjuder trygghetsförsäkring för bergvärmepumpar upp till 18 år och luft-vattenvärmepumpar upp till 16 år [9] vilket är ett indikativt värde om livslängden. Tillverkare som Nibe, IVT och återförsäljare som Polarpumpen anger också typiska livslängder till 15-20 år.

Vad gäller kalkylränta, ibland också kallad diskonteringsränta, är den svår att ange som ett enda värde eftersom olika företag kan ha olika principer för hur kalkylränta beräknas. Kalkylräntan kan också variera beroende på typ av projekt. I sin rapport från 2009 [10] för investeringar inom transportsektorn angav ASEK-gruppen (Arbetsgruppen för Samhällsekonomiska Kalkylvärden och analysmetoder) att en samhällsekonomisk kalkylränta ska vara 4% (real). De angav också att den företagsekonomiska kalkylräntan ska vara 6,5% (real). I senare uppdateringar av dessa bedömningar [11] justerade man den samhällsekonomiska kalkylräntan till 3,5% och den företagsekonomiska räntan till 5%. I Tabell 20 framgår våra antaganden om livslängd och kalkylränta.

Tabell 20: Sammanfattning av ekonomisk livslängd samt ränta för olika scenarier.

Förutsättning	Enhet	Referensfall 2022	Lågfall 2030	Högfall 2030
Livslängd	År	20 15 för luft-vatten	20 15 för luft-vatten	20 15 för luft-vatten
Kalkylränta (inkl inflation)	%	6,7%	3,7%	9,7%

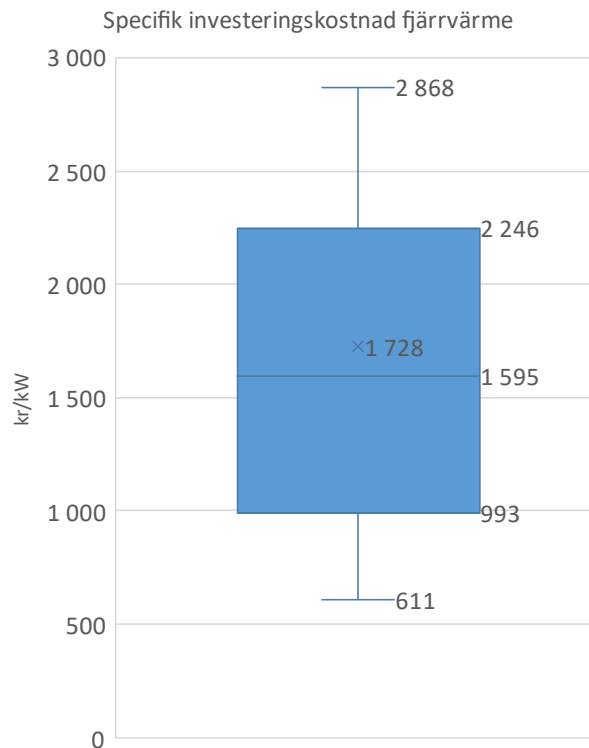
## Investeringskostnader

För respektive uppvärmningsalternativ finns det olika komponenter vars investeringskostnad kan skilja beroende på olika förutsättningar, där storleken på anläggningen är en viktig faktor. För fjärrvärme kan investeringen delas upp i två komponenter, dels kostnaden för fjärrvärmecentralen, dels kostnaden för att ansluta till fjärrvärmenätet, dvs anslutningskostnaden. Den förstnämnda varierar relativt lite mellan olika delar av landet vad gäller materialkostnader eftersom moderna fjärrvärmecentraler levereras prefabricerade och är standardiserade.

Anslutningskostnaden kan däremot variera mycket beroende på avståndet till närmaste möjliga anslutning till fjärrvärmenätet. Profu har dock via sin produkt Fjärrkontrollen samlat in uppgifter från ett tjugotal fjärrvärmebolag avseende kostnader för fjärrvärmecentral och -anslutning 2022 och baserat på dessa data anser vi att det är rimligt att utgå från medianen, avrundat till 1600 kr/kW, där kW avser värmeeffektbehovet vid dimensionerande utetemperatur.

För värmepumpar finns det på motsvarande sätt olika komponenter vars investeringskostnad kan skilja beroende på olika förutsättningar. Särskilt i fallet med bergvärme kan kostnaden för borrhning variera betydligt beroende på förutsättningarna i mark. Kostnaden för själva värmepumpen är dock relativt jämförbar runtom i landet, även om det kan finnas skillnader i kostnad för installationsarbetet. Profu har historiskt samlat in uppgifter från upphandlingar och offerter för att bevaka installationskostnaderna för värmepumpar och för perioden 2021-2022 har vi samlat in tiotal upphandlingar runtom i landet som avser installation av nya värmepumpsanläggningar för att fånga in förändringarna i kostnader på grund av omvärldsläget. Baserat på det underlaget har vi beräknat fram en genomsnittlig specifik kostnad 20 700 kr/kW för bergvärmeanläggningar samt 14 500 kr/kW för luft-vattenvärmepumpar, där kW avser värmeeffektbehovet vid dimensionerande utetemperatur.

Vad gäller investeringskostnader för 2030 är viktigt att notera att senaste tidens omvärldsfaktorer, inte minst inflationsläget och Corona-pandemin, påverkat priser för material. Svenska Kyl & Värmepumpföreningen genomför



Figur 61: Låddiagram för specifika kostnader för investering i fjärrvärmecentral samt anslutningskostnad. Krysset representerar medelvärdet medan linjen visar medianen.

årligen en undersökning PULSEN [12] om installationskostnader för olika typer av värmepumpar för villamarknaden och där konstaterar man en kostnadsökning på ca 12% mellan 2021 och 2022 för bergvärmepumpar och ca 4% för luft-vattenvärmepumpar. Till viss del kan kostnadsökningen kopplas till den globala leveranskedjeproblematiken och brist på halvledare, till viss del kan den för bergvärme kopplas till tendensen att man numera i större utsträckning överdimensionerar energibrunnar, dvs man borrar djupare jämfört med tidigare och till viss del beror kostnadsökningen också på inflationsläget.

Frågan är därför om dessa ökningarna förväntas bestå fram till 2030 eller om man kommer se en återgång till tidigare prisnivåer. Vår uppfattning efter samtal från representanter från värmepumpsbranschen är att man sannolikt inte kommer se en återgång. Om vi utgår från statistik från PULSEN [11] (som visserligen avser villamarknaden men är relativt indikativt även för större värmepumpar) så har kostnaderna mellan 2011-2021 ökat i genomsnitt med 1,8% per år för bergvärme och 1,4% per år för luft-vattenvärmepumpar. Inflationen har under samma period varierat mellan 0,5% och 4% med ett medel på ca 1,5% vilket antyder att kostnaderna för värmepumparna följt inflationstakten relativt nära. Om vi utgår från att framtida inflation kommer vara runt 1,7% per år innebär detta att kostnaderna för värmepumpar kan öka med ca 13% om utvecklingen mellan 2023-2030 följer historisk trend.

Vi anser att ett låg- och högfall motsvarande att investeringskostnaden ökar med 5% respektive 25% för både fjärrvärme och värmepumpar till 2030 är rimlig för att spegla två olika framtidsscenarioer. Lågfallet speglar då ett scenario där omvärldssituationen återgår till en relativt stabil situation som rådde före Coronapandemin, dvs utan halvledarbrist, leveranskedjeproblem och energikris vilket leder till att kostnaderna minskar något och den totala kostnadshöjningen till 2030 hamnar under inflationstakten. Högfallet speglar en situation där rådande omvärldseffekter består i flera år och där kostnaderna för fjärrvärmecentral och anslutning samt för värmepumpar fortsätter att öka mer än inflationstakten. Eftersom vi saknar data specifikt för tänkt kostnadsutveckling för fjärrvärmecentraler och anslutningar har vi utgått att dessa följer utvecklingen för värmepumparna.

Vad gäller driftkostnader för fjärrvärme och värmepumpar baseras dessa på Profus egna data och branschfarenheter. Tabell 21 visar en sammanställning av investerings- och driftkostnader för fjärrvärme respektive värmepumpar.

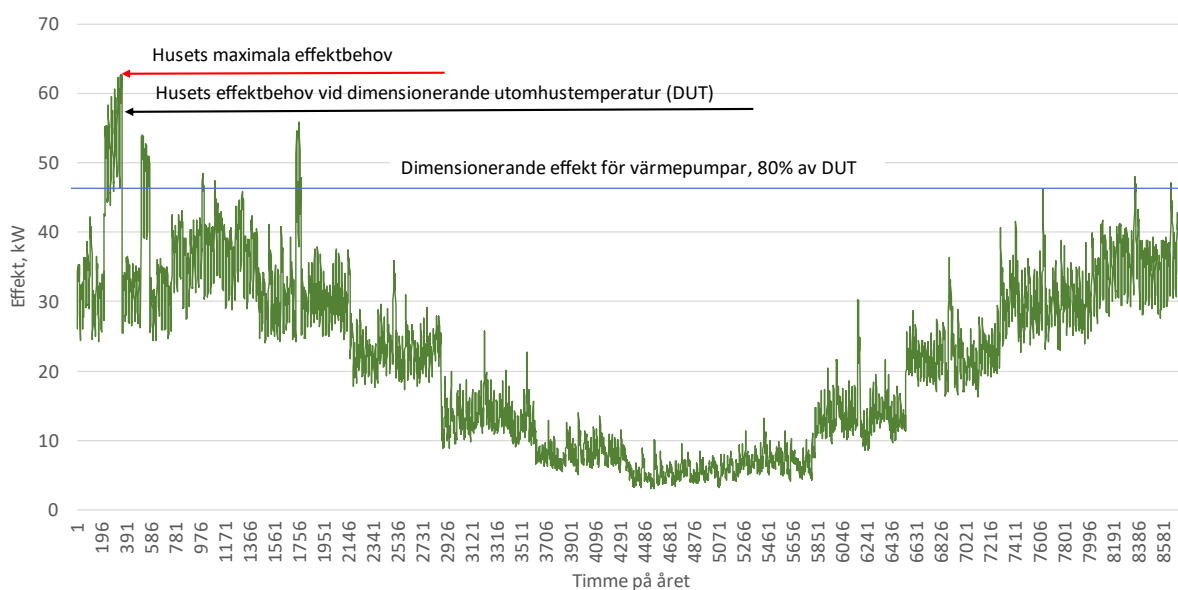
Tabell 21: Sammanfattning av ekonomiska beräkningsförutsättningar för konkurrensjämförelsen. Samtliga kostnader är uttryckta i nominella termer.

Förutsättning	Enhet	Referensfall 2022	Grundfall 2030	Lågfall 2030	Högfall 2030
Investeringskostnader fjärrvärme (central + anslutning)	kr/kW	1 600	1 840	1 680 (5% ökning)	2 000 (25% ökning)
Löpande driftkostnader fjärrvärme	kr/år	2 500	2 861	2 861	2 861
Investeringskostnader bergvärme (värmepump + borrhåll + övrigt)	kr/kW	20 700	23 805	21 735 (5% ökning)	25 875 (25% ökning)

Investeringskostnader luftvatten (värmepump + övrigt)	kr/kW	14 500	16 675	15 225 (5% ökning)	18 125 (25% ökning)
Löpande driftkostnader värmepumpar	kr/år	8 000	9 155	9 155	9 155

### Värmepumpar – dimensionering och prestanda

När det kommer till dimensionering av värmepumpar pratar man oftast i termer av effekt- och energitäckning. Vad detta innebär redovisar vi i Figur 62. Den gröna linjen visar effektprofilen (energibehovet per timma) under ett helt år för ett Nils Holgerssonhus på en ort i Mellansverige. Effektprofilen är baserad på utomhustemperaturer som speglar ett så kallat normalår, baserat på klimatdata från Sveby [13]. När man dimensionerar fastighetens uppvärmningsinstallationer, såsom värmesystem, utgår man från den så kallade dimensionerande utomhustemperaturen (DUT) som bättre speglar dimensionerande förhållanden för den aktuella orten. En fastighets värmetröghet och interna värmealstrande källor som apparater och människor gör att komforten normalt inte påverkas även om utomhustemperaturen under vissa timmar på året understiger den dimensionerande. Med andra ord kan man säga att dimensionerande effektbehov är det praktiska värmeeffektbehovet som en uppvärmningskälla behöver tillgodose.



Figur 62: Effektprofilen för uppvärmning per timma under ett helt år för ett flerbostadshus som motsvarar Nils Holgerssonhuset. Olika tröskelvärden för effekt är utmärkta i figuren, dels högsta timeffekten, dels effekten som finns vid den så kallade dimensionerande utomhustemperaturen över tre dygn vilken används för att spegla ett dimensionerande fall, dvs värmesystem och installationer ska klara av att leverera motsvarande effekt vid denna utomhustemperatur. Slutligen visas vårt antagande om hur värmepumpen dimensioneras för 80% effekttäckning, dvs man investerar i en något mindre värmepump än vad som behövs teoretiskt.

Investeringskostnaden för att leverera värmeeffekt med en värmepump kostar som vi beskrev i föregående kapitel mellan ca 15-21 000 kr/kW medan motsvarande investeringskostnad för en elpanna eller elpatron



kanske motsvarar en tiondel av den kostnaden. Optimal ekonomisk dimensionering är därför en fråga om att väga investeringskostnader mot energikostnader. Vad som är mest ekonomiskt beror på lokala förutsättningarna men det är vanligt att det finns ett optimum runt 60% effekttäckning för flerbostadshus.

Samtidigt ser vi att det installeras värmepumpar med större effekttäckning, dels drivet av att moderna värmepumpar är varvtalsstyrda och har bra prestanda även vid låga laster vilket gör att installatörer kan erbjuda större effekttäckning utan försämrade prestanda. Särskilt på villamarknaden är det idag vanligt att dimensionera värmepumpar för 100% effekttäckning. För flerbostadshus kan dimensioneringsförutsättningarna variera men även här är trenden mot högre effekttäckning.

Eftersom analysen ska spegla faktisk konkurrensjämförelse anser vi att utgå från 80% effekttäckning som är ett mellansteg mellan det som är allt vanligare (dvs närmare 100% effekttäckning) och det som ofta är mest ekonomiskt optimalt (runt 60% effekttäckning). Med 80% effekttäckning blir energitäckningen närmare 100%.

Vad gäller prestanda för värmepumpar syftar vi här på den årliga värmefaktorn som historiskt gradvis förbättrats tack vare teknikutveckling i form av varvtalsstyrda kompressorer, minskade elförluster och även tack vare minskade temperaturbehov i byggnader. Eftersom syftet med denna studie är att spegla konkurrensjämförelsen i olika elprisområden utgår vi från värmefaktorer som är framtagna för en ort inom respektive elprisområde. Dessa sammanställs i Tabell 22 och Tabell 23.

Tabell 22: Sammanfattning av dimensioneringsförutsättningar och prestanda för bergvärmepump

Värmefaktor bergvärme	Enhet	Samtliga fall
Effekttäckning	%	80%
Årsvärmefaktor SE1	-	3,3
Årsvärmefaktor SE2	-	3,35
Årsvärmefaktor SE3	-	3,5
Årsvärmefaktor SE4	-	3,6

Tabell 23: Sammanfattning av dimensioneringsförutsättningar och prestanda för luft-vattenvärmepump.

Värmefaktor luft-vatten	Enhet	Samtliga fall
Effekttäckning	%	80%
Årsvärmefaktor SE1	-	3,1
Årsvärmefaktor SE2	-	3,4

Årsvärmefaktor SE3	-	3,8
Årsvärmefaktor SE4	-	3,8

Årsvärmefaktorerna i tabellerna är beräknade med Profus egna beräkningsmodell för värmepumpar där klimatförutsättningar, bergförutsättningar och andra indata kan anges för att beräkna värmepumpens värmefaktor samt kontrollberäknade med värmepumptillverkarnas kalkylverktyg som NibeDim. Beräkningarna har baserats på klimatdata från Sveby samt antaganden om vanliga förhållanden i mark såsom värmeledningskoefficient osv. Framledningstemperaturen som värmepumparna arbetar mot baseras på ett värmesystem med radiatorer och varierar mellan 25-55°C under året.

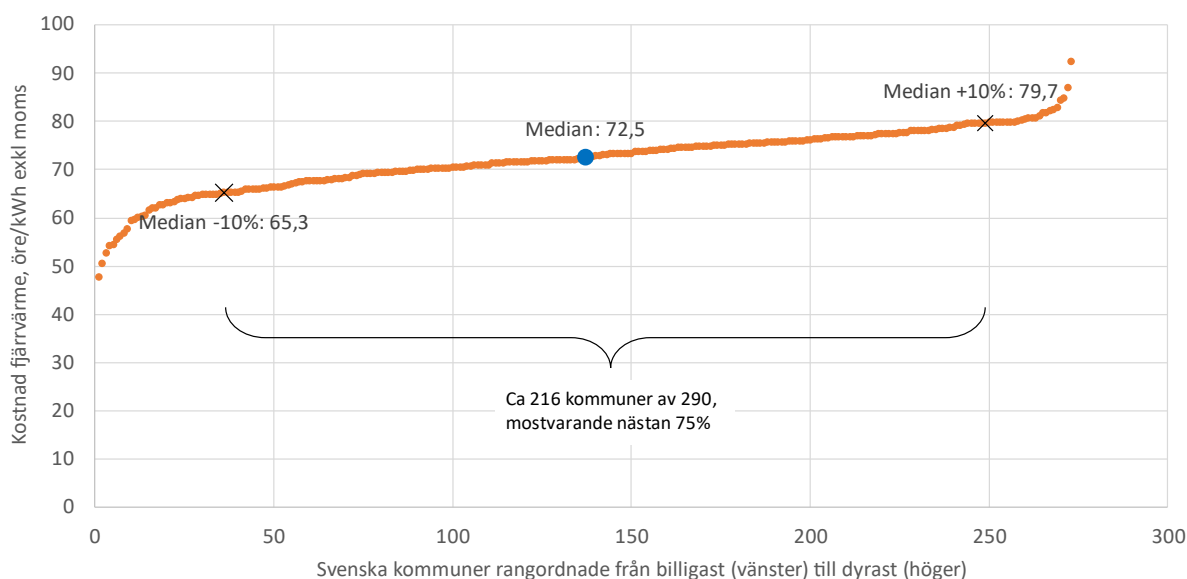
Vi utgår från att värmepumparnas prestanda inte ändras till 2030. Historiskt har värmefaktorn förbättrats tack vare teknikutveckling som varvtalsstyrda kompressorer men även lägre temperaturer i framför allt nya byggnaders värmesystem. För denna analys utgår vi från att värmepumparna 2030 arbetar mot samma temperaturer och att motsvarande teknikförbättring som en övergång till varvtalsstyrda kompressorer inte sker till 2030.

### Fjärrvärme

Fjärrvärmerna i Sverige består av olika lokala system som ofta har olika förutsättningar, bland annat vilka produktionsanläggningar som finns och hur och när fjärrvärmenätet är uppbyggt. Detta har lett till att det finns variationer i hur prismodellen för fjärrvärme är uppbyggd, exempelvis har vissa prismodeller en effekt- och en energikomponent, andra endast en energikomponent, vissa även en flödeskomponent osv. Dock har Profu tidigare analyserat ifall det finns skillnader i kostnadsminskning vid energieffektivisering givet olika prismodeller för fjärrvärme och fann att skillnaderna var små trots olika definitioner och andel av de ingående komponenterna i prismodellen. Detta indikerar att det är främst prisnivån som påverkar fjärrvärmens konkurrenskraft. Vi har därför här valt att utgå vad vi anser vara en enkel men relativ representativ prismodell för fjärrvärme:

- Ett rörligt pris för effekt, definierat som priset för högsta dygnsmedeleffekten (högsta dygnsförbrukning delad med 24)
- Ett säsongsbaserat energipris som har olika nivåer beroende på ifall det är vinter, vår- och höst eller sommar.

Vad gäller prisnivån för fjärrvärme har vi utgått från Nils Holgersson-rapporten 2022 [2], som är en årlig sammanställning av kostnader för bland annat fjärrvärme för ett fördefinierat fiktivt flerbostadshus. Eftersom parametrarna för flerbostadshuset är definierade, såsom energi- och effektbehov, ”flyttas” huset fiktivt mellan olika orter och dess kostnader beräknas baserat på lokala prismodeller för fjärrvärme och resultatet för prisnivån för fjärrvärme 2022 framgår av Figur 63.



Figur 63: Fjärrvärmekostnader 2022 enligt Nils Holgersson sorterade efter kommun. Figuren visar också att ca 75% av alla kommuner har en prisnivå för fjärrvärme som ligger  $\pm 10\%$  runt medianen.

För att minska antalet variationer har vi begränsat analysen till att utgå från en referensprisnivå för fjärrvärme, baserat på medianpriset från NilsHolgersson-rapporten 2022, dvs 72,5 öre/kWh exkl moms. Vi anser att medianen är tillräckligt representativ som ett genomsnittsvärde då ca 75% av alla kommuner har en prisnivå  $\pm 10\%$  från medianen.

För Nils Holgerssonhuset definieras effektbehovet till 57 kW medan energibehovet är 193 000 kWh med säsongfördelningen vinter 53%, vår/höst 27% samt sommar 20%. Vi har utgått från följande antaganden om priser för effekt och energi som tillsammans motsvarar ett specifikt pris på 72,5 öre/kWh exkl moms.

- Effektkostnad: 995  
kr/kWh<sub>högsta\_dygnsmedeleffekt</sub>
- Energikostnad:
  - o December – Mars: 60 öre/kWh
  - o April – Maj, Oktober – November: 30 öre/kWh
  - o Juni – September: 15 öre/kWh

För lågfallet anser vi att det är rimligt att utgå från att fjärrvärmepriiserna följer historisk trend, dvs en ökning på 1% per år inklusive inflation. För perioden framåt innebär att lågfallet speglar en prisutveckling som ligger under inflationstakten för perioden 2023-2030 men eftersom fjärrvärmebolagen själva anger 0% prishöjning mellan 2023-2026 som ett möjligt utfallsrum anser vi att 1% är rimligt.

Vad gäller högfallet har det historiskt hänt att fjärrvärmepriiset ökat mer än dubbelt jämfört med inflationen, särskilt under perioden 2001-2013. Fjärrvärmebolagens egna högfäll för perioden 2023-2026 är 5% prishöjning

per år vilket är trippelt den förväntade inflationstakten på 1,7%. Det är rimligt att anta att inverkan av olika omvärldsfaktorer avtar över tid och att prishöjningar snarare tenderar att vilja stabilisera sig runt inflationstakten vilket innebär att fjärrvärmebolagens 5% per år troligtvis inte gäller bortom 2026. Vi anser därför att det är rimligt att anta en genomsnittlig prisökning på 4% per år för perioden 2023-2030. Fjärrvärmepriserna för samtliga scenarier framgår av Tabell 24.

Tabell 24: Fjärrvärmens prismodell och prisnivåer som används i konkurrensanalysen.

Fjärrvärmekomponent	Enhet	Referensfa	Grundfa	Lågfa	Högfa
		II 2022	II 2030	II 2030	II 2030
Effektpris	kr/kW	995	1 220	1077	1362
Energipris Vinter (Dec-Mar)	öre/kWh	60	73,5	65	82,1
Energipris Vår/Höst (Apr – Maj, Okt – Nov)	öre/kWh	30	36,8	32,5	41,1
Energipris Sommar (Jun – Sep)	öre/kWh	15	18,4	16,2	20,5

## Elpris

Elpriserna för 2022 har varit kraftigt influerade av Ukraina-krisen. Eftersom detta är en övergående period har vi i stället valt att använda priserna för 2021 för att spegla nuläget. Priserna 2021 var betydligt högre än för 2020, men betydligt lägre än 2022. Elpriset för 2030 är baserat på resulterande medelpriserna per elprisområde enligt Energimyndighetens senaste referensscenario.

Tabell 25: Elpriser inklusive elcertifikat (antas vara 2 öre/kWh) som används i konkurrensanalysen. För att spegla osäkerheter justerar vi elpriset med  $\pm 15$  öre/kWh för låg- respektive högfallet.

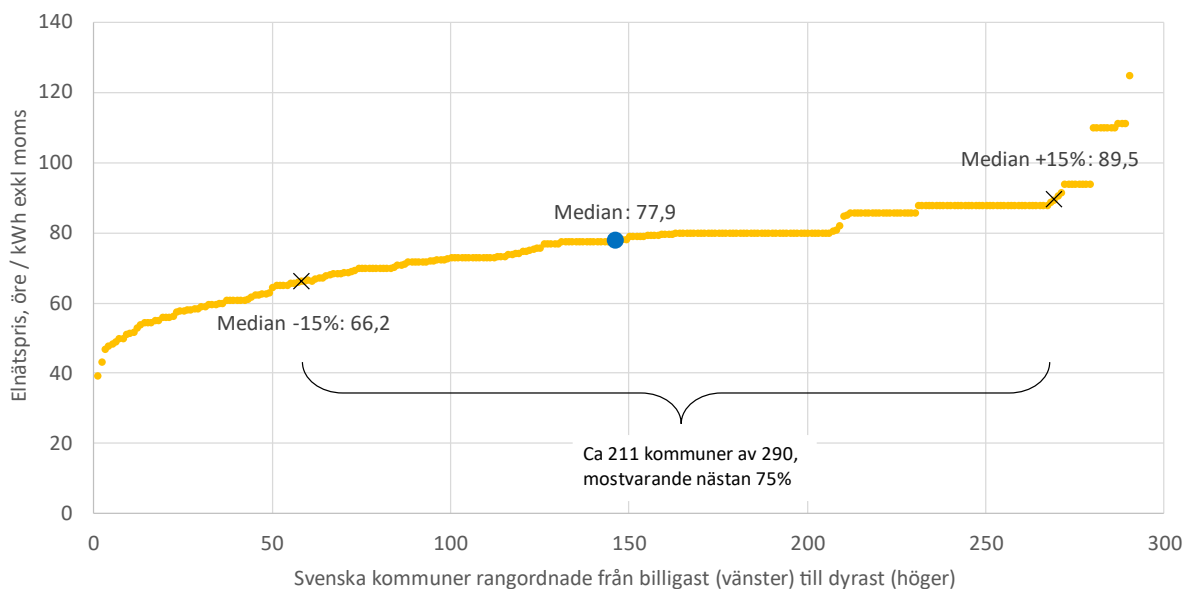
Elprisområde	Enhet	Referensfall 2022	Grundfall 2030	Lågfall 2030	Högfall 2030
SE1	öre/kWh	47	44	29	59
SE2	öre/kWh	47	42	27	57
SE3	öre/kWh	72	56	41	71
SE4	öre/kWh	88	57	42	72

## Elnät

Eftersom Energimarknadsinspektionen i sin författningssamling om ett effektivt utnyttjande av elnätet [4] skriver hur elnätstariffer senast till 1 januari 2027 ska utformas, har vi valt att basera konkurrensanalysen på en tariffmodell som uppfyller dessa nya krav. En sådan tariff ska innehålla fasta avgifter, en energiavgift samt en effektagift som är tidsdifferentierad vilket normalt innebär att man definierar en höglasttid då effektpriset är högre än övrig tid. Hur en sådan tariffmodell ser ut framgår av Tabell 26. Notera att vi inte använt en fiktiv modell utan den har baserats på en nyligen uppdaterad tariffmodell som uppfyller de nya kraven. Vi har dock lagt till ett extra steg

för 80 A för att kunna beräkna fallet då Nils Holgerssonhuset installerar en värmepump.

Vad gäller prisnivå för elnätet har vi använt oss av samma metodik som för fjärrvärme, dvs vi har utgått från medianpriset för elnät enligt Nils Holgersson-rapporten 2022 som framgår av Figur 64.



Figur 64: Elnätskostnader 2022 (exkl moms) enligt Nils Holgersson sorterade efter kommun. Figuren visar också att ca 75% av alla kommuner har en prisnivå för fjärrvärme som ligger  $\pm 15\%$  runt medianen.

Här ser vi att medianen är något mindre representativ för genomsnittet eftersom det är först vid prisnivåer  $\pm 15\%$  från medianen som ca 75% av kommuner representeras, vilket kan jämföras med fjärrvärmens  $\pm 10\%$ , men trots detta anser vi medianen som tillräckligt representativ för en genomsnittlig kommun.

Givet Nils Holgerssonhusets elbehov på 49 500 kWh/år samt säkringsbehov på 35A (inklusive hushållsel från 15 lägenheter som respektive har ett säkringsbehov på 16A) visar Tabell 26 den prislista för elnät som vi utgår från som uppfyller Energimarknadsinspektionens krav samt motsvarar ett medelpris på 77,9 öre/kWh exkl moms.

Tabell 26: Elnätsprismodell och prisnivåer för referensscenariot 2022 i kalkylen.

Säkringsstorlek	Fast pris	Överföringspris, låglast	Överföringspris, höglast	Effekt, låglast	Effekt, höglast
Ampere (A)	kr/år	öre/kWh	öre/kWh	kr/kW/månad	kr/kW/månad
16	1 347	7,9	31,2	0	63,7
20	2 116	7,9	31,2	0	63,7
25	2 402	7,9	31,2	0	63,7
35	2 574	5,7	17,3	0	133,9
50	3 003	5,7	17,3	0	133,9
63	3 718	5,7	17,3	0	133,9
80	4 500	5,7	17,3	0	133,9

För att beräkna andelen energi och effekt som uppstår under låg- respektive höglast har vi utgått från en timprofil för Nils Holgerssonhuset som vi tagit fram baserat på ett verkligt flerbostadshus. Med hjälp av timprofilen kan vi beräkna effekt och energibehoven under hög- och låglasttid. Givet en typisk definition av höglastperiod som november till mars, vardagar mellan kl 6 och 22 blir högsta månadseffekten under höglastperioden ca 16-17 kW och energibehovet ca 26%.

Vad händer med elnätspriserna 2030? Här saknar vi data från branschen om vad man tror om framtiden. Elnätsmarknaden är en reglerad marknad och en indikerande datakälla hade varit Energimarknadsinspektionens intäktsramar för perioden 2024–2027 men dessa är tyvärr ännu inte fastslagna. En annan datakälla är historisk utveckling som enligt Nils Holgersson visat på en genomsnittlig prisökning på ca 3,5% under perioden 2012-2022, dvs de senaste tio åren. Samtidigt vet vi att elsystemet kan genomgå mycket stora förändringar framöver som följd av eventuell omfattande elektrifiering av samhället varför den historiska trenden kanske inte är relevant för perioden 2023-2030. En tredje indikerande datakälla är Faktorprisindex som mäter förändringen i kostnaderna för elnätsföretag och som visar exempelvis över 20% ökade kostnader för lokalnät mellan 2021 och 2022, en ökning som inte helt kan förklaras av högre inflation.

Vi utgår från att överföringskomponenten i elpriset är starkt beroende av elpriset varför låg- och högscenarier för elpriset kan användas för att spegla överföringspriset för elnätskomponenten. Eftersom skillnaderna mellan elprisområden är relativt stora mellan 2022 och 2030, utgår vi från den genomsnittliga förändringen av elpriset under denna period, dvs ca -46% för lågfallet och +3% för högfallet.

När det kommer till scenarier för fast- och effektpris för elnät 2030 anser vi att det är rimligt att lågscenariot utgår från att Energimarknadsinspektionens ambitioner med effektagiften uppfylls, dvs att ”effektagiften baseras på de framåtblickande kostnaderna och ska tas ut baserat på kundens användning av elnätet och den sammanlagda belastningen på elnätet”. I ett sådant scenario är det endast relevant att inflationsjustera fast- och effektpriset eftersom

prismodellen för elnätet är utformad så att man redan får täckning för framtida investeringar.

För ett högscenario är det relevant att titta på den historiska utvecklingen som de senaste två åren varit dubbelt så hög som inflationstakten. Med framtida prognosticerad inflation motsvarande 1,7% innebär detta en prisökning på 3,4%. Vidare kan man resonera att den nya elnätstariffen som i teorin bör utformas för att täcka framtida investeringar inte behöver vara på plats förrän 2027 och samtidigt indikerar Faktorprisindexet att elnätsföretagens kostnader ökat med 20% mellan 2021 och 2022, en trend som kan fortsätta in i 2023 och även bortom. Vi anser att det är rimligt att utgå från att högscenariot för elnätet kan motsvara 4% prisökning av fast- och effektpis under perioden 2023-2030. Tabell 27, Tabell 29 samt Tabell 29 visar elnätspriser för grund-, låg- respektive högfallet.

Tabell 27: Elnätsprismodell och prisnivåer för grundfallet 2030.

Säkringsstorlek	Fast pris	Överföringspris, låglast	Överföringspris, höglast	Effekt, låglast	Effekt, höglast
Ampere (A)	kr/år	öre/kWh	öre/kWh	kr/kW/månad	kr/kW/månad
16	1 692	6,2	24,4	0	80,0
20	2 659	6,2	24,4	0	80,0
25	3 018	6,2	24,4	0	80,0
35	3 234	4,5	13,5	0	168,2
50	3 773	4,5	13,5	0	168,2
63	4 672	4,5	13,5	0	168,2
80	5 654	4,5	13,5	0	168,2

Tabell 28: Elnätsprismodell och prisnivåer för lågfallet 2030.

Säkringsstorlek	Fast pris	Överföringspris, låglast	Överföringspris, höglast	Effekt, låglast	Effekt, höglast
Ampere (A)	kr/år	öre/kWh	öre/kWh	kr/kW/månad	kr/kW/månad
16	1 541	4,2	16,8	0	72,9
20	2 421	4,2	16,8	0	72,9
25	2 749	4,2	16,8	0	72,9
35	2 946	3,1	9,3	0	153,2
50	3 437	3,1	9,3	0	153,2
63	4 255	3,1	9,3	0	153,2
80	5 150	3,1	9,3	0	153,2

Tabell 29: Elnätsprismodell och prisnivåer för högfallet 2030.

Säkringsstorlek	Fast pris	Överföringspris, låglast	Överföringspris, höglast	Effekt, låglast	Effekt, höglast
-----------------	-----------	--------------------------	--------------------------	-----------------	-----------------

Ampere (A)	kr/år	öre/kWh	öre/kWh	kr/kW/ månad	kr/kW/ månad
16	1 843	8,1	32,0	0	87,2
20	2 896	8,1	32,0	0	87,2
25	3 287	8,1	32,0	0	87,2
35	3 523	5,8	17,8	0	183,3
50	4 110	5,8	17,8	0	183,3
63	5 088	5,8	17,8	0	183,3
80	6 159	5,8	17,8	0	183,3

### Elskatt

Elskatten har historiskt ökat med i genomsnitt 2% per år [14]. För perioden mellan 2012-2022 har elskatten ökat med 24% vilket motsvarar ca 2,4% per år. Vi utgår från att denna trend fortsätter till 2030 vilket innebär att elskatten höjs med ca 19% mellan 2022-2030, vilket motsvarar 42,9 öre/kWh. Vi gör ingen låg- och högfällanalys av elskatten.

Tabell 30: Elskatt uppdelat på elprisområde som används i konkurrensanalysen. Notera att vi utgår från att elskatten i SE1 kan nyttja skattereduktionen på 9,6 öre/kWh.

Elprisområde	Enhet	Referensfall 2022	Samtliga fall 2030
SE1	öre/kWh	26,4	42,9
SE2	öre/kWh	36,0	42,9
SE3	öre/kWh	36,0	42,9
SE4	öre/kWh	36,0	42,9



### Villaförutsättningar

För villajämförelsen utgår vi från samma antaganden om el- och elnätspris samt ränta men ett annat antagande om fjärrvärmens prismodell och prisnivå samt investeringskostnader. För villa är det vanligt med en prismodell för fjärrvärme som består av ett fast pris samt ett energipris och kostnadsläget för fjärrvärmecentral och anslutning samt värmepumpar är lite annorlunda jämfört med flerbostadshusen. Antagandena för villa finns sammanfattade i Tabell 31 och i Tabell 32.

Tabell 31: Antaganden för fjärrvärme i beräkningsfallet för villa med moms.

Fjärrvärmekomponent	Enhet	Referensfall 2022	Lågfal 2030	Högfal 2030
Fast pris	kr/år	3 489	3 778	4 775
Energipris	öre/kWh	77,8	84,2	106,4
Investeringskostnad fjärrvärme	kr	62 250	65 363	77 813
Driftkostnad fjärrvärme	kr/år	1 250	1 430	1 430

Tabell 32: Antaganden för värmepumpar i beräkningsfallet för villa med moms.

Värmepumpskomponent	Enhet	Referensfall 2022	Lågfal 2030	Högfal 2030
Investeringskostnad bergvärme	kr/kW	22 000	23 120	27 525
Driftkostnad bergvärme	kr/år	1 650	1 900	2 170
Investeringskostnad luft-vatten	kr/kW	16 000	16 800	20 000
Driftkostnad luft-vatten	kr/år	1 650	1 900	2 170

## Referenser Konkurrensjämförelse

- [1] Arvid Rensfeldt och Vanja Månborg, "Effektivisering med effekt - prismodellens betydelse för incitament till att spara energi och effekt", Värmemarknad Sverige, sep. 2021. Åtkomstdatum: 19 januari 2023. [Online]. Tillgänglig vid:  
[https://static1.squarespace.com/static/5fd0f3ced19bb664ecb6dc28/t/619649cec838737a9cdb0a4a/1637239258578/PM\\_Effekt\\_2.0+.pdf](https://static1.squarespace.com/static/5fd0f3ced19bb664ecb6dc28/t/619649cec838737a9cdb0a4a/1637239258578/PM_Effekt_2.0+.pdf)
- [2] "Nils Holgersson |". <https://nilsholgersson.nu/> (åtkomstdatum 15 januari 2023).
- [3] "Medlemmar och prisändringsmodeller", *Prisdialogen*.  
<https://www.prisdialogen.se/medlemmar/> (åtkomstdatum 15 januari 2023).
- [4] Johan Carlsson, Jens Lundgren, Sandra Kaplin, Marit Widman, och Therese Karlsson, "Elnätstariffer för ett effektivt nätutnyttjande - Principiella val för utformningen av nättariffer", Energimarknadsinspektionen, juni 2020.
- [5] Göran Morén och Johan Carlsson, *Energimarknadsinspektionens författningssamling EIFS 2022:1*. 2022.
- [6] Energimarknadsinspektionen, "Faktorprisindex för elnätsföretag lokalnät 2022".  
<https://www.ei.se/download/18.4b3fc919182e91646e715974/1664280045903/Faktorprisindex-f%C3%B6r-eln%C3%A4tsf%C3%B6retag-lokaln%C3%A4t-2022.pdf> (åtkomstdatum 15 januari 2023).
- [7] Thomas Folkesson, "Fjärrvärmebranschens prisutveckling under det senaste kvartsseket", Fjärrvärmens Affärsmodeller 2.0, maj 2022.
- [8] Konjunkturinstitutet, "Diagram och data 2022".  
<https://www.konj.se/publikationer/konjunkturlaget/diagram-och-data.html> (åtkomstdatum 15 januari 2023).
- [9] Folksam, "Tabell sammanställning värmepumpar".  
[https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.folk-sam.se%2Fmedia%2FTabell-detaljrad-sammanstallning-for-hemsida-andringar-2021\\_tcm5-52177.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK](https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.folk-sam.se%2Fmedia%2FTabell-detaljrad-sammanstallning-for-hemsida-andringar-2021_tcm5-52177.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK) (åtkomstdatum 15 januari 2023).
- [10] Statens institut för kommunikationsanalys (SIKA), "Värden och metoder för transportsektorns samhällsekonomiska analyser – ASEK 4", sep. 2009. Åtkomstdatum: 15 januari 2023. [Online]. Tillgänglig vid:  
[https://www.trafa.se/globalassets/sika/sika-rapport/sr2009\\_3.pdf](https://www.trafa.se/globalassets/sika/sika-rapport/sr2009_3.pdf)
- [11] Trafikverket, "Analysmetod och samhällsekonomiska kalkylvärden för transportsektorn: ASEK 7.0", juni 2020. Åtkomstdatum: 15 januari 2023. [Online]. Tillgänglig vid:  
[https://bransch.trafikverket.se/contentassets/4b1c1005597d47bda386d81dd3444b24/asek-2021/05\\_modelltillampning\\_o\\_kalkylvarden\\_a70.pdf](https://bransch.trafikverket.se/contentassets/4b1c1005597d47bda386d81dd3444b24/asek-2021/05_modelltillampning_o_kalkylvarden_a70.pdf)

[12] SKVP, "PULSEN 2022", 2022.  
<https://skvp.se/statistik/pulsen/2022> (åtkomstdatum 15 januari 2023).

[13] "Sveby | Branchstandard för energi i byggnader".  
<https://www.sveby.org/> (åtkomstdatum 15 januari 2023).

[14] "Elskatt", *Ekonomifakta*.  
<https://www.ekonomifakta.se/Fakta/Energi/Styrmedel/Konsumtionsskatter-panel/> (åtkomstdatum 15 januari 2023).