

Värdet av elproduktion kopplad till fjärrvärmeproduktion - idag och i framtiden



Profu i Göteborg AB
Mölndal, april 2020

Sammanfattning

På uppdrag av ett antal svenska energiföretag som äger och driver kraftvärmeverk har Profu gjort en genomgång av de nyttor som fjärrvärmesystemens kraftvärmeverk bidrar med. I denna studie fokuserar vi på de nyttor som kraftvärmeverkens elproduktion bidrar med. Enkelt uttryckt handlar det om de nyttor kraftvärmeverket åstadkommer och som inte en motsvarande hetvattenpanna eller annan fjärrvärmeproduktion ger. Vi tar alltså inte med den nytta som kraftvärmeverkens fjärrvärmeproduktion skapar. Orsaken till att denna studie valt att fokusera på just värdet av *elproduktion* från fjärrvärmesystemen är att det i samband med flera företags behov av nyinvestering i fjärrvärmeproduktion har uppstått en osäkerhet om utbyggnaden ska göras i form av kraftvärmeverk eller hetvattenpanna. De ekonomiska incitamenten för kraftvärme har bedömts vara dåliga. Eftersom det samtidigt finns en övertygelse om kraftvärmens fördelar och betydelse så har det ansetts vara viktigt att förstå varför de ekonomiska förutsättningarna för kraftvärme inte är bättre och att undersöka om det finns värden som kraftvärmesystemen skapar men inte premieras tillräckligt för.

Även om det, som nämnts, inte ingår i denna utredning så finns det anledning att påminna om ett antal av de nyttor som fjärrvärmesystemen som sådan bidrar med:

- Medför skalfördelar i värmeproduktionen (jämfört med individuell uppvärmning)
- Minskar småskalig förbränning med sämre miljöegenskaper och högre kostnader
- Möjliggör utnyttjande av olika typer av restvärme som annars skulle gått till spillo
- Möjliggör energiåtervinning från avfall som inte kan/bör materialåtervinnas
- Minskar stadens eleffektbehov. Om motsvarande värmeproduktion skulle komma från eldrivna värmepumpar skulle eleffektbehovet i staden kunna vara dubbelt så stort som idag. Dessutom bidrar kraftvärmesystemen med lokal elproduktion. "Dubbel nytta"
- Utan fjärrvärme ingen kraftvärme

Nyttorna som kraftvärmesystemens elproduktion skapar har identifierats för dagsläget och för en framtid med större elanvändning samt med mer variabel elproduktion och mindre planerbar elproduktion. Typiskt ökar kraftvärmesystemens värden på sikt. Kraftvärmesystemens värden och betydelse redovisas dels kvantitativt, i flera fall baserat på modellberäkningar, dels kvalitativt där kvantitativa analyser inte varit möjliga att genomföra inom ramen för denna studie. I punktlistan nedan sammanfattar vi på ett förenklat sätt ett urval av de identifierade nyttorna och storleken, i kvalitativa termer, på dessa värden - dels för dagsläget, dels på lång sikt, kring år 2035:

- Bidrag till det nationella elsystemet, med avseende på energivolym. Har analyserats i form av påverkan på spotpris och totalkostnad för elförsörjningen.
 - Denna påverkan är liten, både idag och på lång sikt
- Bidrag till det nationella elsystemet, med avseende på effekt. Har analyserats i form av påverkan på spotpris vid hög nettolast¹.
 - Denna påverkan är liten idag, men tydlig på lång sikt
- Bidrag till lokalt elsystem, med avseende på effekt (om flaskhals föreligger). Har analyserats i form av minskad kostnad för att undvika brist.

¹ Nettolast = elbehov – elproduktion från vind och sol, dvs last som måste täckas med planerbar elproduktion

- Denna påverkan bedöms vara stor, både idag och på lång sikt.
- Bidrag till lokalt elsystem, med avseende på effekt (elnätsnytta). Har analyserats i form av minskad kostnad mot överliggande nät
 - Denna påverkan är tydlig både idag och på lång sikt
- Systemtjänster el. Har analyserats med avseende på marknader för frekvenshållning, inklusive svängmassa.
 - Denna påverkan bedöms vara liten idag, men tydlig på lång sikt
- Minskar utsläppen från europeisk elproduktion. Har analyserats med avseende på undvikna utsläpp från annan europeisk elproduktion.
 - Denna påverkan är stor idag, men liten på lång sikt

Kraftvärmen ges idag i huvudsak vad avser rörlig kostnadstäckning sitt korrekta värde i ett nationellt perspektiv via elmarknaden. Kraftvärmeverken kan också delta i de olika marknaderna för systemtjänster som existerar, t.ex. frekvenshållning, och där erhålla ytterligare intäkter. Den nuvarande kraftbalansen på den nordeuropeiska marknaden är dock mycket god och utbudet av anläggningar som kan tillhandahålla de nödvändiga systemtjänsterna täcker för närvarande mer än väl behovet. Den aktuella situationen innebär därmed en relativt begränsad premiering av styrbar effekt som exempelvis kraftvärme. Detta kan dock komma att ändras relativt snart i takt med ökande elanvändning, mer variabel elproduktion (vind/sol) och utfasning av annan planerbar elproduktion. (Enligt utredningen *"Kraftvärme i framtiden – hur mycket blir det"* från 2019 så förväntas kraftvärmeverk motsvarande ca 450 MW el stängas till och med år 2030. Bortfallet uppvägs delvis av planerade nyinvesteringar.) De förändrade förutsättningarna ökar värdet av kraftvärmens nyttor. Det som i nuläget saknas är kanske i första hand ett sätt att undvika att kraftvärmeunderlaget, under tiden då värdet är relativt lågt, för lång tid fylls av annan produktion som utestänger kraftvärme (då den skulle ha ett stort värde).

På orter med elnätskapacitetsbrist har kraftvärmen dock redan idag ett stort värde för att minska utmaningarna vid efterfrågetoppar. Här har det länge varit oklart om, och i så fall hur, ny/bibehållen kraftvärmeeffekt ska ges ekonomiskt stöd. I Stockholm och i Malmö finns nu uppgörelser, men endast i form av speciallösningar.

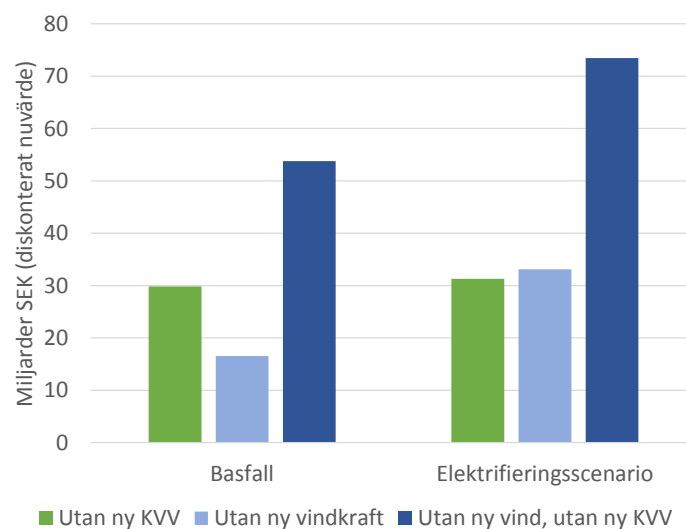
I dagsläget får alltså kraftvärmen i huvudsak del av de nyttor den skapar, ibland med undantag för lokal nytta vid elnätskapacitetsbrist. Med det sagt kan man ändå konstatera att den kraftvärmekapacitet som idag finns på plats i huvudsak har tillkommit genom kompletterande styrmedel som elcertifikatsystemet och investeringsstöd. Utan dessa stöd skulle kraftvärmekapaciteten vara klart mindre och eftersom dessa kompletterande styrmedel inte längre finns tillgängliga så kan man argumentera för att nuvarande marknadsförutsättningar inte ger tillräckliga incitament för att åstadkomma den kraftvärmekapacitet som vi har idag.

Mycket talar också för att en stor del av den framtida planerbara elproduktionens intäkter kommer att uppstå under relativt korta tider med mycket höga elpriser. Det gäller även för kraftvärme. Många känner en oro för att detta utgör alltför osäkra incitament för så pass kapitalkrävande investeringar.

Systemvärde av nyinvesteringar

Hur stort är då kraftvärmens värde? Ett sätt att svara på den frågan är att, genom modellberäkningar, se på konsekvenserna av att alla svenska kraftvärmeverk fasas ut efter uppnådd ekonomisk livslängd (25 år) samtidigt som inga nyinvesteringar tillåts. Det betyder att andra el- och fjärrvärme-produktionsalternativ kommer att krävas för att möta de antagna el- och värmebehoven. I en sådan situation så ökar de totala kostnaderna med hela 30 miljarder kr som ett nuvärde för perioden från idag till 2050. Samtidigt ökar de årliga CO₂-utsläppen från den nordeuropeiska elproduktion. För att ge perspektiv på den kostnaden så visar våra beräkningar att ungefär samma merkostnad uppstår om all svensk vindkraft (inklusive den som nu är under byggnation) skulle fasas ut efter att den ekonomiska livslängden uppnåtts (25 år) och inga nyinvesteringar tillåts (se figur nedan).

Merkostnaden till följd av att man inte nyinvesterar i kraftvärme eller i vindkraft är scenarioberoende. Våra beräkningar indikerar att denna merkostnad för hela det nordeuropeiska energi- och elsystemet är av samma storleksordning för kraftvärme som för vindkraft trots att produktionsbortfallet (motsvarande de uteblivna investeringarna) för vindkraft på sikt är avsevärt större (25-50 TWh beroende på scenario) än för kraftvärme (ca 10 TWh).



Med hjälp av detaljerade elsystemberäkningar har vi också studerat konsekvenserna av 1 GW mindre kraftvärme-el, i en situation med ett elproduktionssystem som motsvarar läget 2030-2035. Beräkningarna visar att den årliga rörliga energiproduktionskostnaden (el och fjärrvärme) ökar med ca 1,3 miljarder kr om kraftvärmens effekt förutsätts vara 2 GW istället för utgångslägets 3 GW (3 GW el motsvarar ungefär dagens nivå och är också den nivå som modellberäkningarna indikerar som lönsam till 2030-35). Denna förändring medför inte endast en total kostnadsökning utan också en ökning av elpriset med 10-20 kr/MWh som ett årsgenomsnitt.

Dämpande effekt under ansträngda tidsperioder

Även om det genomsnittliga elpriset ökar måttligt till följd av en mindre kraftvärmeeffekt så är ökningen klart större under veckan med maximal nettolast. Då leder den mindre eleffekten i kraftvärmeverk till en elprisökning på 100-150 kr/MWh. 1 GW mindre kraftvärmeeffekt medför också, fortfarande i läget 2030-2035, ett ökat antal timmar per år med knapphet på el. (Med knapphet avser vi här timmar med ett elpris på mer än 5 000 kr/MWh.) Beroende på scenario så ökar perioden med knapphet med 1-30 timmar. Även den här typen av priset effekter är scenarioberoende. I ett scenario med mycket variabel förnybar elproduktion och helt utan kärnkraft har kraftvärme en

större prisdämpande effekt under ansträngda perioder än om kärnkraften finns tillgänglig och den förnybara elproduktionen antas vara något lägre (men fortfarande mycket större än idag). Det gäller även i ett scenario med en omfattande elektrifiering då det stigande elbehovet bidrar till att förstärka problematiken med ansträngda situationer. Men det är inte bara styrbar elproduktion, som kraftvärme, som är värdefull i sådana lägen. Även en ökad roll för efterfrågefleksibilitet på användarsidan bidrar med en prisdämpande effekt under ansträngda situationer.

På kort sikt

Vad händer då om vi redan idag skulle stänga ner 1 GW kraftvärme? Modellberäkningarna visar att kraftvärmeverkens elproduktion (förnybar och fossil) då skulle minska med knappt 2 TWh/år. I första hand avvecklas då de anläggningar som har de kortaste drifttiderna, vilket är skälet till att så pass lite elproduktion försvinner. De samlade europeiska utsläppen av CO₂ ökar samtidigt med drygt 0,5 Mton, medan den årliga rörliga systemkostnaden (svensk fjärrvärme- och nordeuropeisk elförsörjning) ökar med ca 600 Mkr.

Värdet av effekt

När man utvärderar nyttan av ett kraftvärmeverk är det självklart att räkna in intäkterna från den el(-energi-)produktion som anläggningen ger upphov till. Det är dock inte bara intäkter från energiproduktion som utgör ett värde, även eleffektkapaciteten bidrar med ett värde. Den eleffekt som kraftvärmeverket bidrar med lokalt minskar behovet att abonnera på och köpa in eleffekt från överliggande elnät. Storleken på nätnyttan skiljer sig åt bland annat beroende på nätteriffens utformning samt kraftvärmeverkets egenskaper och driftsförutsättningar. I ett räkneexempel uppskattar vi denna nätnytta till 70 kr per MWh elproduktion från kraftvärmeverket. Det är viktigt att den nyttan verkligen tillskrivs kraftvärmeverket.

Nytta i det regionala perspektivet

På flera platser har det uppstått lokala kapacitetsbegränsningar i elnäten (t.ex. Stockholm, Malmö och Uppsala). Situationen riskerar också att bli ansträngd på fler orter. Detta är en annan effektutmaning än den man ofta diskuterar och som relaterar till ökande elbehov, utbyggnad av variabel elproduktion (vind/sol) och utfasning av planerbar kraft. Den utmaningen är framför allt ett potentiellt problem på lång sikt, medan de lokala nätkapacitetsbegränsningarna alltså påverkar situationen redan nu. Det finns ett stort antal möjliga åtgärder för att minska problemen med dessa lokala nätkapacitetsbegränsningar. Bland dessa återfinns lokal elproduktion inom de områden där inmatningen av el är begränsad. Kraftvärme är typiskt exempel på sådan produktion. Incitamenten för kraftvärme är dock relativt dåliga för närvarande. Det har påskyndat planeringen för utfasningen av vissa sådana produktionsanläggningar. Det finns i dagsläget inget generellt etablerat styrmedel som ger kraftvärme-elen dess lokala effektvärde. I Stockholm och i Malmö har dock specifika överenskommelser träffats för att tillförsäkra fortsatt tillgång till lokal elproduktionskapacitet.

Vid valet av åtgärder för att hantera lokala nätbegränsningar är kostnadseffektivitet ett viktigt kriterium. En annan betydelsefull faktor är hur säker man kan vara på att åtgärden verkligen förverkligas med det resultat som man förväntar sig. Kostnadseffektivitetsfrågan är svårbedömd, men när det gäller hur trygg man kan vara vad gäller genomförandet så är kraftvärme en ganska lättbedömd åtgärd, eftersom det egentligen är en enda part som ska fatta beslutet, nämligen energiföretaget. Dessutom är det typiskt effektmässigt en förhållandevis stor åtgärd. En annan åtgärd som kan bli aktuell för att minska den lokala effektutmaningen är laststyrning av

eluppvärmning (eller annan elanvändning). Då blir det helt plötsligt ett mycket stort antal husägare som måste införa sådan laststyrning för att den samlade påverkan av åtgärden ska bli av samma storleksordning som kraftvärmebeslutet.

Avslutningsvis kan man konstatera att det är svårt att entydigt värdera den lokala nyttan av kraftvärme. Som så ofta blir svaret "det beror på". Det finns ju inte heller någon generell prissättning av den effektnytta som kraftvärme erbjuder på platser där lokala flaskhalsar i näten äventyrar elförsörjningen.

Bidrag till systemtjänster

I en framtid med stor mängd variabel elproduktion och mindre planerbar kraft ökar betydelsen av systemtjänster där kraftvärme kan bidra. Inom projektet "El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna", Elforsk rapport 2015:223, gjordes en grundlig genomgång gjorts av hur fjärrvärme i allmänhet och kraftvärme i synnerhet på olika sätt kan bidra till elsystemstabilitet. Analysen sammanfattades i form av ett enkelt "score card" (se figur nedan). Bedömningarna i tabellen visar alltså det samlade värdet av den påverkan som den nuvarande fjärrvärmens, samt ytterligare utbyggd och utvecklad fjärrvärme ger på framtida elsystemstabilitet. Här har vi särskilt markerat de värden som kraftvärmens erbjuder.

	Kraftvärme	Elpanna / värmepump	Övrigt
<i>Mycket vind- och solkraft och låg konsumtion</i>			
- Mekanisk svängmassa	+	0	0
- Balansreglering	++	+	0
- Överskottssituationer	+	++	+
- Överföringsförmåga	+	+	0
<i>Lite vind- och solkraft och hög konsumtion</i>			
- Tillgång till topplastkapacitet	+++	+	+++
<i>Generella utmaningar för att upprätthålla balans</i>			
- Flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning	+	+	+
- Ansvarsfördelning och marknadsmekanismer	0	0	0
- Årsreglering	0	0	+

Ett exempel på systemtjänster som kraftvärmens kan bidra med är frekvenshållning. Där bidrar kraftvärmens med svängmassa. Kraftvärmens är ofta dock avställd under perioder då svängmassan särskilt behövs (typiskt under sommaren) och nyttan av svängmassan är därmed liten. Kraftvärmens har också förmåga att bidra till annan frekvensreglering i form av medverkan i ett antal olika tjänster (exempelvis FCR-N, FCR-D, FRR-M och FRR-A). För att kunna bidra till balansering även "uppåt" kan kraftvärmeverket i utgångsläget inte gå på fullast, vilket medför höga kostnader. Vid dellastdrift kan man däremot delta i balanseringstjänsterna till låg kostnad.

Ödrift

I samband med stora elavbrott är det värdefullt att kunna försörja ett geografiskt område med el utan behov av hjälp från det nationella elsystemet. Det benämns ofta ödrift. I en situation då man (delvis) vill försörja en stad med el kan man utgå från att ett kraftvärmeverk kommer att vara en viktig delkomponent. Ödrift är svårt och det är mycket som måste finnas på plats för att möjliggöra

det. Svenska kraftnät kan av elberedskapsskäl bidra ekonomiskt till att möjliggöra ödrift. Detta kan potentiellt ge en intäkt för kraftvärme om den anses vara en viktig del av ödriftsmöjligheten.

Ytterligare nyttor

När man betraktar kraftvärmens nyttor så består de inte bara av ekonomiska värden utan det finns också miljö- och klimatmässiga värden. För ett kraftvärmeverk bör man vid miljövärdering ta med de totala utsläppen, men samtidigt beakta hur motsvarande värme annars skulle producerats, och vilka utsläpp det skulle resulterat i, samt konsekvenserna av att annan elproduktion, och dess utsläpp, i det nordeuropeiska elsystemet undviks. Om kraftvärmeverket bygger på energiåtervinning från avfall så bör man också ta hänsyn till att avfallsförbränningen möjliggör att deponering undviks i andra länder (marginalbränslet i svensk avfallsförbränning utgörs av import). Kraftvärme, särskilt sådan som baseras på förnybara bränslen, skapar typiskt en stor miljö- och klimatmässig nytta genom att tränga undan sämre europeisk elproduktion. Avfallskraftvärmens bidrar också till värdefull avgiftning av samhället. CCS i kombination med kraftvärme baserad på förnybara bränslen möjliggör dessutom minskning av koldioxidhalten i atmosfären – en kolsänka.

Innehållsförteckning

Sammanfattning	1
Systemvärde av nyinvesteringar.....	3
Dämpande effekt under ansträngda tidsperioder.....	3
På kort sikt.....	4
Värdet av effekt.....	4
Nytta i det regionala perspektivet.....	4
Bidrag till systemtjänster.....	5
Ödrift.....	5
Ytterligare nyttor.....	6
Innehållsförteckning.....	7
Inledning.....	9
Fjärrvärmens nyttor.....	9
Metod	9
Kvantitativa modellberäkningar.....	10
Kvalitativ analys och diskussion med räkneexempel.....	11
Resultat.....	11
Systemvärdet av svensk kraftvärme i ett långsiktigt perspektiv	11
Kraftvärmens roll i den framtida elbalansen samt elprispåverkan.....	15
Våra scenarier och beräkningsfall	15
Analyserna avser normalår.....	18
Kraftvärmens betydelse för produktionskostnaden i det nordeuropeiska elsystemet.	18
Elpriseffekter.....	18
Några olika driftsituationer på elmarknaden.....	19
Särskilt ansträngda situationer.....	21
Hur påverkar efterfrågefleksibilitet?.....	23
Vad händer om vi redan idag fasar ut 1 GW eleffekt i våra kraftvärmeverk?	25
Bidrag till det nationella elsystemet, effekt (effektreserven)	27
Nytta av eleffekt från kraftvärme – nättaxor.....	28
Bidrag till det lokala elsystemet vid flaskhalsar i elnätet.....	29
Kraftvärme och systemtjänster.....	32
Systemtjänster för elsystemet och kraftvärmens bidrag till elsystemstabilitet – en översikt	32
Systemtjänster för frekvenshållning.....	33
Kraftvärmens reglerbarhet.....	35
Mekanisk svängmassa (momentan frekvenshållning).....	36
Överskottssituationer.....	40
Överföringsförmåga	40
Effekt vid maximal nettoellast	41
Generella utmaningar för att upprätthålla balans	41
Ödrift.....	42
Ytterligare nyttor kopplade till kraftvärmens elproduktion	43
Bidrag till samhällets avgiftning	43
CCS tillsammans med biobränsleeldade kraftvärmeverk tar upp CO ₂ från atmosfären ..	43
Kraftvärmens minskar utsläppen från annan europeisk elproduktion	44
Ytterligare läsning	45

Profu

Inledning

Ett antal svenska energiföretag² som äger och driver kraftvärmeverk har sett ett behov av att kartlägga och, om möjligt, kvantifiera de nyttor som elproduktionen från fjärrvärmens kraftvärmeverk bidrar med. En viktig orsak till detta är att incitamenten för denna viktiga resurs inte upplevs vara tillräckligt stora i dagsläget. Det blir då viktigt att identifiera inom vilka områden som incitamenten brister. Profu har fått i uppdrag att genomföra en analys av värdet på de olika nyttor som kraftvärmens erbjuder. Projektet har genomförts av Thomas Unger (projektledare), Martin Hagberg, Johan Holm och Håkan Sköldberg.

I denna studie fokuserar vi alltså på de nyttor som kraftvärmeverkens elproduktion bidrar med. Enkelt uttryckt handlar de om de nyttor kraftvärmeverket åstadkommer och som inte en motsvarande hetvattenpanna eller annan fjärrvärmeproduktion ger. Vi tar alltså inte med den nytta som kraftvärmeverkens fjärrvärmeproduktion skapar. Orsaken till att denna studie valt att fokusera på just värdet av *elproduktion* från fjärrvärmenäten är att det i samband med flera företags behov av nyinvestering i fjärrvärmeproduktion har uppstått en osäkerhet om utbyggnaden ska göras i form av kraftvärmeverk eller hetvattenpanna. De ekonomiska incitamenten för kraftvärme har bedömts vara dåliga. Eftersom det samtidigt finns en övertygelse om kraftvärmens betydelse så har det ansetts vara viktigt att förstå varför de ekonomiska förutsättningarna för fjärrvärme inte är bättre och att undersöka om det finns värden som kraftvärmens skapar men inte premieras tillräckligt för.

Fjärrvärmens nyttor

Även om det inte ingår i denna utredning så finns det anledning att påminna om ett antal av de nyttor som fjärrvärmen som sådan bidrar med:

- Medför skalfördelar i värmeproduktionen (jämfört med individuell uppvärmning)
- Minskar småskalig förbränning med sämre miljöegenskaper och högre kostnader
- Möjliggör utnyttjade av olika typer av restvärme som annars skulle gått till spillo
- Möjliggör energiåtervinning från avfall som inte kan/bör materialåtervinnas
- Minskar stadens eleffektbehov. Om motsvarande värmeproduktion skulle komma från eldrivna värmepumpar skulle effektbehovet kunna vara dubbelt så stort som idag. Dessutom bidrar kraftvärmens med lokal elproduktion. "Dubbel nytta"
- Utan fjärrvärme ingen kraftvärme

Värdet av dessa nyttor är mycket stort. Att kvantifiera och kvalitativt diskutera dessa skulle vara intressant och betydelsefullt att göra på ett samlat sätt. Det ingår dock, som sagt, inte i det nu aktuella uppdraget.

Metod

I samråd med beställaren har vi inledningsvis identifierat olika nyttigheter som kraftvärmens kan bidra med. Vi uppmärksammade tidigt att det är lämpligt att analysera nyttan i olika tidsperspektiv – idag

² Följande företag har finansierat denna utredning: Borlänge Energi, Eskilstuna Energi & Miljö, Falu Energi & Vatten, Göteborg Energi, Jönköping Energi, Kraftringen, Mälarenergi, Skövde Energi, Stockholm Exergi, Söderenergi, Tekniska Verken i Linköping, Umeå Energi, Värmevärden, Växjö Energi och Öresundskraft

och på lång sikt, kring år 2035, då vi förväntar oss en större elanvändning samt mer variabel elproduktion och mindre planerbar elproduktion. I tabellen nedan redovisas översiktligt den betydelse som vi identifierat för kraftvärmens i en rad olika sammanhang.

Nytt	Typ av värde	Storlek på värdet		Kraftvärmens tillgodo	Hur kvantifiera	Kommentar
		Idag	Lång sikt			
Bidrag till det nationella elsystemet, energivoly	Spotpris- och totalkostnadspåverkan	Litet	Litet	Ja	EPOD, TIMES	Påverkan av förändrad mängd kraftvärme
Bidrag till det nationella elsystemet, effekt	Spotprispåverkan vid hög nettolast ³	Litet	Tydligt	Ja	EPOD	Påverkan av förändrad mängd kraftvärme
Bidrag till det nationella elsystemet, reserveffekt	Alternativkostnad för effekt (effektreserv)	Litet	Tydligt	Om deltagande i effektreserv	Kostnad för annan effekt	Kvalitativ diskussion
Bidrag till lokalt elsystem, energivoly (om flaskhals)	Ej relevant					Få timmar
Bidrag till lokalt elsystem, effekt (om flaskhals)	Kostnaden för andra lösningar	Stort	Stort	"Affärsmodeller" börjar växa fram		Stockholms- och Malmö-lösning
Bidrag till lokalt elsystem, effekt (elnätsnytta)	Elnätsbolagets kostnad mot överliggande nät	Tydligt	Tydligt	Ja, om nyttan inte missats	Utifrån elnätstariffer	Räkneexempel utifrån elnätstariff
Systemtjänster el	Frekvenshållningstjänsten	Litet	Tydligt	Delvis (om man deltar på reservmarknaderna)	Ersättningsnivåer för tjänster	Kvalitativ diskussion
Fjärrvärmeproduktion, energivoly	Del av fjärrvärmeaffären					Studeras ej
Fjärrvärmeproduktion, effekt	Del av fjärrvärmeaffären					Studeras ej
Ödrift	Kostnaden utan kraftvärme	Tydligt	Tydligt	Troligen inte		Kvalitativ diskussion
Samhällets avgiftning och CO ₂ -avskiljning med BECCS	Alternativ kostnad för samma tjänst					Kvalitativ diskussion
Minskar utsläppen från europeisk elproduktion	Miljömässigt värde (t.ex. Mton/år)	Stort	Litet		EPOD, TIMES	Omvärldens elproduktion bättre på sikt

Kvantitativa modellberäkningar

I detta projekt har vi utnyttjat två olika modellverktyg för att på olika sätt kvantifiera kraftvärmens betydelse och dess roll på dagens och framtidens elmarknad. Vi har använt både en övergripande modell, **TIMES-NORDIC**, som spänner över stora delar av det stationära energisystemet i Norden och Nordeuropa och en mer detaljerad modell för analys av det nordeuropeiska elsystemet och den svenska fjärrvärmesektorn, **EPOD** (European POver Dispatch model). De båda modellansatserna kompletterar varandra, där TIMES-NORDIC ger möjlighet att studera hur fjärrvärme och elsystemet utvecklas över ett längre tidsperspektiv och samverkar med andra delar av energisystemet, medan EPOD ger möjlighet att studera kraftvärmens situation i olika fjärrvärmesystem samt mer i detalj variabilitet på elmarknaden. Båda modellerna lämpar sig väl för känslighetsanalyser.

Genom att utnyttja TIMES-NORDIC-modellen fångar vi därmed in påverkan på energisystemens långsiktiga utveckling från ett antal viktiga omvärldsfaktorer såsom energibehov, pris och tillgång på olika bränslen, styrmedel samt teknisk utveckling. TIMES-NORDIC-modellen används löpande inför Energimyndighetens återkommande analyser av den långsiktiga utvecklingen för Sveriges energisystem där den senaste rapporterades under senkvintern 2019. Dessutom har modellen använts inom ramarna för Energiföretagen Sveriges färdplan för fossilfri el (under våren 2019).

³ Nettolast = elbehov – elproduktion från vind och sol, dvs last som måste täckas med planerbar elproduktion

Även om detaljrikedomen i TIMES-NORDIC kan beskrivas som mycket hög så finns av modellpraktiska skäl ett antal begränsningar som har viss betydelse för beräkningsresultaten. En sådan begränsning avser den något grova tidsupplösningen inom ett år (12 tidssteg) och en annan begränsning avser det faktum att de svenska fjärrvärmesystemen behandlas som en helhet. Såväl den ökande variabiliteten på elmarknaden (som erfordrar en högre tidsupplösning för mer detaljerade modellanalyser) som de svenska fjärrvärmesystemen är centrala för detta projekt varför vi valt att utföra en stor del av modellberäkningarna med EPOD-modellen, som har en helt annan detaljrikedom både med avseende på tid inom ett år och med avseende på de svenska fjärrvärmesystemen. Det är emellertid den kombinerade användningen av bägge dessa modellverktyg som möjliggör en heltäckande analys av vår frågeställning.

Genom att använda bägge dessa modellverktyg har vi kunnat kvantifiera systemnyttan eller systemvärdet av svensk kraftvärme i ett kort och ett långt tidsperspektiv. Vi har också i detalj kunnat studera bland annat hur den framtida elbalansen påverkas av olika tillgång till svensk kraftvärme och vi har dessutom kunnat avläsa elpriseffekter inte minst under ansträngda driftsituationer.

Kvalitativ analys och diskussion med räkneexempel

För ett antal av de identifierade värdena som kraftvärmens erbjuder så har vi inte haft möjlighet att kvantifiera dessa genom modellberäkningar. Vi har då istället fört ett kvalitativt resonemang kring kraftvärmens värden. I många fall har vi också diskuterat kraftvärme i relation till andra sätt att åstadkomma samma nytta. Vi har också tagit upp frågan om i vilken utsträckning kraftvärme idag tillgodoräknas de aktuella värdena som den skapar.

I något fall gör vi ett räkneexempel för att kvantifiera nyttan. Det gäller den nätnytta som kraftvärmens kan åstadkomma genom att reducera kostnaden för abonnemanget mot överliggande nät.

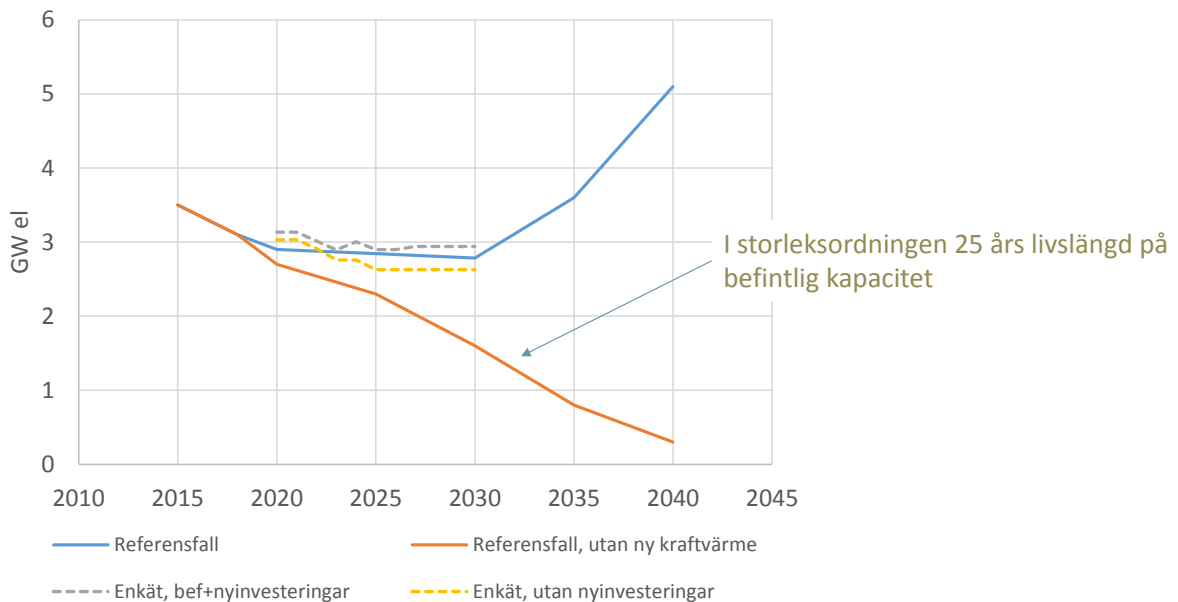
Resultat

I detta kapitel redogör vi för dels våra modellberäkningsresultat och dels för de mer kvalitativt inriktade resultaten eller slutsatserna.

Systemvärdet av svensk kraftvärme i ett långsiktigt perspektiv

Att definiera systemvärdet av (svensk) kraftvärme är ingen självklar uppgift och beror bland annat på hur man väljer systemgränser, tidsperspektiv och värderingsprincip. Vi har valt att kvantifiera detta systemvärde genom att undersöka hur systemkostnaden i det nordeuropeiska energi- och elsystemet ökar om *inga nyinvesteringar* görs i svensk kraftvärme från och med idag till och med 2050. För detta ändamål har vi utnyttjat vår energisystemmodell TIMES-NORDIC. Utgångspunkten för modellverktyget är att den tillåts investera i ny svensk kraftvärme om det är lönsamt givet de olika omvärldsförutsättningarna som ingår i modell- och scenariobeskrivningen. Detta fall utgör vårt "referensfall" där utvecklingen för kraftvärme med avseende på installerad eleffekt följer den blå kurvan i Figur 1. Om vi istället inte tillåter modellverktyget att investera (trots att förutsättningarna skulle kunna tala för det) så får vi istället en utveckling som följer den ljusröda kurvan i samma figur.

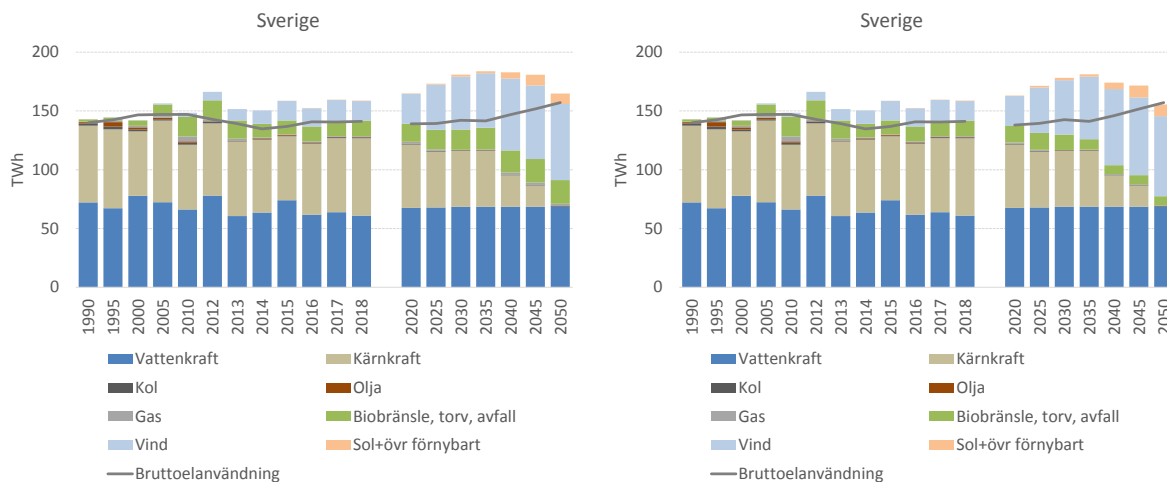
Kraftvärmen fhasas ut i takt med den återstående livslängden på de befintliga anläggningarna. Ett sådant skeende är alltså resultatet av att de svenska kraftvärmeföretagen av olika skäl inte längre vågar, kan eller vill investera i kraftvärme. I analysen antar vi en anläggningslivslängd på omkring 25 år för den befintliga kapaciteten. Fram till 2030 kan man i figuren se att utfallet i referensfallet mycket väl följer de planer på kraftvärme som de svenska fjärrvärmeföretagen uppgav i en enkät som sammanställdes under årsskiftet 2018/2019 i projektet "Kraftvärme i framtiden – hur mycket blir det?"⁴. Enkätsvaren visas som streckade linjer där den övre grå linjen inkluderar planer på nyinvesteringar. Det förväntade tillskottet från nyinvesteringar är med andra ord litet baserat på denna enkät. Anledningen till varför den ljusröda linjen (modellberäkning) ligger klart under den streckade gula linjen (enkätsvar) beror på att vi genomgående antagit ca 25 års livslängd på befintlig kapacitet medan man i verkligheten sannolikt räknar med mer än så. Dessutom kan troligen en viss grad av reinvesteringar alternativt livstidsförlängningar omfattas av den streckade gula linjen medan sådana reinvesteringar saknas i vårt fall "utan nyinvesteringar". På lång sikt, efter 2030, stiger kraftvärmekapaciteten tydligt till följd av bland annat klart högre elpriser. En del av den kapaciteten utgörs av anläggningar med ett relativt högt elutbyte (högt alfavärde).



Figur 1: Utbyggnaden för svensk kraftvärme (installerad eleffekt) i referensfallet, enligt en enkät från projektet "Kraftvärme i framtiden – hur mycket blir det?" och i ett fall där modellverktyget inte tillåts (re)investera i ny kraftvärme.

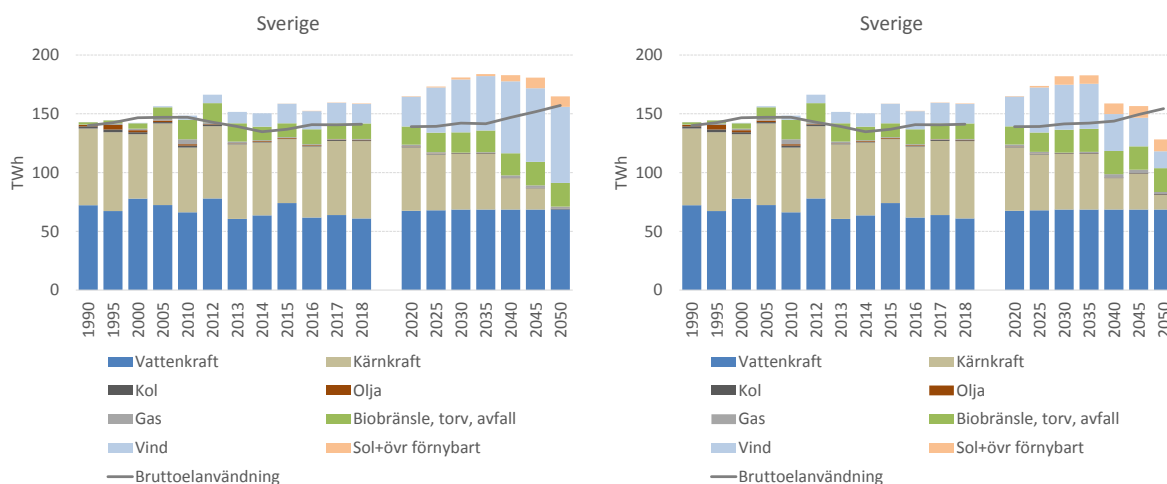
I Figur 2 redovisas den samlade elproduktionen i Sverige, dels i referensfallet och dels i fallet utan nyinvesteringar i kraftvärme. Man kan tydligt se nedgången i kraftvärme ("Biobränsle, torv, avfall") i figuren till höger. Skälet till att bidraget inte blir noll mot slutet av beräkningsperioden är att i denna post omfattas även industriellt mottryck som vi inte ändrat på i beräkningarna. Bidraget från industriellt mottryck uppgår till typiskt 6-7 TWh på lite sikt.

⁴ Uppdraget beställdes av Energiföretagen Sverige och utfördes av Profu under 2019



Figur 2: Elproduktionen i Sverige i referensfallet (till vänster) och i ett fall där inga nyinvesteringar sker i kraftvärme (till höger).

Innan vi kommer fram till själva värderingen av att vi tillåter investeringar i kraftvärme har vi i jämförande syfte och av pedagogiska skäl ställt oss den motsvarande frågan med avseende på vindkraft. Det vill säga, vad blir konsekvensen om aktörerna av olika skäl inte längre investerar i ny vindkraft utöver det som redan är under byggnation och beslutat? Anläggningar som uppförs och projekt som är beslutade medför att den svenska vindkraften totalt kommer att generera nästan 40 TWh inom ett par år. I referensfallet uppgår den totala produktionen till drygt 60 TWh år 2040 och ca 65 TWh år 2050 (se Figur 3). Mot slutet av modellperioden är det därmed närmare 50 TWh som vi "går miste om" om vi inte tillåter nyinvesteringar (eller reinvesteringar i befintliga turbiner) i modellberäkningen.



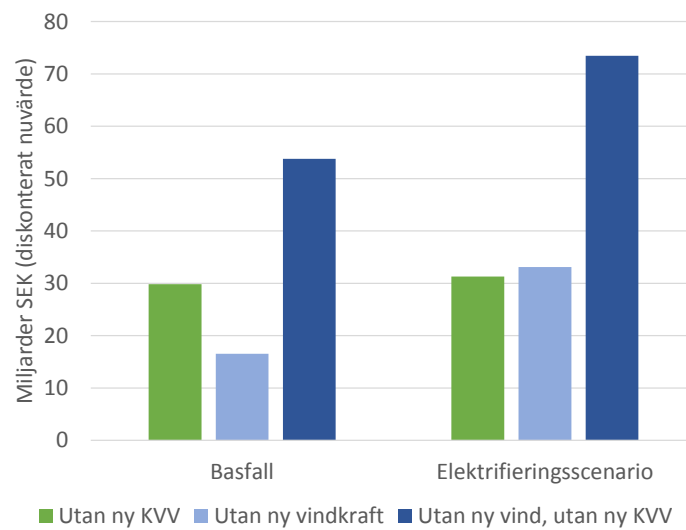
Figur 3: Elproduktionen i Sverige i referensfallet (till vänster) och i ett fall där inga nyinvesteringar sker i vindkraft utöver de projekt som redan är beslutade och under byggnation (till höger).

Systemkostnadsökningen till följd av uteblivna nyinvesteringar i kraftvärme respektive vindkraft presenteras i Figur 4. Vi har kompletterat analysen med ett scenario med ett väsentligt större inslag av elektrifiering än i referensfallet. Förutom en klart högre elförbrukning så karaktäriseras "Elektrifieringsscenariot" dessutom av en klart högre ambitionsnivå med avseende på klimatpolitiken och därmed av bland annat klart högre priser på CO₂. Graden av elektrifiering i detta scenario

stämmer väl överens med det som ligger till grund för elbranschens underlagsarbete inför "Färdplan el – för ett fossilfritt samhälle".

I Figur 4 kan man se att värdet av ny kraftvärme är större än värdet av ny vindkraft i referensfallet medan det är i samma storleksordning i "Elektrifieringsscenariot". Vi påminner om att värderingen gäller just de skeendena som vi beskrivit ovan. Det handlar alltså inte om någon generell värdering av kraftvärme eller vindkraft utan det handlar om värdet av att vi fortsätter att investera i kraftvärme respektive vindkraft i enlighet med det som är lönsamt i en teknisk-ekonomisk ansats, givet att omvärldsförutsättningarna följer det som definieras i referensfallet respektive i "Elektrifieringsscenariot". Vi får heller inte glömma bort att den framtida elproduktionen som vi "går miste om" om vi inte tillåter nyinvesteringar eller reinvesteringar i vindkraft är avsevärt större än om vi inte tillåter nyinvesteringar i kraftvärme. I "Elektrifieringsscenariot" uppgår denna vindkraftsvolym till hela 70 TWh mot slutet av beräkningsperioden (denna uteblivna produktion är alltså klart större i "Elektrifieringsscenariot" än i basfallet för vindkraft varför också värdet av nyinvesteringar är klart större för vindkraft). Detta ska jämföras med den produktionsvolym som vi "går miste om" i framtida kraftvärmeverk om vi inte tillåter nyinvesteringar, närmare bestämt drygt 10 TWh runt 2030 och närmare 15 TWh runt 2040. Samtidigt genererar kraftvärme extra nyttor som vindkraften saknar, nämligen samtidig produktion av fjärrvärme. Nyttan av tillgänglig effekt under ansträngda perioder värderas också till viss i del av modellverktyget och talar för kraftvärmens fördel. Intressant att notera är det mycket höga värdet av att nyinvestera i både vindkraft och kraftvärme. Detta värde är faktiskt större än summan av de enskilda värdena för vindkraft och kraftvärme. Det beror sannolikt på att konsekvenserna förstärks om man utesluter ny- och reinvesteringar i *både* kraftvärme och vindkraft.

Värdet av ny kraftvärme enligt vår definition uppgår till omkring 30 miljarder SEK som ett diskonterat nuvärde (Figur 4). Tilläggas bör att den stora merkostnaden uppstår framförallt på längre sikt när huvuddelen av nyinvesteringarna görs. Till följd av diskonteringen dämpas därmed merkostnaden som nuvärde betraktat. Hade vi istället tvingat bort all kraftvärme betydligt tidigare i modellperioden hade merkostnaden fått större tyngd i nuvärdeberäkningen (detsamma gäller naturligtvis den motsvarande beräkningen för vindkraft).



Figur 4: Ökningen i systemkostnad om vi inte tillåter nyinvesteringar i svensk kraftvärme och svensk vindkraft.

Kraftvärmens roll i den framtida elbalansen samt elprispåverkan

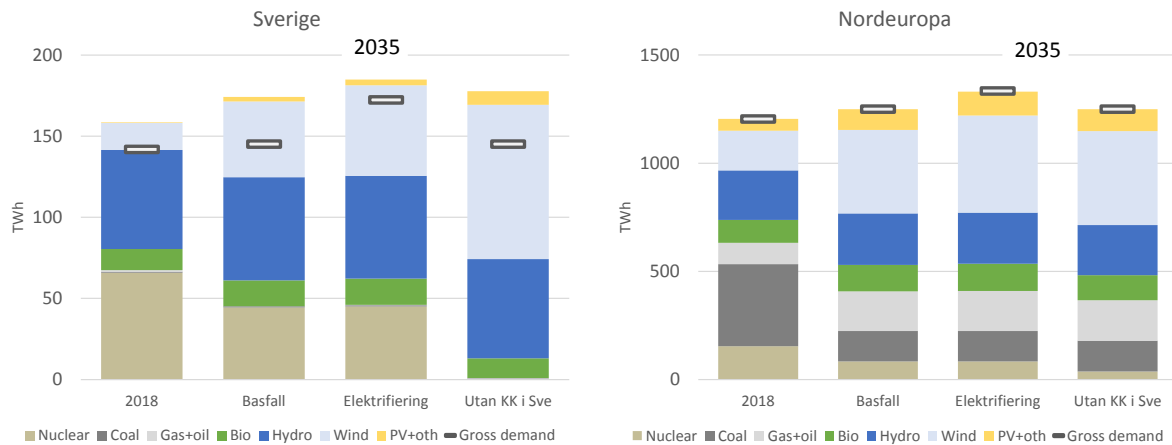
I detta kapitel tittar vi närmare på vilken roll den svenska kraftvärmen kan komma att få för den framtida elproduktionen. Analysen gör vi med hjälp av ett detaljerat produktionssimuleringsverktyg, EPOD, som beräknar hela den nordeuropeiska elproduktionen timme för timme. Dessutom ingår i modellen (som nämnts tidigare) en mycket detaljerad beskrivning av de 20-talet största svenska fjärrvärmesystemen vilket därmed täcker upp huvuddelen av kraftvärmekapaciteten (de resterande anläggningarna finns också med men då grupperade och inte som enstaka anläggningar).

Våra scenarier och beräkningsfall

I analysen har vi fokuserat på tre olika huvudscenarier för kraftbalansen kring år 2035:

- Ett **referensscenario**; inga dramatiska förändringar med avseende på energibehov, klimatpolitik och teknisk utveckling men väl ett scenario som leder till relativt omfattande utsläppsminskningar och ett något större elbehov än idag (jämför med föregående avsnitt). År 2035 produceras i Sverige ca 45 TWh vindkraft, knappt 50 TWh kärnkraft (endast 6 reaktorer återstår) och ca 2 TWh solel vid sidan om kraftvärme, industriellt mottryck och vattenkraft som vardera producerar ungefär lika mycket som idag.
- Ett **elektrifieringsscenario**; ett väsentligt högre elbehov och en mer stringent klimatpolitik med klart högre CO₂-priser än i referensscenariot. År 2035 produceras i Sverige ca 55 TWh vindkraft, knappt 50 TWh kärnkraft och knappt 5 TWh solel. Övriga produktionsslag antas producera ungefär lika mycket som i Referensscenariot, det vill säga ungefär som idag. Även i Sveriges grannländer antar vi här en klart högre elförbrukning och en större produktion från vindkraft och solel jämfört med Referensscenariot (den högre elförbrukningen i elektrifieringsscenariot jämfört med referensscenariot täcks i huvudsak med mer vindkraft och solel)

- Ett **förnybarscenario** där kärnkraften antas vara helt utfasad (endast i Sverige) och ersatt av vind- och solkraft med avseende på årsproduktionen. År 2035 produceras i Sverige ca 90 TWh vindkraft och knappt 10 TWh sol. I övrigt antas samma beräkningsförutsättningar som i referensscenariot. Produktionen i samtliga scenarier återfinns i Figur 5.



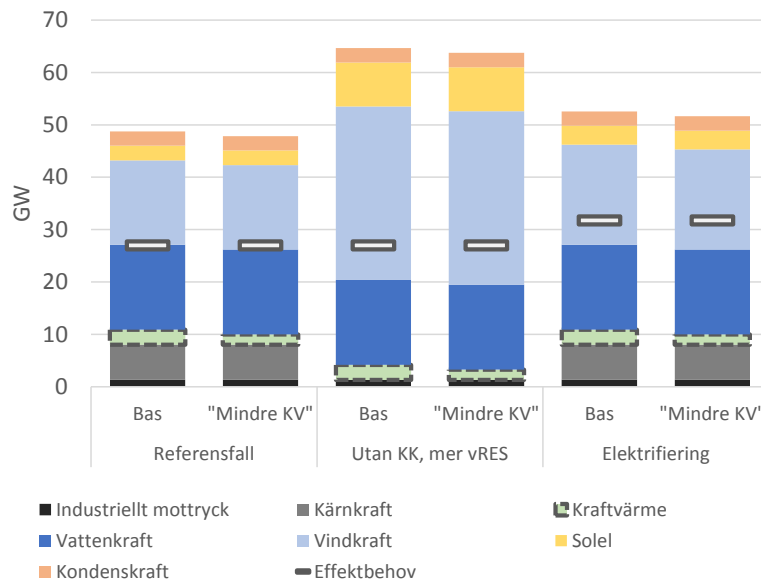
Figur 5: Elproduktionen i Sverige (till vänster) och Nordeuropa (till höger) år 2035 i de tre huvudscenarierna och under 2018 baserat på tillgänglig statistik.

För varje huvudscenario har vi analyserat två olika fall med avseende på tillgång till kraftvärme i Sverige, dels ca 3 GW (vilket är den kostnadseffektiva kapaciteten beräknad med TIMES-NORDIC i vårt referensscenario) och dels ca 2 GW. Det senare fallet innebär att vi tagit bort all fossil kraftvärmekapacitet och dessutom en del förnybar kraftvärme. Huvuddelen av dessa ca 1 GW som vi tagit bort är fossilbaserad, ca 70%, och därmed förknippad med relativt låga utnyttningstider. Det medför att vi i första hand har reducerat tillgänglig effekt även om energiproduktionen naturligtvis påverkas. Vi antar att produktionsbortfallet för fjärrvärme ersätts av hetvattenpannor istället. Hur detta påverkar den totala effekten i Sverige i våra scenarier redovisas i Figur 6. I figuren blir det tydligt att kraftvärmens förväntas stå för en (mycket) liten andel av den totala installerade kapaciteten. Framförallt vindkraft står för en stor del, i "förnybarscenariot" till och med den klart största delen.

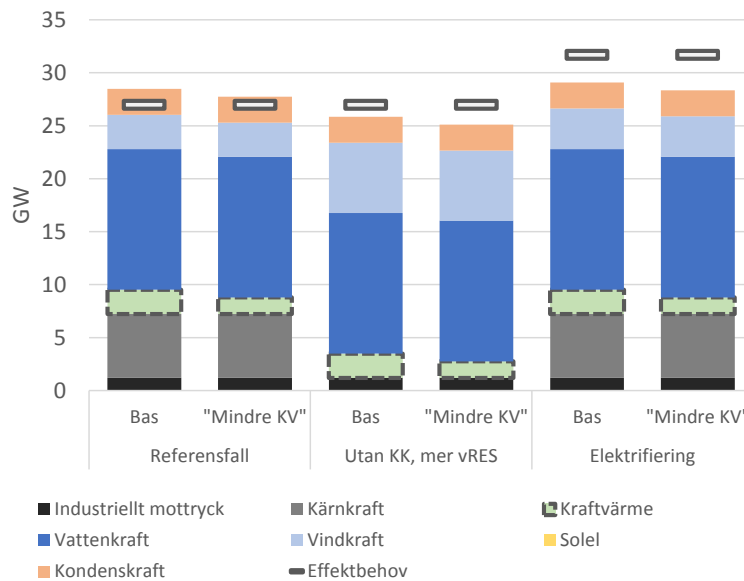
Å andra sidan får man inte förväxla installerad effekt med (säkert) tillgänglig effekt. Detta kan man se tydligt i Figur 7 där de olika kraftslagen tilldelats ett effektvärde, det vill säga ett mått på hur stor andel av den installerade kapaciteten som kan förväntas vara tillgänglig då effektbehovet är som störst. Effektvärdet antas vara relativt högt för styrbar termisk kraftproduktion och relativt lågt för variabel förnybar elproduktion (0% för sol och 20% för vindkraft).⁵ I de flesta scenarierna i Figur 7 understiger den tillgängliga produktionskapaciteten effektbehovet trots att vi antar att det finns en topplastkapacitet (typiskt gasturbiner) i Sverige på drygt 2 GW. I dessa lägen är vi med andra ord helt beroende av import av el. Figuren visar situationen då effektbehovet är som störst i kombination med den förväntade tillgängligheten för de olika kraftslagen. En mer precis bild får vi om man tittar på några specifika driftsituationer där balansen är ansträngd. Detta påverkas av dels effektbehovet och dels tillgången till icke-styrbar elproduktion, det vill säga den så kallade nettolasten

⁵ Svenska Kraftnät antar ett effektvärde för vindkraft på omkring 10%. På grund av teknisk utveckling och förbättrad förmåga för nya turbiner att producera el under perioder med låga vindhastigheter antar vi ett högre effektvärde för 2035, det vill säga 20%.

(effektbehovet minus den icke-styrbara elproduktionen såsom vindkraft och solex). Vi återkommer till detta senare i rapporten.



Figur 6: Installerad effekt i Sverige i de tre huvudscenarierna (2035) samt med två olika nivåer på kraftvärme (ca 3 GWel respektive ca 2 GWel).



Figur 7: Tillgänglig effekt i Sverige i de tre huvudscenarierna (2023) samt med två olika nivåer på kraftvärme (ca 3 GWel respektive ca 2 GWel).

Genom att jämföra utfallet för 3 GW kraftvärme med 2 GW kraftvärme, allt annat lika, under olika driftförhållanden så kan vi studera olika elsystemeffekter av att ha mer eller mindre kraftvärmeeffekt i den svenska elproduktionen. Bland annat så kan vi kvantifiera effekterna på den totala systemkostnaden, på elpriset under olika perioder under ett år, och på elbalansen i Sverige.

Analyserna avser normalår

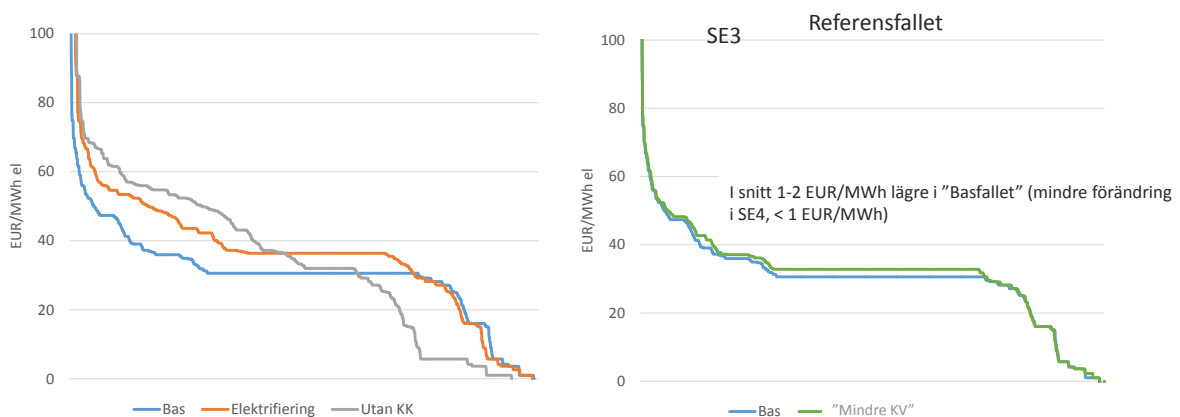
De genomförda modellberäkningarna har gjorts för normalår med avseende på temperatur, tillrinning till vattenkraften och vindförhållanden. I verkligheten uppstår variationer i förhållande till dessa normalförhållanden med både högre och lägre nivåer för dessa parametrar. Sådana svängningar påverkar energibehov och energiproduktion och därigenom även de nyttor som kraftvärmens elproduktion skapar. Man kan anta att dessa svängningar i betydande omfattning tar ut varandra. Vi kan dock inte med säkerhet säga att normalårsresultaten helt och hållet avspeglar den korrekta totala konsekvensen av sådana variationer. För att ge klarhet om detta skulle ytterligare analyser behöva göras. Inom ramen för detta projekt har det inte funnits utrymme för att göra någon sådan fördjupning.

Kraftvärmens betydelse för produktionskostnaden i det nordeuropeiska elsystemet.

Vi inleder med att kvantifiera hur den årliga produktionskostnaden ökar om vi minskar den installerade effekten i kraftvärme med 1 GW. Sett över de tre huvudscenarierna så ökar den totala rörliga produktionskostnaden med 1100-1300 MSEK per år. I denna siffra ingår alltså inga kapitalkostnader.

Elpriseffekter

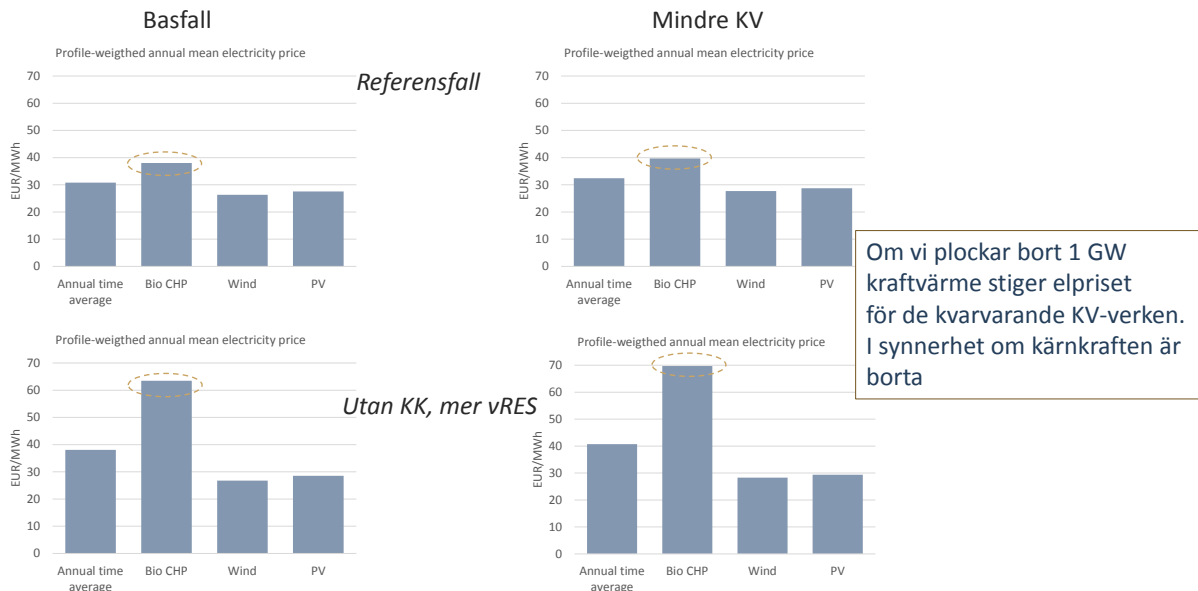
I Figur 8 återfinns det beräknade elpriset (SE3) för de tre huvudscenarierna samt för referensscenariot med 3 respektive 2 GW kraftvärme, rangordnade efter fallande storlek. Elpriset uppvisar den största variabiliteten i förnybarscenariot (frånvaron av kärnkraft ökar priserna under höglastperioder medan den stora produktionen av vindkraft reducerar elpriserna under låglastperioder eller under perioder med god tillgång till vindkraft). Lägst elpriser under den största delen av året fås i referensscenariot. Om vi i referensscenariot reducerar den installerade kraftvärmekapaciteten med 1 GW el så ökar i snitt elpriset med ca 1-2 EUR/MWh under året (i SE3). Att plocka bort 1 GW kraftvärmeeffekt har med andra ord en viss påverkan på elprisbilden.



Figur 8: det beräknade elpriset i SE3 i våra tre huvudscenarier (till vänster) och i referensfallet med 3 ("Bas") respektive 2 GW ("Mindre KV") kraftvärme.

Påverkan på elpriset får också konsekvenser för olika kraftslags intjäningsförmåga, det vill säga det elpris som olika kraftslag erhåller under ett år. Detta beror på när i tiden respektive kraftslag producerar och på vilket elpris som råder just då. I Figur 9 redovisar vi resultatet för två av huvudscenarierna, referensscenariot och förnybarscenariot, med 2 GW respektive 3 GW kraftvärme.

Man kan se att i synnerhet i förnybarsscenariot så blir det elpris som kraftvärmerna känner av relativt högt. Det beror på frånvaron av kärnkraft som gör att elpriserna är extra höga under ansträngda situationer och att de ofta sammanfaller med uppvärmningssäsongen då kraftvärmerna utnyttjas. Om vi i en sådan situation dessutom plockar bort 1 GW kraftvärme så stiger kraftvärmens årsmedelpris med drygt 5 EUR/MWh jämfört med om vi har 3 GW eleffekt i kraftvärmeverken på plats ("Basfall" i Figur 9).

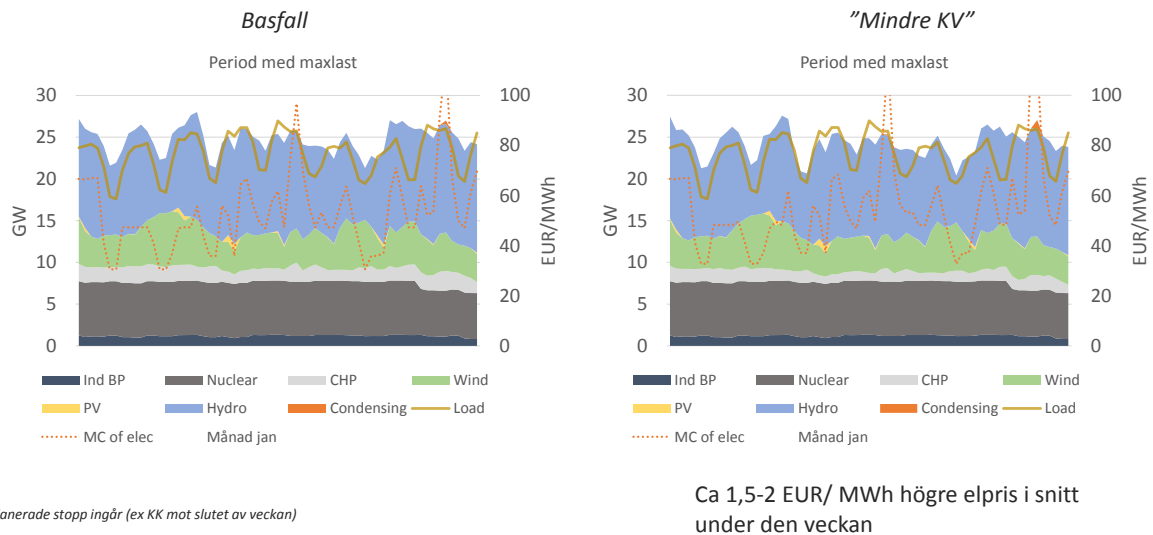


Figur 9: Årsmedelpris och produktionsvägt elpris för tre olika kraftslag (SE3).

Några olika driftsituationer på elmarknaden

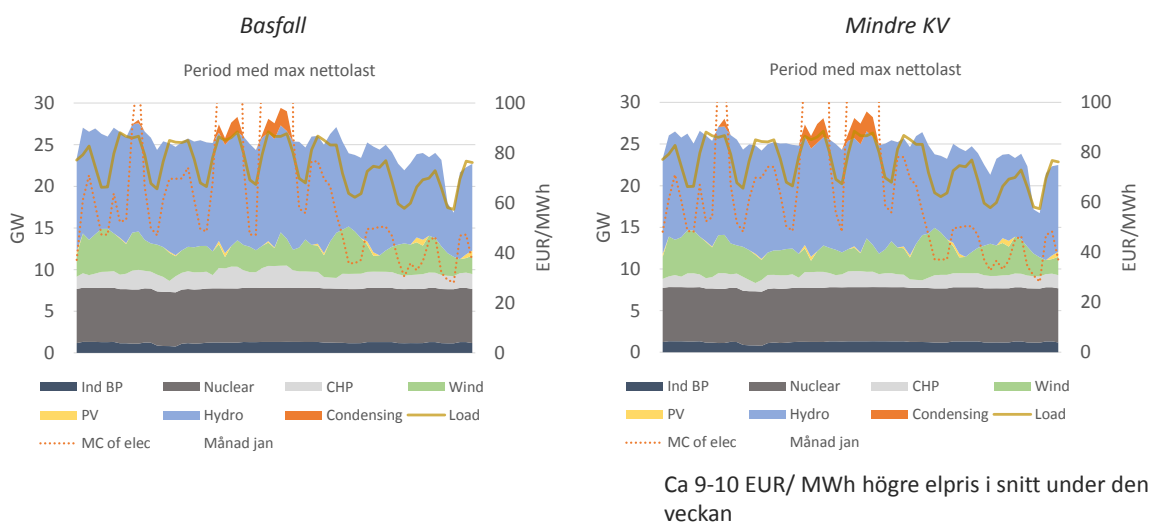
I detta kapitel analyserar vi i detalj två viktiga situationer för den svenska elbalansen och hur dessa kan komma att påverkas beroende på tillgången till kraftvärme, dels då efterfrågan är som störst och dels då nettolasten (elbehovet minus icke-styrbar elproduktion) är som störst.

I Figur 10 redovisar vi veckan som omsluter timmen med den maximala elförbrukningen i referensscenariot, dels då det finns tillgång till 3 GW (eleffekt) kraftvärme i Sverige och dels då det finns tillgång till 2 GW kraftvärme ("Mindre KV" i figuren). Under den aktuella perioden stiger elpriset i SE3 med typiskt 1-2 EUR/MWh om vi reducerar kraftvärmekapaciteten från 3 till 2 GW el.

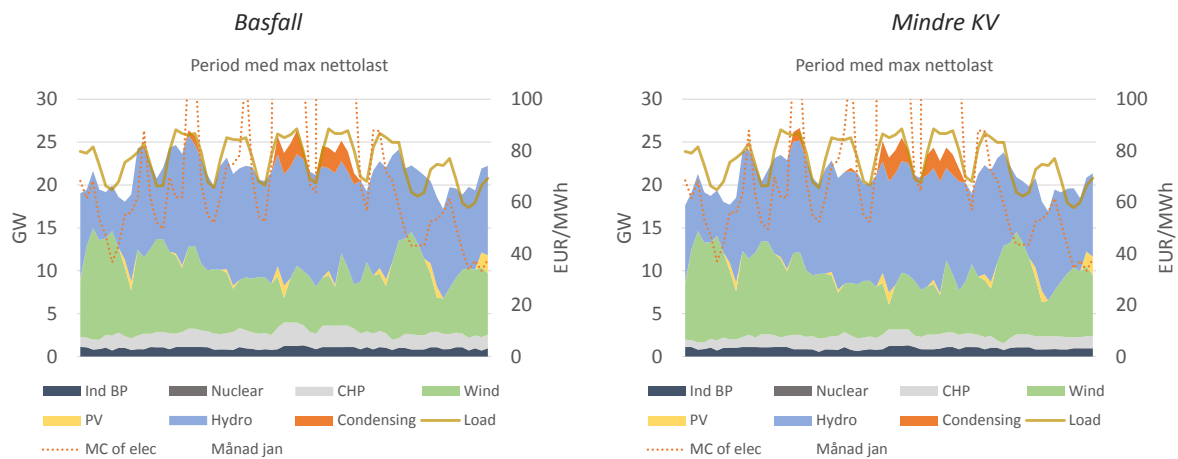


Figur 10: Veckan som omfattar timmen med högst elförbrukning i referensscenariot, med 3 GW kraftvärmeeffekt (till vänster) och 2 GW kraftvärmeeffekt (till höger). Ind BP= Industriellt mottryck, CHP=kraftvärme, PV=solel, MC of elec=elpris.

I Figur 11 redovisar vi veckan som omsluter timmen med maximal nettolast i Sverige. Detta är en ännu större ansträngning än i föregående situation vilket kan ses på elprinsnivån och på det faktum att det krävs kondensproduktion i Sverige med mycket höga rörliga kostnader (t ex gasturbiner) för att få ihop kraftbalansen (graden av ansträngning beror naturligtvis också på situationen i grannländerna). Plockar vi bort en GW kraftvärme (ner till 2 GW) så stiger elpriserna ytterligare under den aktuella perioden, typiskt plus 10 EUR/MWh, samtidigt som behovet av kondenskraft ökar ytterligare. I förnybarscenariot ökar ansträngningarna ytterligare under samma driftsituation (max nettolast). Där ökar elpriserna med hela 10-20 EUR/MWh i snitt under veckan samtidigt som vi är beroende av både import och inhemsk kondenskraft (Figur 12).



Figur 11: Veckan som omfattar timmen med högst nettolast i referensscenariot, med 3 GW kraftvärmeeffekt (till vänster) och 2 GW kraftvärmeeffekt (till höger). Ind BP= Industriellt mottryck, CHP=kraftvärme, PV=solel, MC of elec=elpris.



Ca 10-20 EUR/MWh högre elpris
i snitt under den veckan

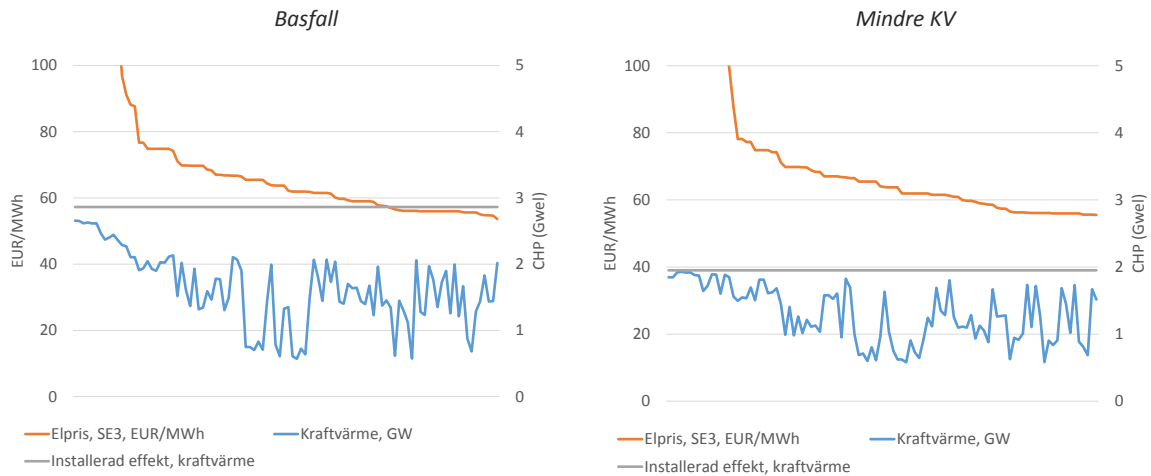
Figur 12: Veckan som omfattar timmen med högst nettolast i förnybarscenariot, med 3 GW kraftvärmeeffekt (till vänster) och 2 GW kraftvärmeeffekt (till höger). Ind BP= Industriellt mottryck, CHP=kraftvärme, PV=solel, MC of elec=elpris.

Särskilt ansträngda situationer

Hur man definierar en "ansträngd situation" kan naturligtvis variera. Vi har här valt att titta närmare på de 100 timmar på året (år 2035) då elpriset i SE3 är som allra högst. Det ger en tydlig indikation på att elbalansen i SE3, som är det klart största elområdet med avseende på elförbrukning, är ansträngd. I Figur 13 redovisas utfallet för referensscenariot med 3 GW kraftvärme-el respektive 2 GW kraftvärme-el. Elpriset i SE3 är rangordnat efter fallande storlek tillsammans med den resulterande kraftvärmeproduktionen i hela Sverige (och alltså inte bara i SE3). I figuren kan man också se den maximalt tillgängliga kraftvärmekapaciteten (ca 3 GW el respektive ca 2 GW el). Ju högre elpriset är desto större är generell elproduktionen från kraftvärmeverken även om det bitvis kan variera rejält. Variationen beror bland annat på situationen på värmemarknaden. Är alternativkostnaden tillräckligt hög för fjärrvärmeproduktionen i vissa fjärrvärmesystem så väljer man att "backa" elproduktionen. Dessutom är det inte säkert att elpriserna är lika höga i de övriga tre elområdena där det också återfinns kraftvärme. Kraftvärmeverken anpassar sig följaktligen till två marknadssituationer, dels på elmarknaden och dels på värmemarknaden. Om man "backar" elproduktionen vid höga elpriser kan man betrakta detta som att kraftvärmeverken tillhandahåller en reserv för ytterligare effekt om situationen skulle spetsas till. Det kräver i så fall att det finns alternativ fjärrvärmeproduktion och att den görs mer lönsam att köra.

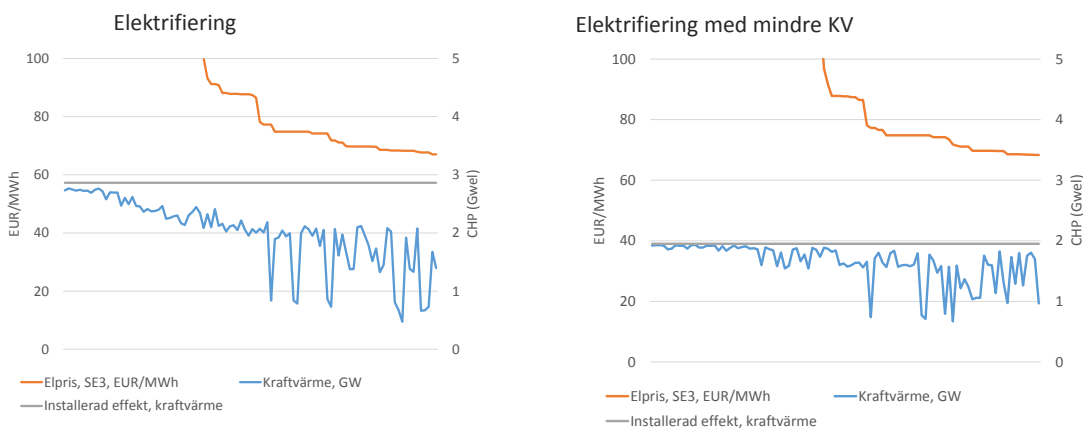
Vi kan se att den "backade" elproduktionen avtar då den tillgängliga kraftvärmekapaciteten är lägre, det vill säga 2 GW el. Vi kan också se att elpriserna då är något högre. I Figur 14 och Figur 15 återfinns utfallet för de två andra scenarierna. I dessa bägge scenarier är situationen än mer ansträngd med ännu högre elpriser. Detta förklaras bland annat av att andelen styrbar termisk effekt i Sverige är lägre än i referensscenariot, speciellt i förnybarscenariot. Följaktligen "backar" inte kraftvärmeverken sin elproduktion i samma utsträckning och den elprisdämpande effekten av att ha 3 GW kraftvärme

istället för 2 GW är klart större än i referensscenariot (den typiska elpriseffekten anges under respektive figur).



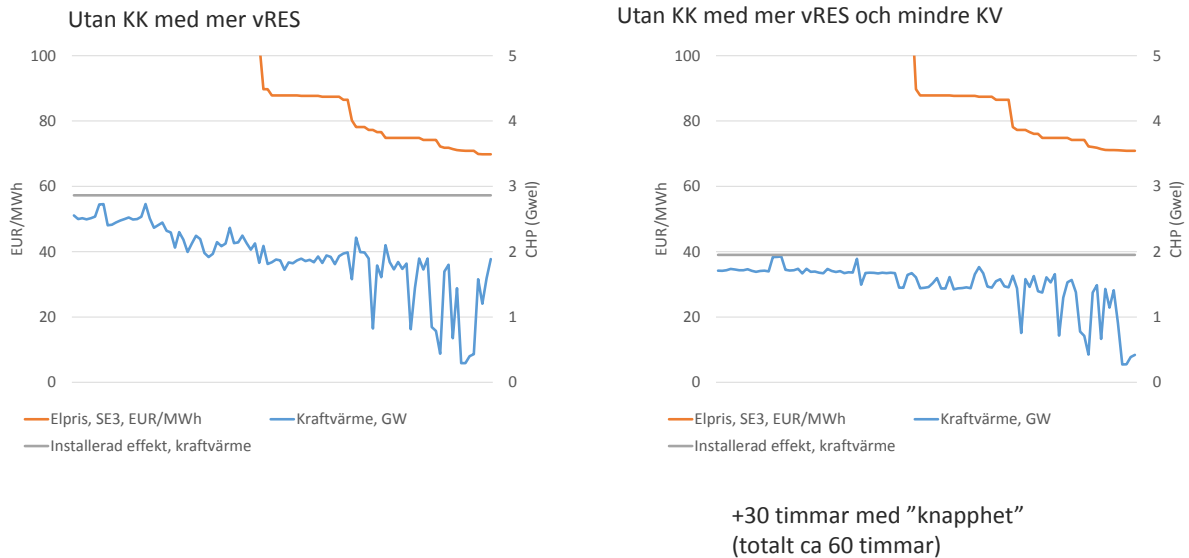
Ca 5-10 EUR/ MWh högre elpris i snitt under dessa 100 timmar (någon enstaka timme med "knapphet")

Figur 13: De 100 timmarna med högst elpris (SE3) i referensscenariot rangordnade efter fallande storlek samt tillhörande elproduktion från kraftvärmerna med 3 GW (el) kraftvärme till vänster och 2 GW (el) kraftvärme till höger



+40 EUR/MWh i snitt under dessa 100 timmar
+10-15 timmar med "knapphet" (elpriser > 5000 SEK/MWh)

Figur 14: De 100 timmarna med högst elpris (SE3) i elektrifieringsscenariot rangordnade efter fallande storlek samt tillhörande elproduktion från kraftvärmerna med 3 GW (el) kraftvärme till vänster och 2 GW (el) kraftvärme till höger



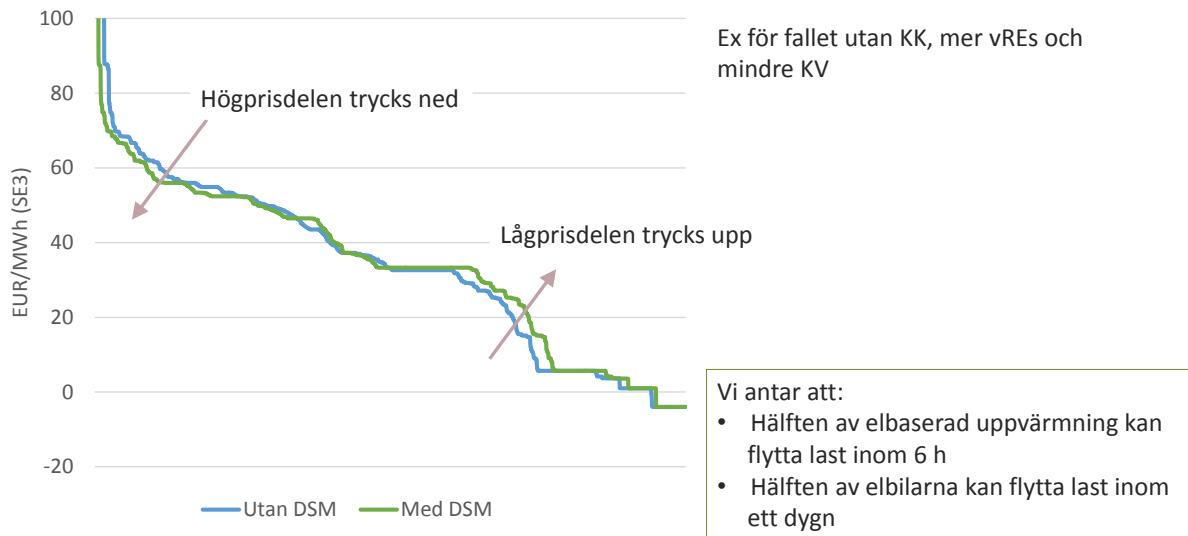
Figur 15: De 100 timmarna med högst elpris (SE3) i **förnybarscenariot** rangordnade efter fallande storlek samt tillhörande elproduktion från kraftvärmerna med 3 GW (el) kraftvärme till vänster och 2 GW (el) kraftvärme till höger

Hur påverkar efterfrågeflexibilitet?

I modellberäkningarna för år 2035 har vi genomgående utgått från en "inflexibel" efterfrågan, det vill säga om vi ändrar på scenarieförutsättningarna så kan inte elförbrukningen anpassa sig till de ändrade förutsättningarna som en del av modellresultatet. Enda undantaget är elförbrukningen i fjärrvärmeproduktionen (i värmepumpar och elpannor) som är ett modellresultat. För att undersöka effekten av efterfrågeflexibilitet har vi i en känslighetsanalys testat en relativt hög grad av efterfrågeflexibilitet. Vi antar att hälften av den elbaserade uppvärmningen i Sverige kan förskjutas i tid inom sex timmar medan hälften av elförbrukningen för elfordon kan förskjutas i tid inom ett helt dygn. Det betyder alltså att om man avstår att ladda under en viss timme, till följd av höga priser på el, så måste man hämta igen det inom ett dygn. Vi antar att möjligheterna till efterfrågeflexibilitet ser likartade ut i de övriga länderna. Eftersom vi inte i detalj har studerat potentialer, begränsningar och kostnader för efterfrågeflexibilitet har vi valt att hantera detta som just en känslighetsanalys och inte som en möjlighet som finns tillgänglig genomgående i vår analys. Med tanke på de förväntningar man har på efterfrågeflexibilitet och med tanke på den teknikutveckling som är sannolik även inom det området är det fullt möjligt den här typen av modellstudier framgent redan i utgångsläget inkluderar en hög grad av efterfrågeflexibilitet.

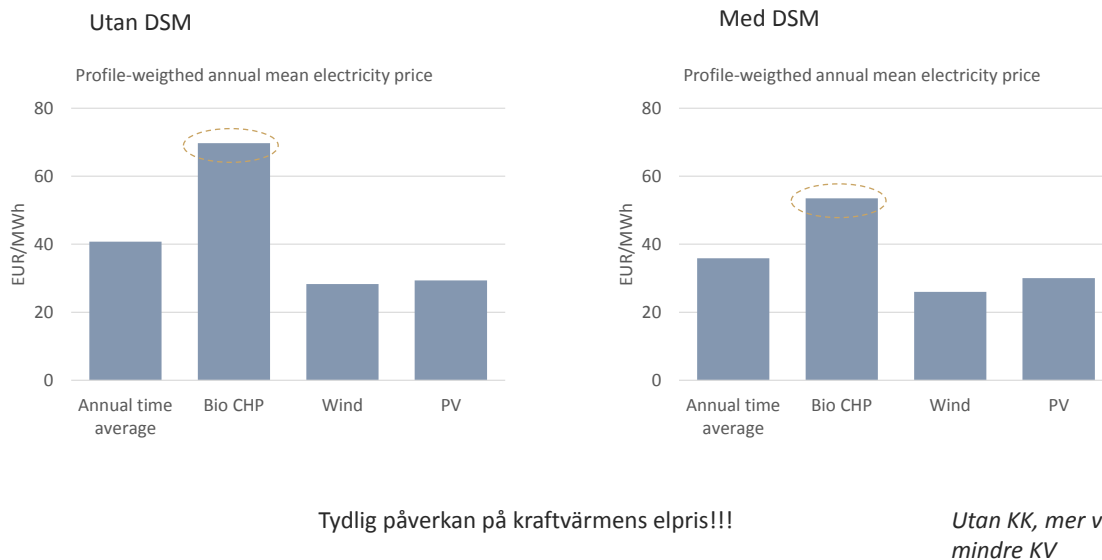
I Figur 16 redovisar vi elpriset (ordnat efter fallande storlek) i elområde SE3 i vårt förnybarsscenario (förnybarscenariot är det scenario som uppvisar den största variabiliteten och därmed antar vi också att efterfrågeflexibilitet kan få den största betydelsen). Man kan tydligt se att efterfrågeflexibilitet på elmarknaden trycker ner högprisdelen av kurvan och pressar upp priserna då elpriserna är relativt sett låga. Det är också precis som förväntat. Effekten under de typiskt 20-talet timmar då elbalansen är mycket ansträngd är mycket stor. Istället för "knapphetspriser", det vill säga mycket höga priser (>500 EUR/MWh), medför efterfrågeflexibiliteten att priserna istället hamnar på nivån 100-200 EUR/MWh vilket fortfarande förvisso är relativt högt. Under större delen av året är elpriseffekten i storleksordningen "ett par EUR/MWh" (både uppåt och nedåt).

Profu



Figur 16: Elpriset i SE3 ordnat efter fallande storlek i förnybarscenariot med och utan efterfrågefleksibilitet ("DSM").

I Figur 17 kan vi se att det elpris som kraftvärmeverken inom SE3 känner av under året (i förnybarscenariot) följaktligen är klart lägre i fallet med efterfrågefleksibilitet än i fallet utan. I vårt beräkningsexempel så uppgår den skillnaden till nästan 20 EUR/MWh vilket är relativt mycket. Även om detta i första hand ska ses som ett illustrativt analys exempel så indikerar detta icke desto mindre att ett större genomslag för efterfrågefleksibilitet kan komma att påverka lönsamheten för kraftvärme (och andra planerbara kraftslag) relativt mycket. I vårt exempel drabbas kraftvärme extra hårt eftersom de höga elpriserna, som alltså efterfrågefleksibiliteten dämpar, sammanfaller med ett högt utnyttjande av kraftvärme, det vill säga typiskt under uppvärmningssäsongen.

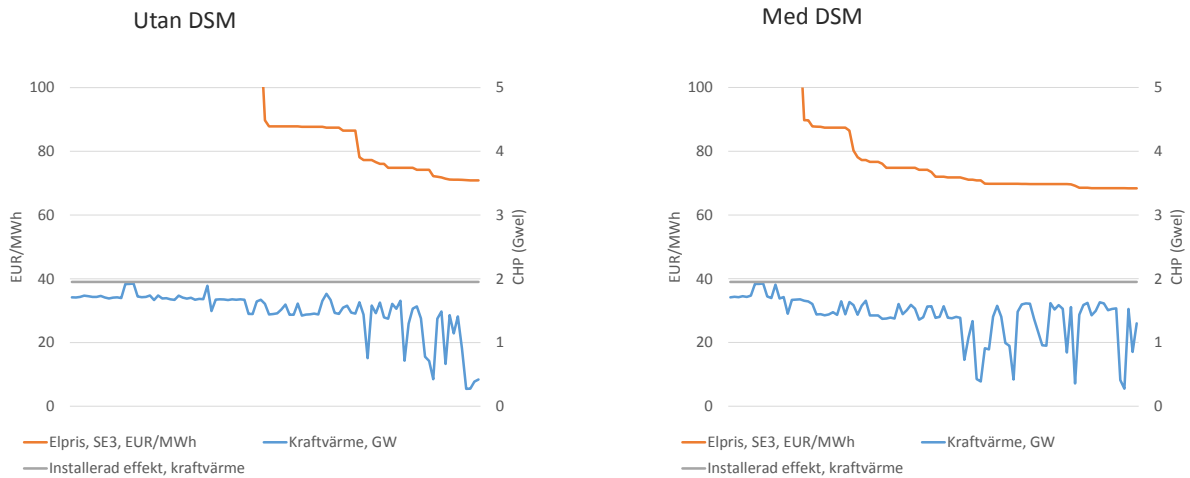


Tydlig påverkan på kraftvärmens elpris!!!

Utan KK, mer vRES och mindre KV

Figur 17: Årsmedelpris och produktionsvägt elpris för tre olika kraftslag samt inverkan från efterfrågefleksibilitet ("DSM"), (elområde SE3).

I Figur 18 slutligen, kan man se hur de 100 timmarna med högst elpris påverkas av efterfrågefleksibiliteten. De högsta elpriserna trycks ner något samtidigt som elproduktionen från kraftvärmeverken är något mindre ("backningen" ökar).



Figur 18: De 100 timmarna med högst elpris (SE3) i **förnybarscenariot** rangordnade efter fallande storlek samt tillhörande elproduktion från kraftvärmerna utan efterfrågefleksibilitet till vänster och med efterfrågefleksibilitet till höger

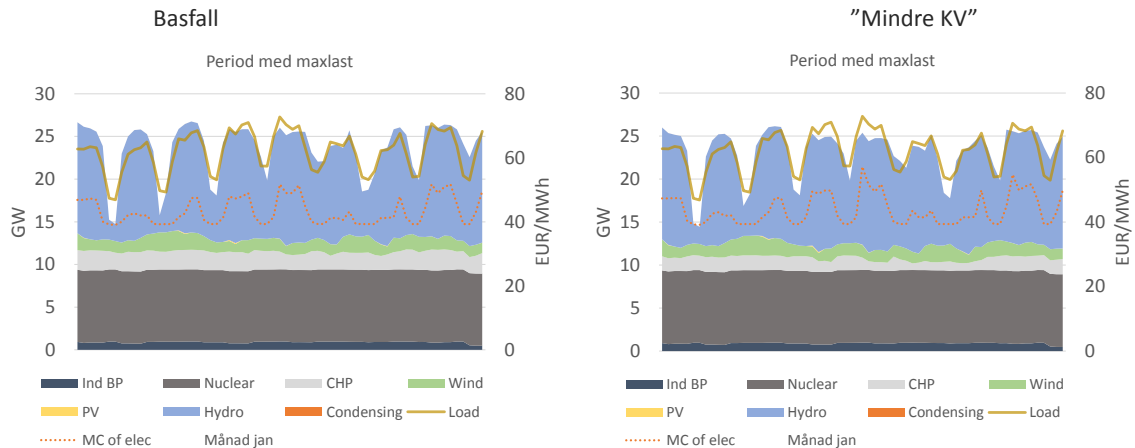
Sammanfattningsvis kan vi alltså konstatera att efterfrågefleksibilitet på elmarknaden erbjuder ett alternativ till effekt på produktionssidan. Ju högre inslag av efterfrågefleksibilitet desto lägre blir värdet av kraftvärmens eleffekt (och annan styrbar eleffekt). Det finns dock vissa fundamentala fördelar med att tillhandahålla effekt i produktionsanläggningar och en sådan är uthållighet. Som vi konstaterat så måste effekten återföras inom en viss tid när det gäller flexibilitet på användarsidan medan ett kraftverk inte har den typen av tidsbegränsning. Dessutom kan en produktionsanläggning sannolikt tillhandahålla ett bredare spektrum av systemtjänster (exempelvis frekvensreglering och reaktiv effektkompensering).

Vad händer om vi redan idag fasar ut 1 GW eleffekt i våra kraftvärmeverk?

Så här långt i modellanalysen har vi uppehållit oss vid en tänkbar men fullt realistisk situation på den framtida elmarknaden (ett 2035-perspektiv). I detta kapitel tittar vi istället på ett scenario där vi redan idag (2019), av olika skäl fasar ut 1 GW kraftvärme. Därmed uppgår den tillgängliga effekten till omkring 2 GW el, det vill säga ungefär lika mycket som vårt "låg"-fall i 2035-analysen. I ett sådant fall ger beräkningar med EPOD-modellen att elproduktionen i de svenska kraftvärmeverken minskar med ca 2 TWh vilket inkluderar både fossil och förnybar kraftvärmeproduktion (den totala produktionen låg på 9-10 TWh under 2019). Modellresultaten visar också att CO₂-utsläppen i Nordeuropa ökar med drygt 0,5 Mton per år vilket motsvarar knappt 300 kg CO₂ per utebliven MWh kraftvärmeel (värmeproduktionens utsläpp är marginella). Det specifika utsläppsvärdet ska ses som ett *nettovärde*, där en andel av den kraftvärme som minskar utgörs av fossil kraftvärme. Det finns med andra ord en post som leder till minskade utsläpp i denna beräkning. Å andra sidan leder minskningen i kraftvärmeproduktion i Sverige till att annan produktionskapacitet i Nordeuropa ökar sin elproduktion. Denna ökning består av en mix av olika kraftslag, däribland kolkondens men även gaskraft med mera. Detta leder med andra ord till en utsläppsökning där den samlade nettoeffekten hamnar på omkring plus 300 kg/MWh el. Samtidigt ökar de årliga systemkostnaderna för den nordeuropeiska elproduktionen och den svenska fjärrvärmeproduktionen med ca 600 MSEK. Detta är

en något lägre kostnadsökning än motsvarande förändring (det vill säga att plocka bort 1 GW kraftvärme) i vårt 2035-perspektiv.

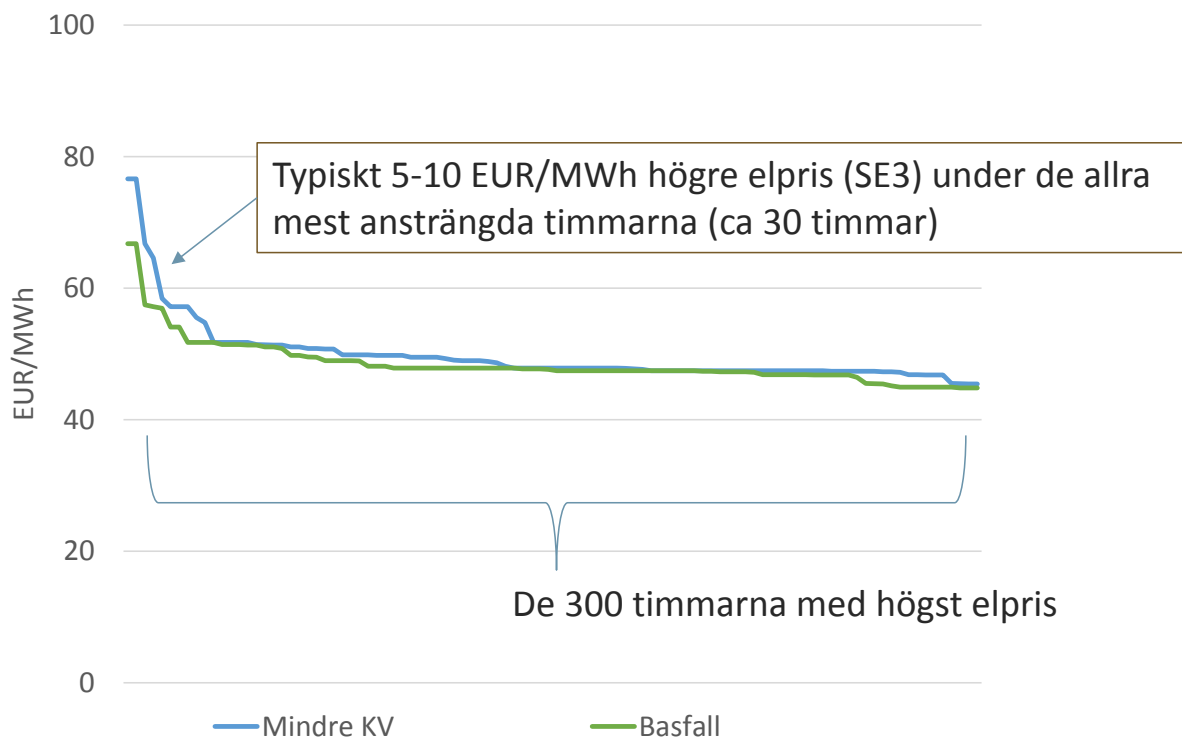
I Figur 19 visas den svenska elproduktionen, ett beräknat utfall för 2019, under veckan som omsluter timmen med högst nettolast med ca 3 GW respektive ca 2 GW kraftvärme-el på plats. Med en mindre andel kraftvärme ökar importen något samtidigt som elpriserna stiger marginellt under den aktuella veckan



Elpriset (SE3) ökar med 0,5-1 öre/kWh under veckan med maxlast
Även importen ökar något

Figur 19: Den timvisa elproduktionen under veckan som omsluter timmen med den största nettolasten i ett fall med dagens kraftvärmekapacitet ("Basfall") och i ett fall med ca 2 GW kraftvärme-el ("Mindre KV"). Ind BP= Industriellt mottryck, CHP=kraftvärme, PV=solel, MC of elec=elpris.

Figur 20 redovisas elpriset under de 100 timmarna med högst elpris för de bägge analyserade situationerna. Under ett fåtal timmar ligger elpriset över 55 EUR/MWh och det är under den perioden som prisseffekten är mest märkbar.



Figur 20: Elpriset i SE3 rangordnat efter fallande storlek (modellår 2019) i ett fall med dagens kapacitet för kraftvärme och i ett fall med en mindre kapacitet, ca 2 GW.

Bidrag till det nationella elsystemet, effekt (effektreserven)

Det har förslagits att eleffekten för ett kraftvärmeverk skulle kunna delta i effektreserven och därmed ger ett tillkommande värde för dess elproduktionskapacitet. Detta värde erhålls då genom upphandling av Svenska Kraftnät och nivån avgörs utifrån de andra alternativens kostnad. För att kraftvärmeanläggningen ska ha en funktion i effektreserven så måste den vid ansträngda lägen vara driftklar och eleffekten ska (helt eller delvis) vara outnyttjad. Det är ju först då den kan utgöra effektreserv. Det innebär att man går miste om elintäkter från "ordinarie drift" under dessa perioder. Vid dessa tidpunkter, och i anslutning till dessa, är elpriset sannolikt högt och det blir därmed en stor olägenhet att inte fritt kunna köra anläggningen för att dra största nytta av dessa förhållanden. Att delta i effektreserven är därför sannolikt inte något attraktivt handlingsalternativ för ett typiskt kraftvärmeverk. Det kan dock vara en attraktiv lösning för kraftvärmeverk som inte förväntas delta i ordinarie drift i någon större utsträckning. Det kan exempelvis handla om anläggningar som utnyttjar mycket dyra bränslen, exempelvis bioolja, eller anläggningar som fortfarande använder fossila bränslen, exempelvis eldningsolja, som man inte vill ha med i den ordinarie driften vare sig av ekonomiska skäl eller av "fossilfrihetsskäl". Att delta i effektreserven tillför ju inte heller någon ytterligare eleffekt i systemet. Det handlar snarare om en omfördelning av kapaciteten från den "normala" elmarknaden till effektreserven. En situation då ett kraftvärmeverks deltagande i effektreserven faktiskt bidrar till ytterligare eleffekt i systemet är om anläggningen i annat fall skulle avvecklats, exempelvis av åldersskäl eller för att den helt enkelt inte är lönsam att underhålla och hållas driftklar.

Nyttan av eleffekt från kraftvärme – nättaxor

När man utvärderar nyttan av ett kraftvärmeverk är det självklart att räkna in intäkterna från den el(-energi-)produktion som anläggningen ger upphov till. Det är dock inte bara intäkter från energiproduktion som utgör ett värde, även eleffektkapaciteten bidrar med ett värde. Den eleffekt som kraftvärmeverket bidrar med lokalt minskar behovet att abonnera på och köpa in eleffekt från överliggande elnät.

Vi utgår här från ett fjärrvärmebolag med ett kraftvärmeverk och ett elnätbolag som "kraftvärme-elen" ansluter till. Elnätsföretaget har en kostnad för elanskaffningen mot överliggande nät som typiskt består av:

- Abonnemang (kr/kW)
- Fast kostnad (Mkr/år)
- Kostnad för att överföra el höglasttid (nov-mars, vardag 06-22) (kr/MWh)
- Kostnad för att överföra el låglasttid (övrig tid) (kr/MWh)

(denna tariffkonstruktion avser Vattenfalls regionnätstariff, "södra Sverige, T1")

Elen från kraftvärmeverket minskar alltså behovet av nätkapacitet utifrån. Att man som elproducent har rätt till ersättning för "nätnyttan" framgår av Ellagen, se utdraget nedan.

Ellagen 3 kap.

Ersättning vid inmatning av el

15 § Innehavare av en produktionsanläggning har rätt till ersättning av den nätkoncessionshavare till vars ledningsnät anläggningen är ansluten. Ersättningen skall motsvara

1. värdet av den minskning av energiförluster som inmatning av el från anläggningen medför i nätkoncessionshavarens ledningsnät, och
2. värdet av den reduktion av nätkoncessionshavarens avgifter för att ha sitt ledningsnät anslutet till annan nätkoncessionshavares ledningsnät som blir möjlig genom att anläggningen är ansluten till ledningsnätet.

Regeringen får meddela närmare föreskrifter om beräkningen av ersättningen enligt första stycket.

Om fjärrvärmeverksamheten (som driver kraftvärmeverket) inte får betalt från nätbolaget för den eleffekt som elnätbolaget annars skulle behövt anskaffa så subventionerar fjärrvärmekollektivet elnätskollektivet.

Hur stor är då denna eleffektintäkt? Vi gör här ett enkelt räkneexempel. Vi utgår från att elnätbolaget har följande kostnad för elanskaffningen mot överliggande nät (enligt den taxa som lyftes fram som exempel ovan):

- Abonnemang: 120 kr/kW
- Fast kostnad: 1,16 Mkr/år
- Kostnad för att överföra el höglasttid: 87 kr/MWh
- Kostnad för att överföra el låglasttid: 15 kr/MWh

Vi antar här ett kraftvärmeverk som har eleffekten 10 MW och som har en utnyttjningstid som motsvarar 3 600 fullasttimmar. Elproduktionen blir därmed 36 GWh/år. 1/3 av elproduktionen sker

under höglasttid och resten under låglasttid. (Detta bygger på realistiska uppgifter från verkliga biobränsleeldade anläggningar.)

Den årliga elnätsnyttan som kraftvärmeverket skapar genom att undvika elanskaffning från överliggande nät blir därmed:

$$10 \times 120\,000 + 0,33 \times 36\,000 \times 87 + 0,67 \times 36\,000 \times 15 = 2,6 \text{ Mkr}$$

Om denna nytta relateras till kraftvärmeverkets årliga elproduktion så blir värdet:

$$2\,600\,000 / 36\,000 = 72 \text{ kr/MWh}$$

Det är viktigt att den nyttan tillskrivs kraftvärmeverket. Det förutsätter naturligtvis att man verkligen producerar maximalt med el då elbehovet är högst. Det måste vid dessa situationer exempelvis finnas tillräcklig värmeproduktionskapacitet, eftersom man kan anta att hög belastning i elsystemet sammanfaller med högt värmebehov i fjärrvärmesystemet. För att då upprätthålla elproduktionen så är det inte möjligt att öka värmeproduktionen genom att "backa" kraftvärmeverkets elproduktion för att därigenom öka dess värmeproduktion.

Bidrag till det lokala elsystemet vid flaskhalsar i elnätet

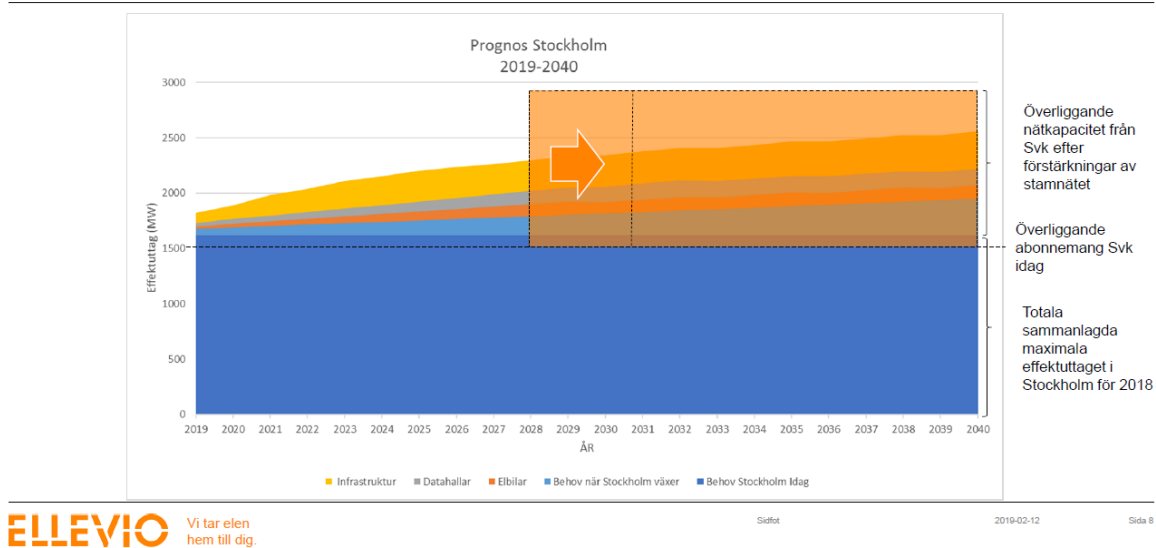
På flera platser har det uppstått lokala nätkapacitetsbegränsningar i elnäten (t.ex. Stockholm, Malmö och Uppsala). Situationen riskerar också att bli ansträngd på fler orter. Detta är en annan effektutmaning än den man ofta diskuterar och som relaterar till ökande elbehov, utbyggnad av variabel elproduktion (vind/sol) och utfasning av planerbar kraft. Den utmaningen är framför allt ett potentiellt problem på lång sikt, medan de lokala nätkapacitetsbegränsningarna alltså påverkar situationen redan nu. Vad karaktäriserar då effektbrist relaterad till flaskhalsar i elnätet?

- Få timmar med särskilt högt elbehov. Det kommer inte att röra sig om en kontinuerlig kapacitetsbrist, utan de ansträngda situationerna kommer att inträffa vid extremt hög elefterfrågan. Detta inträffar typiskt vid sträng kyla och under vardagar morgon och sen eftermiddag. Om elanvändningen ökar kraftigt, exempelvis till följd av urbanisering, industriutbyggnad, datahallar eller elektrifiering av transportsektorn, kan de ansträngda perioderna öka
- Sannolikt höga spotpriser på el, men inte nödvändigtvis. Effektbrist till följd av nätkapacitetsbrist är inte direkt kopplade till elproduktionen i Norden, där spotpriset på el sätts. Ofta är elpriserna höga vid de situationer då nätkapacitetsbristen blir mest påtaglig, se ovan, men det är inte säkert. På sikt beror elpriserna inte bara på elbehovets storlek utan också produktionen av el från vind och sol. Det betyder att det inte är säkert att prissignalen om knapphet på el sammanfaller med lokal effektbrist.
- Nätutbyggnad tar mycket lång tid. Om man idag uppmärksammar att man befinner sig i en situation med nätkapacitetsbrist så är nätutbyggnad något som tar mycket lång tid, särskilt i storstadsområden. Stockholm är ett exempel på detta. Där har man för flera år sedan inlett arbetet med att förstärka inmatningarna till staden. Trots det förväntas inte dessa förstärkningar kunna underlätta situationen förrän framåt 2030.
- Osäkerheter om elbehovsutvecklingen. Nationellt har elanvändning under lång tid i stort sett legat stilla. Lokalt har dock elanvändningen ökat, exempelvis som en följd av urbanisering och etablering av elintensiva verksamheter. Nu finns förväntan om ökad elanvändning, se ovan, men osäkerheten är stor om i vilken takt detta kommer att ske

- Utmaningen minskar/upphör när nätutbyggnad genomförs. De åtgärder som genomförs för att minska "flaskhalsproblematiken" lokalt kan ha ett begränsat värde på lång sikt. När nätutbyggnaderna genomförs så upphör nätkapacitetsbegränsningen och anpassningsåtgärderna behövs inte längre av nätskäl. Det betyder att eventuella investeringar måste räknas hem på relativt få år. Vissa av åtgärderna kan dock ha ett tydligt värde även då nätbegränsningarna byggts bort, exempelvis för att underlätta de långsiktiga effektmaningarna relaterad till ökat elbehov, mer variabel kraft och utfasning av planerbar kraft.

Ett exempel på att utbyggnad av elproduktion tar lång tid visas av figuren nedan. Det är en redovisning från Ellevio om hur de ser på elanvändningsutvecklingen i relation till möjlig inmatning av el till Stockholm.

Stockholms befolkningsökning är den största drivkraften till det ökade effektbehovet enligt Ellevios prognos



Figur 21: Eleffektbehovet i Stockholm och den överliggande nätkapaciteten (Källa: Ellevio)

Vilka åtgärder kan då bli aktuella för att underlätta vid lokal "trängsel i näten"? Här lyfter vi fram exempel på sådana åtgärder:

- Laststyrning, efterfrågeflexibilitet (Effektvakter, smart laddning, stoppa viss utrustning, dra ner elvärme, stoppa värmepumpar i fjärrvärmesystem, flytta förbrukning i tiden, effekttariff för elnät ...)
- Lagring av el
- Generell energi- och effekteffektivisering
- Konvertering från elbaserad uppvärmning till fjärrvärme eller biobränsle
- Elproduktion inom geografisk gräns där underskott riskeras
- Överföra mer eleffekt i existerande elnätssystem
- Existerande reservkraftanläggningar/UPSer
- Frivillig bortkoppling (mot betalning?)
- Vädja om elanvändningsminskning
- Korta ner ledtider för tillståndsprocesser
- Etablera elintensiv verksamhet på platser där flaskhalsar saknas

Ökad eller åtminstone bibehållen elproduktion lokalt är alltså en av flera åtgärder för att lindra konsekvenserna av nätbegränsningar. I de allra flesta fall utgörs den lokala elproduktionen av kraftvärme. Incitamenten för kraftvärme är dock relativt dåliga för närvarande. Elpriserna är låga till följd av stort utbud av elproduktion med låga rörliga kostnader. Även om ett par kärnkraftsreaktorer avvecklas kan man anta att denna situation bibehålls eftersom vi är mitt inne i en period av kraftig utbyggnad av vindkraft. Samtidigt har elcertifikatspriserna sjunkit ner mot noll och det finns inga förväntningar om att detta kommer att vända. Dessutom har skatten på kraftvärme baserad på fossila bränslen ökat kraftigt. Det har påskyndat planeringen för utfasningen av sådana produktionsanläggningar. Det hände exempelvis i Stockholm där Stockholm Exergi planerade att stänga både det koleldade kraftvärmeverket och det gamla stora oljeeldade kraftvärmeverket (KV1). Om det hade genomförts fullt ut skulle produktionen inom Stockholm minskat markant. Under hösten presenterade Stockholm Exergi, Ellevio och regeringen en lösning som gör det möjligt för Stockholm Exergi att även på lång sikt ställa upp med en produktionsgaranti på drygt 300 MW. Därigenom försämras inte eleffektsituationen i Stockholm. Den lokala lösningen i Stockholm innebär att Stockholm Exergi investerar 1,6–2,1 miljarder kronor i anläggningar (biooljeeldat kraftvärmeverk ("kv1") samt två gasturbiner) för att kunna garantera 320 MW produktionskapacitet. Investeringen ska kunna "räknas hem" genom att Ellevio betalar långsiktigt för denna garanti. Förhandlingar om att lösa frågan med kapacitetsbrist i Stockholmsområdet har pågått länge, uppger båda företagen, där ansvarsfrågan varit oklar. Enligt Ellevios presschef Jonatan Björck så blir det kundkollektivet i slutänden som får vara med och finansiera den ökade kostnaden. (Källa: Svenska Dagbladet 2019-10-25 och egna kontakter med bolagen.)

Även för Malmö har motsvarande lokal lösning på delar av eleffektutmaningen presenterats. Det finns dock i dagsläget inget generellt etablerat styrmedel som ger kraftvärme-elen dess lokala effektvärde. Ett problem med specifika överenskommelser från fall till fall och med koppling till lokala effektutmaningar skulle kunna vara att fjärrvärmeföretag avvaktar med kraftvärmesatsningar tills eleffektsituationen bedöms vara kritisk eftersom man då kan få kompletterande finansiering för åtgärder i linje med det som erbjudits i Stockholm och i Malmö.

När man överväger kraftvärmens värden bör man hålla i minnet att kraftvärme inte är det enda sättet att lösa lokala eleffektutmaningar. Som framgår av lista ovan finns ett stort antal åtgärder som kan utnyttjas. Vid valet av åtgärder är ett viktigt kriterium vad som är mest kostnadseffektivt. En annan betydelsefull faktor är hur säker man kan vara på att verkligen förverkliga åtgärden med det resultat som man förväntar sig. Kostnadseffektivitetsfrågan är svårbedömd, men när det gäller hur trygg man kan vara vad gäller genomförandet så är kraftvärme en ganska lättbedömd åtgärd, eftersom det egentligen är en enda part som ska fatta beslutet, nämligen energiföretaget. Dessutom är det typiskt effektmässigt en förhållandevis stor åtgärd. En annan åtgärd som kan bli aktuell för att minska den lokala effektutmaningen är laststyrning av eluppvärmning. Då blir det helt plötsligt ett mycket stort antal husägare som måste införa sådan laststyrning för att den samlade påverkan av åtgärden ska bli av samma storleksordning som kraftvärmebeslutet. Aggregatorer kan möjligen underlätta en sådan laststyrningsintroduktion, men förutsättningen är ändå ett mycket stort antal unika beslut som krävs.

Man kan också urskilja skillnader mellan olika bedömares tillit till "nya" åtgärder bland energianvändarna, inte bara beträffande laststyrning utan också sådant som lagring (batterier). Vissa känner sig säkrare på "konventionella" åtgärder för effekthantering, exempelvis kraftvärme (eller annan lokal planerbar elproduktion) och elnätsutbyggnad.

Vi har redan tagit upp den speciella förutsättningen för åtgärder relaterade till lokala nätkapacitetsbegränsningar - när nätutbyggnaden har genomförts så minskar anpassningsåtgärdernas, exempelvis kraftvärmens, lokala effektvärde. Samtidigt finns det vissa som ifrågasätter behovet av nätförstärkningarna, eller åtminstone hur omfattande de bör vara. De menar att det sannolikt är mer kostnadseffektivt att dra nytta av lokala anpassningsåtgärder snarare än att bygga ut nät som därmed tar bort incitamenten för de lokala anpassningsåtgärderna.

På ett principiellt plan kan man också ifrågasätta själva problemformuleringen – nätkapacitetsbrist. Det antyder att det elnät som bör vara den åtgärd som på lång sikt löser frågan om el(effekt)försörjningen. I princip kan man se lokal elproduktion och/eller åtgärder för efterfrågeanpassning även som långsiktiga lösningar på den lokala eleffektfrågan. Det är inte alltid elnätsutbyggnad som borde vara svaret.

Avslutningsvis kan man konstatera att det är svårt att entydigt värdera den lokala nyttan av kraftvärme. Som så ofta blir svaret "det beror på". Det finns ju inte heller någon generell prissättning av den effektnytta som kraftvärme erbjuder på platser där lokala flaskhalsar i näten äventyrar elförsörjningen. De fall där ekonomisk ersättning överenskommit, Stockholm och Malmö, måste ses som unika för respektive fall.

Kraftvärme och systemtjänster

Med systemtjänster avses de tjänster och marknader som är absolut nödvändiga för att kontinuerligt upprätthålla balansen i elsystemet och att garantera stabilitet och leveranssäkerhet. Detta sker med andra ord vid sidan om den "ordinarie" elmarknaden (spotmarknaden och intradagmarknaden)

Systemtjänster för elsystemet och kraftvärmens bidrag till elsystemstabilitet – en översikt

De nordiska och europeiska energisystemen förändras i snabb takt, inte minst till följd av den förda energi- och klimatpolitiken. Särskilt utbyggnaden av variabel förnybar elproduktion sker i högt tempo och de utmaningar som är förknippade därmed, till exempel de kraftiga och snabba svängningarna i produktionen, frågan om toppeffektbalansen, frekvenshållning, och behovet av nätutbyggnad, får ökad aktualitet. Dessa förändringar i elproduktionssystemet ökar drivkrafterna för samverkan mellan el- och fjärrvärmemarknaderna.

Inom ramen för forskningsprojektet "*North European Power Perspectives*" (NEPP) har åtta utmaningar i samband med en ökad andel variabel elproduktion, främst vind- och solkraft, identifierats. Dessa uppstår vid främst två driftsituationer: 1) mycket variabel produktion och låg konsumtion och 2) lite variabel produktion och hög konsumtion. Dessutom uppstår 3) generella utmaningar i alla driftsituationer att upprätthålla balansen och driftsäkerheten i systemet. De åtta utmaningarna framgår av figuren nedan.

Åtta kraftsystemutmaningar vid stora mängder variabel elproduktion:

Utmaningar vid mycket vind- och solkraft och låg konsumtion

1. Mekanisk svängmassa
2. Balansreglering
3. Överskottssituationer
4. Överföringsförmåga

Utmaningar vid lite vind- och solkraft och hög konsumtion

5. Tillgång till topplastkapacitet

Generella utmaningar för att upprätthålla balans

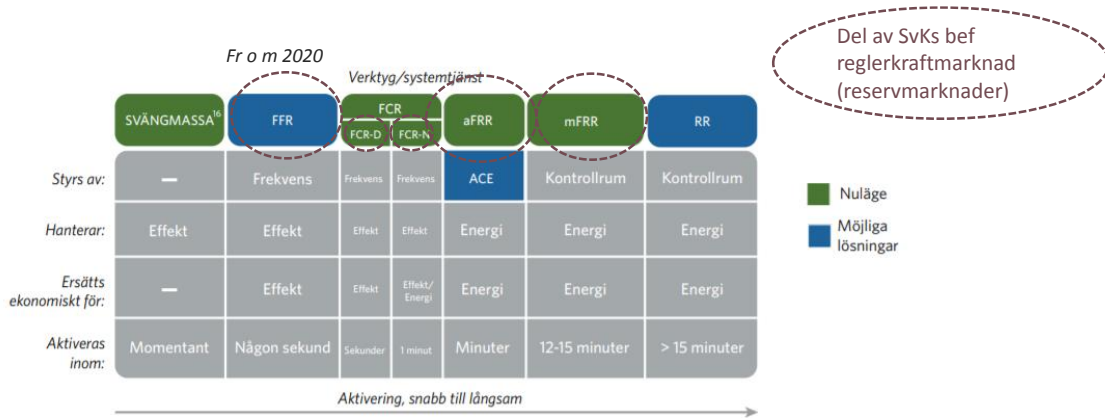
6. Större behov av flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning
7. Anpassning av avvarsfördelning och marknadsmekanismer
8. Årsreglering

Inom projektet "El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna, Elforsk rapport 2015:223, gjordes en grundlig genomgång gjorts av hur fjärrvärme i allmänhet och kraftvärme i synnerhet på olika sätt kan bidra till elsystemstabilitet. Analysen sammanfattades i form av ett enkelt "score card" (se figur nedan). Bedömningarna i tabellen visar alltså det samlade värdet av den påverkan som den nuvarande fjärrvärmens, samt ytterligare utbyggd och utvecklad fjärrvärme ger på framtida elsystemstabilitet. Här har vi särskilt markerat de värden som kraftvärmens erbjuder.

	Kraftvärme	Elpanna / värmepump	Övrigt
<i>Mycket vind- och solkraft och låg konsumtion</i>			
- Mekanisk svängmassa	+	0	0
- Balansreglering	++	+	0
- Överskottssituationer	+	++	+
- Överföringsförmåga	+	+	0
<i>Lite vind- och solkraft och hög konsumtion</i>			
- Tillgång till topplastkapacitet	+++	+	+++
<i>Generella utmaningar för att upprätthålla balans</i>			
- Flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning	+	+	+
- Ansvarsfördelning och marknadsmekanismer	0	0	0
- Årsreglering	0	0	+

Systemtjänster för frekvenshållning

Svenska Kraftnät är den aktör som i Sverige svarar för frekvensregleringen (och andra systemtjänster). En del av det arbetet gör myndigheten i samverkan med sina nordiska kollegor. I Figur 22 återfinns en principiell sammanställning över de olika marknaderna eller tjänsterna, i SvKs regi eller som en naturlig del av det synkrona systemet, som på olika sätt och med varierande tidsfönster hanterar frekvensregleringen. Utöver tjänsterna som hanterar frekvensreglering finns ytterligare marknader för systemtjänster i SvKs regi, nämligen effektreserven och den del av störningsreserven som hanterar elberedskap samt störningar i elöverföringen.



Figur 11. Verktyg och systemtjänster för balansering av det framtida kraftsystemet. Blå färg indikerar möjliga lösningar.

Källa: SvK "SYSTEMUTVECKLINGSPLAN 2018–2027"

Ytterligare reservmarknader i SvKs regi utgörs av **Effektreserven** och **Störningsreserven** (men har inte uteslutande med frekvensreglering att göra) Störningsreserven (den snabba aktiva störningsreserven) bidrar både till tjänsten mFRR och störningar i överföringen samt elberedskap och utgörs av ca 1,4 GW gasturbiner i Sve

Figur 22: Principbild över de olika frekvenshållningstjänsterna (Källa: SvK, "Systemutvecklingsplan 2018-2027")

Den momentana frekvenshållningen bidrar svängmassan i de synkront sammankollade generatorerna (och motorerna) med. En nyckelfunktion hos svängmassan är den omedelbara dämpningen i frekvensändring om en oförutsedd störning eller avvikelse sker. Svängmassan ger dock bara frekvensstöd under kort tid och måste därefter ersättas med andra åtgärder för att återhämta och upprätthålla frekvens. Frekvensregleringen kan behöva ske både uppåt och nedåt. Det handlar ofta om korta tidsperspektiv. Primärregleringen i kraftverk som automatiskt styrs för att hålla frekvensen inom givna gränser reagerar mer eller mindre momentant, medan manuellt styrd sekundär- och tertiärreglering används för att inom 15 minuter återställa frekvenshållningen så att ytterligare störningar kan hanteras av primärregleringen.

I korthet fungerar de olika frekvenshållningstjänsterna enligt följande (Källa: SvK, "Systemutvecklingsplan 2018-2027"):

- FFR (Fast Frequency Reserve): snabb systemtjänst för att delvis komplettera svängmassans momentana bidrag (ny tjänst som planeras att införas runt sommaren 2020)
- FCR (Frequency Containment Reserve; primärreglering): hanterar plötsliga obalanser
 - FCR-N ("Normal"): frekvensstyrd normaldriftreserv (49,9 Hz ≤ f ≤ 50,1 Hz) vid normala avvikelser
 - FCR-D ("Disturbance"): frekvensstyrd störningsreserv (49,5 Hz ≤ f ≤ 49,9 Hz) för att parera större störningar. FCR-D baseras på det största dimensionerande felet som för närvarande är O3an i Oskarshamn, det vill säga drygt 1.4 GW

FCR-N/D är ett gemensamt åtagande för samtliga nordiska länder och storleken på dessa fördelas enligt en fördelningsnyckel där både nationell produktion och förbrukning ingår (tidigare var det endast förbrukningens andel av den totala nordiska förbrukningen som utgjorde underlag)

- aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve; sekundärreglering): hanterar icke-prognostiserad energiobalans inom driftkvarten och återställer FCR (automatisk funktion)

- mFRR (manual Frequency Restoration Reserve; sekundärreglering): hanterar prognostiserad energiobalans i nästa driftkvart och återställer aFRR (manuell funktion). Denna tjänst är kopplad till reglerkraftmarknaden (se nedan).
- RR (Replacement Reserves): hanterar prognostiserad energiobalans längre fram i tiden och återställer mFRR (existerar inte än).

På den så kallade *reglerkraftmarknaden* kan olika marknadsaktörer lämna frivilliga bud på upp- och nedreglering för att erbjuda tjänsten mFRR. Vid en störning aktiveras alltid tillgängliga bud på reglerkraftmarknaden först men ibland räcker dessa resurser inte till varför Svenska Kraftnät har säkerställt en extra reserv, den snabba störningsreserven, genom en serie avtal. Den snabba störningsreserven består idag av gasturbiner med en sammanlagd kapacitet på ca 1,4 GW. Knappt hälften av dessa ägs av Svenska Kraftnät genom dotterbolaget Svenska Kraftnät Gasturbiner AB. Störningsreserven finns också tillgänglig för störningar i elöverföringen och av elberedskapsskal.

I vissa situationer blir rotationsenergin (svängmassan) så låg att de avhjälpande åtgärder och stödtjänster man har till förfogande idag inte svarar snabbt nog för att i sig vara tillräckligt för att återställa kraftsystemet till ett stabilt drifttillstånd. De nordiska systemoperatörerna planerar därför enligt Svenska kraftnät att införa en ny avhjälpande åtgärd i form av en ny stödtjänst, FFR (se föregående stycke). Målet är att kunna ha tillgång till FFR från sommaren 2020. FFR planeras få följande egenskaper: uthållighet = 30 s alternativt 5 s; full aktiveringstid = 0,7 – 1,3 s.

Längre fram i texten kommer vi att närmare fokusera på den momentana frekvenshållningen som möjliggörs via svängmassan.

Kraftvärmens reglerbarhet

I Sverige sköts frekvensregleringen idag typiskt av vattenkraft. På sikt kan det dock uppstå behov av att även andra kraftslag bidrar till frekvensregleringen. För att ett kraftverk skall kunna bidra till att öka frekvensen krävs att det inte redan går på fullast. Man måste alltså i normalfallet i så fall begränsa driften så att sådan marginal finns att tillgå. Om man istället vill bidra till att sänka effekten måste effekten snabbt sänkas. För att detta skall vara möjligt så måste anläggningen vara i drift och med viss marginal köras över minlasten. I samband med sådan nedreglering av effekten måste ändå värmeproduktionen upprätthållas om det sker i ett kraftvärmeverk. Det kan ske genom direktdumpning av ånga till kraftvärmeverkets varmkondensator eller genom att annan värmeproduktion regleras upp. Trögheten i värmeproduktionen är dock avsevärt större än i elproduktionen och det är inte nödvändigt att momentant återställa värmeproduktionen.

Kostnaden för att låta kraftvärme sköta frekvensreglering blir dock i många driftlägen sannolikt hög. För att kunna bidra till frekvensreglering både uppåt och nedåt krävs alltså att man inte utnyttjar full kapacitet i kraftvärmeverket. Det bör också finnas ett värmebehov som kan svälja den eventuella uppregleringen av elproduktion. (Alternativt måste ånga löpande direktkondenseras i utgångsläget för att möjliggöra upp-regleringen.) Dessutom kan man spilla värme genom kallkondensator- eller återkylardrift om sådan utrustning finns. Detta medför att dyrare värmeproduktion måste ersätta den värmeproduktion i kraftvärmeverket som undanhålls. Samtidigt medför det att man löpande går miste om elproduktion som den "ordinarie" driften skulle möjliggjort. Dessa merkostnader måste alltså minst uppvägas av de merintäkter som frekvensregleringstjänsten skapar. Om kraftvärmens är

utrustad med kondenssvans eller återkylare kan man frigöra sig från beroendet av fjärrvärmeefterfrågan. Det påverkar dock samtidigt driftkostnaderna kraftigt eftersom man får ett minskat bidrag från värmeintäkter.

I en Värmeforskrappport från 2014, "Undersökning av möjligheter för svenska kraftvärmeverk att leverera primär frekvensreglering, FCR-N", diskuteras möjligheterna för svenska kraftvärmeverk att leverera primär frekvensreglering. Man har studerat ett antal olika typer av kraftvärmeverk och bedömt de tekniska och ekonomiska möjligheterna. Slutsatsen i rapporten är att anläggningarna tekniskt kan uppfylla kraven för att erbjuda primärreglering FCR-N (se ovan). Då anläggningen går på dellast konstaterar man att FCR-N kan erbjudas till en minimal kostnad. I olika omfattning kan man därmed anta att fjärrvärmesystemens kraftvärmeverk kan bidra till frekvensreglering i olika tidsperspektiv, från de snabbaste till de långsammare.

Hur stora effekter är det då som kan uppregleras respektive nedregleras? Den totala installerade effekten i kraftvärmeverk uppgår idag till ca 3 000 MW. År 2030 bedöms den vara ungefär lika stor. Om man, hypotetiskt, antar att all denna kapacitet skulle vara tillgänglig för frekvensreglering och att uppreglering respektive nedreglering uppgår till max 30 procent av kapaciteten så blir reglereffekten 900 MW. Om man som ett tankeexperiment antar att den största störningen skulle vara att kärnkraftreaktorn O3 (1 450 MW) faller bort så skulle den samlade frekvensregleringskapaciteten i fjärrvärmesystemen teoretiskt räcka för att täcka drygt hälften av bortfallet. Men detta förutsätter, som sagt, att den samlade kraftvärmekapaciteten producerar motsvarande 70% av den nominella eleffekten.

Mekanisk svängmassa (momentan frekvenshållning)

Svängmassan i synkronmaskiner parerar momentant störningar genom att bromsa frekvensfall. Kraftvärme ger svängmassa, liksom kärnkraft och vattenkraft, medan däremot vindkraft och solceller inte utnyttjar synkrongeneratorer. Den kinetiska energin, "svängmassan", utgörs av effekt multiplicerat med en tröghetskonstant. Kärnkraft har typiskt högst tröghetskonstant, ca 6-7 s, jämfört med vattenkraft och kraftvärme, ca 3-4 s. De driftfall då det är liten infasad svängmassa i systemet kan uppstå vid olika tidpunkter. En sådan är sommartid, då elanvändningen generellt är låg. En annan tidpunkt kan vara nattetid eller under helger även under andra delar av året. Driftläget karaktäriseras av mycket låga elpriser, vilket i sin tur medför att mycket lite av elproduktion med synkron-generatorer är i drift.

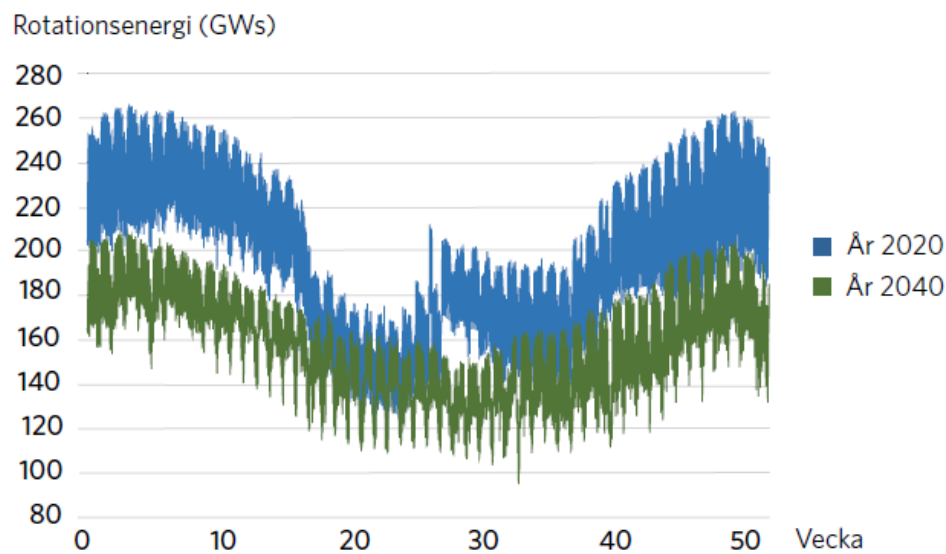
Mängden svängmassa är av betydelse för att klara av driftstörningar av olika slag. När man bedömer att mängden svängmassa är för låg är idag den typiska åtgärden för den systemansvariga att betala för att minska sådant som kan utgöra dimensionerande fel. Det kan leda till att exempelvis kärnkraftverket O3 beordras att minska sin produktion. I dagsläget finns det ingen marknad för svängmassa och därmed ingen etablerad prisnivå för denna tjänst. Svängmassan har ingen geografisk dimension så länge som det inte finns flaskhalsar i elnäten. När det finns sådana flaskhalsar så har kraftvärmen den fördel att den finns i de delar av elsystemet där det potentiellt kan finnas brist på svängmassa, i synnerhet om kärnkraften avvecklas.

Hur kan då kraftvärme bidra med svängmassa då det finns särskilt stort behov av sådan? Man kan anta att det ofta är under sommaren som svängmassa blir kritisk. Då kan kraftvärme vara avställd av ekonomiska skäl (lågt elpris), för revision eller av minlastskäl. I många fall är det alltså inte lönsamt att köra kraftvärmerna under de aktuella tiderna. Ett undantag kan vara de avfallseldade kraftvärmeverken, som typiskt har mycket låga värmeproduktionskostnader och som ibland körs även då värmebehov saknas (genom att värmen kyls bort). Den samlade elproduktionen, och därmed svängmassan, i de avfallseldade kraftvärmeverken är dock i sammanhanget liten, huvudsakligen till följd av det låga elutbytet. Om man vill köra annan kraftvärme, som vid den aktuella tiden inte är lönsam att köra så måste i så fall tjänsten att erbjuda svängmassa till elsystemet ge tillräckliga intäkter för att täcka dessa kostnader. Behov kan dock finnas även under andra tider. Då ger kraftvärmerna automatiskt ett svängmassabidrag. I dagsläget ger inte denna nytta någon intäkt. Vid större elanvändning och/eller minskad total mängd planerbar kraft ökar nyttan av kraftvärmens svängmassa. Värdet är dock mycket svårt att uppskatta.

Avslutningsvis kan man påminna om att det, utöver synkronmaskiner, även finns andra alternativ som, i olika omfattning, kan bidra med svängmassa (svänghjul, batterier och vind-/solkraft som ger så kallad virtuell svängmassa med hjälp av kraftelektronik, ...)

Svängmassa - modellberäkningar

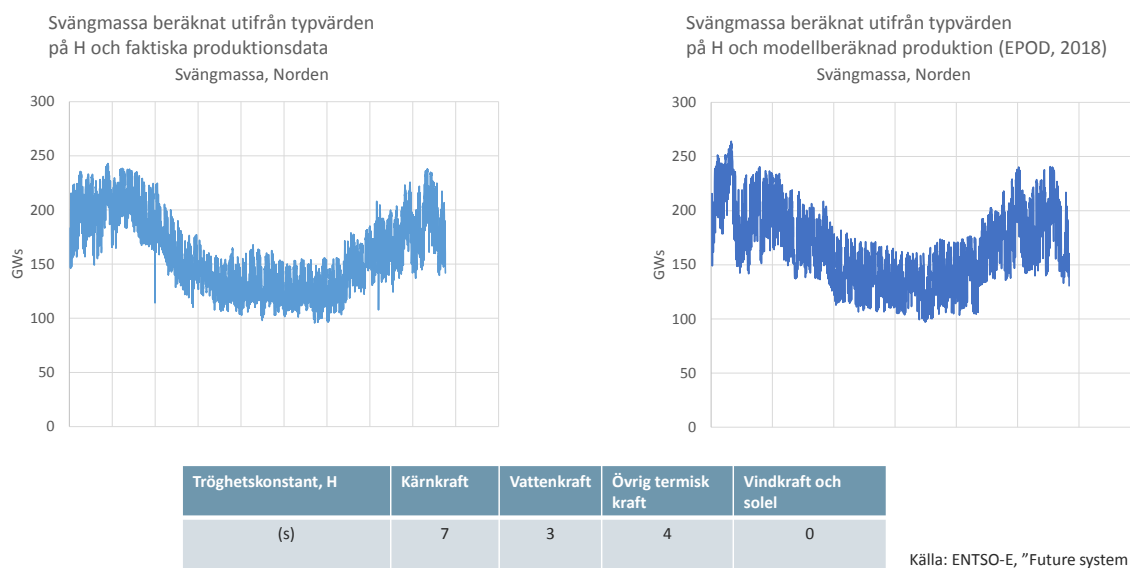
I Figur 23 redovisas den simulerade svängmassan baserat på analys som gjorts av SvK för åren 2022 och för 2040. I SvKs analys antas den svenska kärnkraften vara så gott som utfasad år 2040 vilket tydligt påverkar svängmassan i negativ riktning. Den tillkommande variabla elproduktionen i form av vindkraft och solet antas inte bidra till svängmassan. Detta är en förenkling eftersom vindkraft, som nämnts ovan, kan bidra med virtuell svängmassa givet att sådan utrustning finns på plats. Om en större expansion av solet kombineras med batterier så kan även solet/batteripaketet bidra med svängmassa eftersom det handlar om att kunna mata in momentan effekt som svar på obalanser. Även detta erfordrar naturligtvis särskild (styr)utrustning. Den tekniska utvecklingen får utvisa om detta och virtuell svängmassa är ett fullgott alternativ eller endast ett komplement till den "konventionella" svängmassan.



Figur 4. Simulerad svängmassa i det nordiska synkronområdet för åren 2020 och 2040. Kurvorna representerar medel av 33 väderår.

Figur 23: Simulerad svängmassa i det nordiska synkronområdet för åren 2022 respektive 2040 (Källa: SvK 2017, "Systemutvecklingsplan 2018-2027").

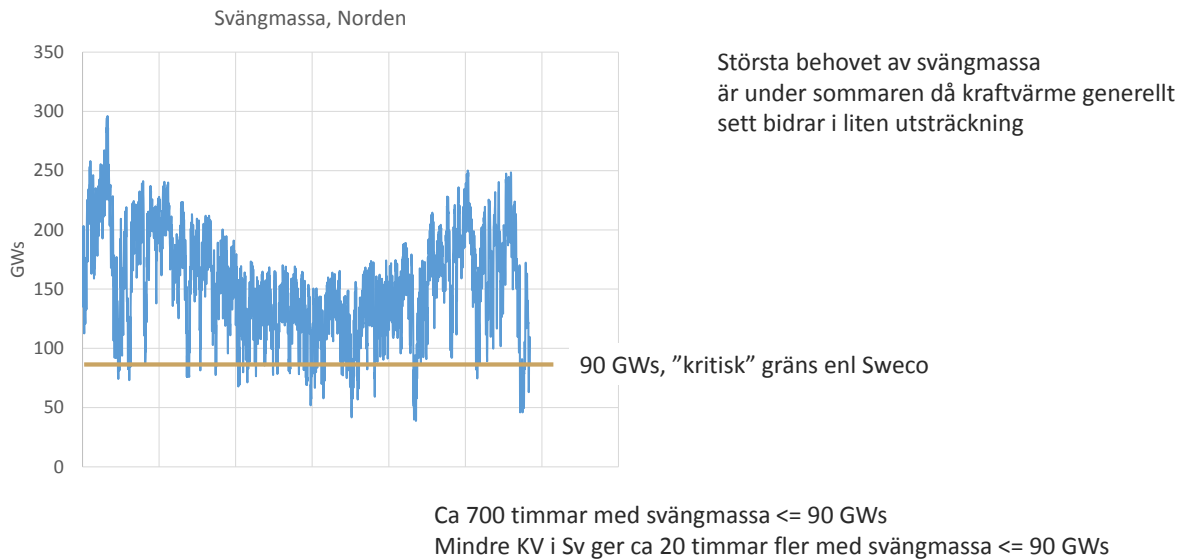
I detta uppdrag har vi gjort egna förenklade beräkningar av svängmassan i det nordiska synkrona systemet för våra egna scenarier. Vi har antagit ett fåtal standardvärden på tröghetskonstanter för samtliga ingående kraftslag och multiplicerat dessa med respektive kraftslags produktion i varje timme. För 2018 erhåller vi därmed utfallet som redovisas i Figur 24. I kvalitetssäkrings syfte har vi dels applicerat de utnyttjade tröghetskonstanterna på den verkliga produktionen (till vänster i figuren) och dels på den med EPOD beräknade produktionen. Bägge dessa beräkningar uppvisar en relativt god överensstämmelse med SvKs mer detaljerade beräkning av svängmassan i föregående figur (jmf år 2022) varför vi väljer att utnyttja denna relativt enkla ansats för att skatta den framtida svängmassan baserat på våra beräkningar för 2035.



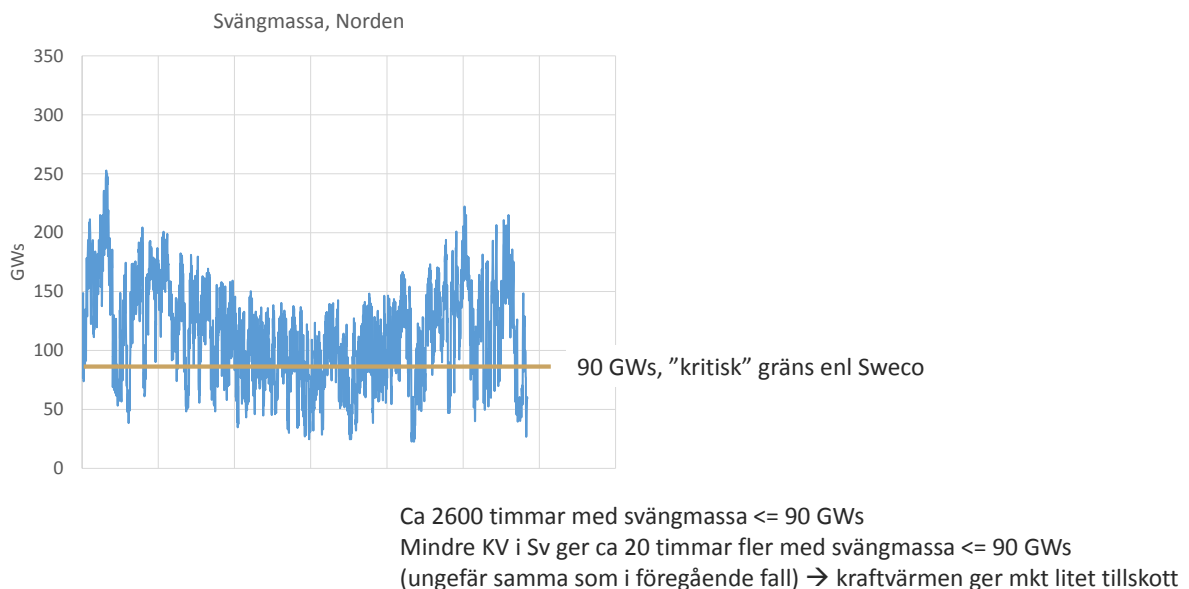
Figur 24: Svängmassa i det nordiska synkronområdet beräknat på verklig produktionsdata för 2018 (till vänster) och svängmassa beräknat på det modellberäknade produktionsutfallet för samma år.

I Figur 25 redovisas det beräknade resultatet för referensscenariot och i Figur 26 redovisas resultatet för förnybarscenariot. I figurerna har vi även markerat värdet 90 GWs som Sweco identifierat som en kritisk gräns (Sweco 2016, "Stabilitet i det nordiska kraftsystemet"). I bägge våra beräkningsfall underskrider vi denna kritiska gräns, i synnerhet i förnybarscenariot.⁶ Huvuddelen av de timmarna då gränsen underskrids sker sommartid vilket skulle tala för att den svenska kraftvärmen som då antas finnas tillgänglig har begränsade möjligheter att bidra såvida inte beredskap eller kondensdrift premieras på något sätt (jämför med diskussionen i föregående kapitel). Men även vintertid uppstår situationer med stor tillgång till vindkraft, speciellt i förnybarscenariot, då svängmassan klart underskrider den kritiska gränsen. Sådana situationer kommer att behöva kompletterande lösningar för att inte äventyra elsystemets funktion. Att ha tillgång till kraftvärme i sådana lägen kommer naturligtvis att vara mycket värdefullt.

⁶ Det kan finnas fler skäl till varför svängmassan i vårt förnybarscenario bitvis ligger klart under SvKs kurva för 2040 som ju också förutsätter att svensk kärnkraft är utfasad. Dels kan antaganden med avseende på finsk kärnkraft (och annan termisk kraft) vara olika och dels kan antaganden om enskilda kraftverks tröghetskonstanter ha påverkan (vi har utnyttjat en enkel ansats där vi använder oss av samma tröghetskonstant för samma typ av kraftverk). Våra beräknade värden på svängmassan i förnybarscenariot ligger emellertid nära motsvarande skattningar av Sweco i ett liknande scenario (Sweco 2017, "100% förnybart till 2040", en studie på uppdrag av Skellefteå Kraft) där man, precis som vi, pekar på lägstanivåer på 40-50 GWs under sommaren.



Figur 25: Beräknad svängmassa i referensscenariot (2035)



Figur 26: Beräknad svängmassa i förnybarscenariot (2035).

Överskottssituationer

Vid elöverskottssituationer kan man utgå från att elpriset är lågt och då bidrar kraftvärmens "spontant" till att minska utbudet genom att "backa" elproduktion eller helt upphöra med drift. Detta är dock inte någon specifik systemtjänst utan helt enkelt en reaktion på mycket lågt elpris.

Överföringsförmåga

Om stora mängder el ska överföras från norra Sverige samt vidare söderut och på utlandsförbindelserna samtidigt som övrig synkron produktion står i det närmaste still måste det

finnas tillräcklig med annan reaktiv kompensering för att upprätthålla spänningen och därmed överföringsförmågan på stamnätet. Kraftvärme kan då stödja genom att erbjuda synkron produktion i södra Sverige (i synnerhet om kärnkraften på sikt fasas ut), men förutsatt att kraftvärmens ekonomiska skäl då är i drift.

Effekt vid maximal nettoellast

Vid de situationer då eleffektbalansen är ansträngd är det helt uppenbart att kraftvärme har ett stort värde. Man kan utgå från att både värmebehovet är stort och elpriset högt vid dessa bristsituationer. Det medför att fjärrvärmesystems kraftvärmeverk "spontan" utnyttjas fullt. Det finns därmed ingen ytterligare eleffekt att tillföra när elbalansen blir ansträngd såvida inte situationen på fjärrvärmesidan är än mer ansträngd med mycket dyr alternativproduktion (jämför med de detaljerade modellberäkningarna i tidigare kapitel avseende "backad" elproduktion). Om kraftvärmeverken skulle vara utrustade med kondenssvans så skulle man kunna få ut något mer elproduktion, men på bekostnad av förlust av 100 procent av kraftvärmeverkets möjliga värmeproduktion. Det betyder att den värmeproduktionen måste ersättas med annan produktion, vilket skulle bli mycket dyrt. Detta är därmed knappast något rimligt driftfall.

Precis som vi visat tidigare har det periodvis i vissa fjärrvärmesystem funnits en drivkraft att "backa" elproduktionen i kraftvärmeverk i dessa situationer för att därigenom öka värmeproduktionen baserad på biobränsle istället för att köra dyra (bio-)oljehetvattenpannor eller för att det annars helt enkelt saknas tillräcklig värmeproduktionskapacitet i fjärrvärmesystemet. Om man lite förenklat antar att värme-produktionen baserad på biobränsle kostar 200 SEK/MWh och att den kan ersätta oljebaserad värmeproduktion som kostar 1000 SEK/MWh så tjänar man alltså 800 SEK/MWh genom att direktkondensera den ånga som annars skulle ha gått till kraftvärmeverkets turbin. Å andra sidan går man miste om motsvarande elproduktion med dess intäkter. Det betyder alltså att elen måste vara värd minst 800 SEK/MWh om det skall vara lönsamt att köra kraftvärmedrift om den alternativa värmeproduktionen kommer från oljehetvattenpanna. Om "backningen" istället görs för att värmeproduktionskapacitet annars saknas så kommer värmeproduktionen med all sannolikhet att prioriteras. Detta eftersom kraftvärmeverken drivs av fjärrvärmeföretag där den första prioritet är att förse kunderna med värme.

Generella utmaningar för att upprätthålla balans

Kraftvärmens har möjlighet till att bidra till balanseringen av elsystemet i olika tidsskalor. Incitament för detta utgörs i första hand av elprissignalen. För elproduktionen i kraftvärmeverk finns redan den direkta priskopplingen. I framtiden med mer variabel och mindre planerbar elproduktion kan man förutse att priserna timme för timme kommer att skilja sig åt mer jämfört med dagsläget. Det är dock inte detsamma som att kraftvärmeverken startar och stoppar timme för timme. I driftoptimeringen ingår tydliga start-/stopp-kostnader, vilket innebär att det kan vara lönsamt att köra vidare under ett antal timmar även om inte elpriset motiverar det. Det blir helt enkelt dyrare att stoppa driften för att några timmar senare starta upp igen.

För lastvariationer mellan dag och natt samt mellan arbetsdagar och veckoslut så kan korttidslagring av värme i ackumulatorer få ett ökat värde. Sådana ackumulatorer finns redan i många fjärrvärmesystem. Det finns alltså redan nu tydliga drivkrafter för att jämna ut lasten och därmed

undvika, eller åtminstone minimera, den dyraste värmeproduktionen. Det finns också andra driftfall än lastutjämning som ackumulatorerna kan möjliggöra. Det kan exempelvis vara att köra kraftvärme maximalt på dagen då elproduktionen har högst värde för att sedan nattetid gå ner till minlast på kraftvärme och fylla på med värme sparad från dagen. De förstärkta elprisvariationerna inom dygnet (eller några dygn) kan komma att ge ytterligare incitament för korttidslagring av värme i ackumulatorer.

På uppdrag av Forum för smarta elnät har NEPP-projektet tagit fram rapporten *”Flexibilitet – i en ny tid - Hur mycket ny flexibilitet behövs i det svenska elsystemet i framtiden?”*. I den rapporten studeras behovet av flexibilitet och, bland annat, vilken förmåga olika åtgärder, bland dessa kraftvärme, har att möta olika flexibilitetsutmaningar. Resultaten sammanfattas i figuren nedan, där kraftvärme särskilt har markerats.

Flexibilitetsbehov i det framtida elsystemet



”Alla åtgärder är inte bra på att lösa alla utmaningar och alla utmaningar kan inte lösas av en åtgärd”

Subjektiv bedömning av olika åtgärders förmåga att möta olika flexibilitetsutmaningar

	Balansreglering timme	Balansreglering vecka	Överskott	Topplast 1h	Topplast dygn	Årsreglering
Energilager (batteri)	😊	😞	😊	😊	😐	😞
Efterfrågeflexibilitet	😊	😞	😐	😊	😞	😞
Utbyggnad av stamnät	😐	😐	😊	😊	😊	😊
Utbyggd kraftvärme	😐	😊	😐	😊	😊	😊
Gästurbin	😊	😐	😞	😊	😊	😊
Ökad flexibilitet i vattenkraften	😊	😊	😊	😐	😐	😊

Källa: NEPP

Ödrift

I samband med stora elavbrott är det värdefullt att kunna försörja ett geografiskt område med el utan behov av hjälp från det nationella elsystemet. Det benämns ofta ödrift. I en situation då man (delvis) vill försörja en stad med el kan man utgå från att ett kraftvärmeverk kommer att vara en viktig delkomponent. Ödrift är svårt och det är mycket som måste finnas på plats för att möjliggöra det:

- Det behövs elkraft för att köra igång kraftvärmeverket (gästurbin eller annan reservkraft, batteri,...)
- Frekvenshållning (vilket kraftvärmeverk borde klara)
- Sektionering av elnät för att öka elbehovet på ett kontrollerat sätt så att produktionen hinner med
- Återkylare om fjärrvärmenätet inte är tillgängligt

Svenska kraftnät kan av elberedskapsskäl bidra ekonomiskt till att möjliggöra ödrift. Detta kan potentiellt ge en intäkt för fjärrvärme om den anses vara en viktig del av ödriftsmöjligheten.

Ytterligare nyttor kopplade till kraftvärmens elproduktion

I avsnitten ovan har vi redovisat resultat som på olika sätt fokuserar på ekonomiska förhållanden relaterade till kraftvärmens elproduktion. Nedan lyfter vi kortfattat fram några andra typer av värden som kraftvärmens elproduktion kan bidra med.

Bidrag till samhällets avgiftning

Vissa av Sveriges kraftvärmeverk utnyttjar avfall som bränsle. Avfall är dock inte ett bränsle som andra. Typiskt bejakas avfallshierarkin: avfallsminimering-> återanvändning-> materialåtervinning-> energiåtervinning-> deponering. Även om man strävar efter återanvändning och materialåtervinning så finns det avfall som inte kan eller bör cirkuleras i samhället. För giftigt avfall kan förbränning vara den bästa hanteringen. Här skapar alltså energiåtervinningen från avfall stora värden genom att destruera gifter som annars skulle fortsätta cirkulera i samhället.

I denna studie har vi ju ett mer begränsat syfte genom att det endast är de värden som kraftvärmens elproduktion skapar som ingår i bedömningen. För samhällets avgiftning finns det en nytta även med denna avgränsning. För ett givet värmeunderlag medför kraftvärme förbränning av en större avfallsmängd än för motsvarande hetvattenpanna. Som en följd av detta blir också "avgiftningskapaciteten" större för kraftvärmeverket jämfört med hetvattenpannan.

CCS tillsammans med biobränsleeldade kraftvärmeverk tar upp CO₂ från atmosfären

Avskiljning och därefter lagring av koldioxid, så kallad CCS, är en teknik som kan ta bort koldioxid ur rökgaserna från en förbränningsanläggning. För energiproduktionsanläggningar som utnyttjar fossila bränslen så ger det en möjlighet att kraftigt reducera utsläppen av koldioxid från fossila källor. Om CCS istället kombineras med en energiproduktionsanläggning som eldar biobränslen, som ju inte ger några nettoutsläpp av koldioxid, så medför det istället att man reducerar CO₂-halten i atmosfären, man skapar alltså en kolsänka. (Detta benämns ofta BECCS, Bio Energy Carbon Capture and Storage.) Detta är en teknik som för närvarande provas av Stockholm Exergi i en testanläggning. På sikt är detta en teknik som kan ge stor klimatnytta. Stockholm Exergis beräkningar visar exempelvis att det finns potential att fånga in 800 000 ton koldioxid per år vid biokraftvärmeverket i Värtan, KVV8.

CCS tillsammans med biobränsle- och avfallskraftvärme ligger också helt i linje med Uppvärmningssektorns färdplan för fossilfri konkurrenskraft. Där redovisas en vision om att *uppvärmningssektorn ska vara fossilbränslefri år 2030. År 2045 ska sektorn vara en kolsänka som hjälper till att minska de totala svenska växthusgasutsläppen.* Det skisseras också en tidslinje:

- 2025: Demonstrationsanläggning för Bio- eller AvfallsCCS i drift
- 2035: Fullstor Bio- eller AvfallsCCS (1 miljoner ton koldioxid) i drift
- 2045: Fjärrvärmen levererar 5 miljoner ton koldioxidsänka i form av biokol och Bio- och AvfallsCCS

I denna studie har vi ju, som redan nämnts, ett mer begränsat syfte genom att det alltså endast är de värden som kraftvärmens elproduktion skapar som ingår i bedömningen. För BECCS finns det en nytta även med denna avgränsning. För ett givet värmeunderlag medför kraftvärme förbränning av en större mängd bibränsle än för motsvarande hetvattenpanna. Som en följd av detta blir också mängderna koldioxid i rökgaserna större för kraftvärmeverket jämfört med hetvattenpannan. Därmed möjliggörs också en större koldioxidavskiljning.

Kraftvärmens minskar utsläppen från annan europeisk elproduktion

När man bedömer t.ex. miljöeffekterna av en verksamhet anser vi, och många andra, att man ska utnyttja ett systemperspektiv och väga in de totala konsekvenserna av en verksamhet eller en åtgärd. För ett kraftvärmeverk bör man då ta med de totala utsläppen som det ger upphov till, men samtidigt se på hur motsvarande värme annars skulle producerats och konsekvenserna av att annan elproduktion i det nordeuropeiska elsystemet undviks. De totala utsläppskonsekvenserna av fallet med kraftvärme bör alltså jämföras med utsläppskonsekvenserna från de alternativ som annars skulle utnyttjats för att producera motsvarande nyttigheter, det vill säga värme och el. Det är också så som vi gått tillväga när vi i avsnitten ovan kvantifierat kraftvärmens påverkan på utsläppen av CO₂.

Om kraftvärmeverket bygger på energiåtervinning från avfall så bör man också ta hänsyn till att avfallsförbränningen på marginalen medför import av avfall, vilket i sin tur möjliggör att deponering, och metanutsläpp förknippat med detta, undviks i andra länder. Denna systemutvidgning ingår dock inte i de beräkningar som genomförts inom ramen för detta projekt.

Kvantifieringen av miljökonsekvenserna relaterade till kraftvärme varierar från fall till fall, men vad som på marginalen undviks i form av undanträngd elproduktion, och dess utsläpp, går att beräkna (och ger samma specifika utsläppskreditering för alla svenska kraftvärmeverk).

I avsnittet *Vad händer om vi redan idag fasar ut 1 GW eleffekt i våra kraftvärmeverk?* ovan så beräknades de totala europeiska utsläppskonsekvenserna av bortfall av svensk kraftvärme. Det konstaterades då att svensk elproduktion från kraftvärme i dagsläget tränger undan annan elproduktion som orsakar koldioxidutsläpp som uppgår till ca 300 kg/MWh. Detta ska ses som ett nettovärde eftersom en andel av den svenska kraftvärmeproduktionen fortfarande är fossilbaserad. Dessutom tränger kraftvärmens undan en mix av olika produktionsslag där kolkondens är en bland flera

Vi har i studien konstaterat att kraftvärmens elproduktion i många avseenden kan förväntas få ett större värde på sikt än det värde den har idag. När det gäller kraftvärmens förmåga att tränga undan sämre elproduktion i den europeiska elproduktionen så gäller dock det motsatta. I takt med att det sker en omställning av elproduktionen i omvärlden där inslaget av fossilbränslebaserad elproduktion sannolikt minskar, så minskar samtidigt värdet av den svenska kraftvärmens påverkan på den nordeuropeiska elproduktionsmixen. Man tränger helt enkelt undan allt mindre "dålig" elproduktion. Svensk kraftvärme baserad på förnybara bränslen kommer dock även fortsättningsvis att skapa värdefull miljö- och klimatnytta.

Ytterligare läsning

Det finns även andra rapporter med fokus på svensk kraftvärme och dess roll på elmarknaden som vi kan rekommendera den intresserade att ta del av. Här nedan följer ett antal exempel på sådana rapporter eller studier:

Energiforsk 2015, "El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna", Rapport 2015:223

Energiforsk 2017, "El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna, Etapp 2", rapport 2017:346

Energiforsk 2019, "El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna, Etapp 3", rapport 2019:570

Profu 2019, "Kraftvärme i framtiden - hur mycket blir det?", på uppdrag av Energiföretagen

Värmeforsk 2014, "Undersökning av möjligheter för svenska kraftvärmeverk att leverera primär frekvensreglering, FCR-N", utfört av Solvina AB