

Värdering och kvantifiering av kraftvärmens stödtjänster och systemnyttor

Delleverans 2



Sweco Sverige AB	
Uppdrag	Värdering och kvantifiering av kraftvärmens stödtjänster och systemnyttor
Uppdragsnummer	30051488
Kund	Energimyndigheten
Upprättad av	Gustaf Rundqvist Yeomans Rebecca Roupe Elin Rubensson David Lander Jonna Söderberg Frank Krönert Johan Bergerlind
Datum	2023-07-03
Ver	2
Dokumentreferens	Kraftvärmens_systemnyttor_delleverans_2

Innehållsförteckning

Sammanfattning.....	5
1 Inledning	16
1.1 Bakgrund	16
1.2 Metod	17
2 Kartläggning av kraftvärmens systemnyttor	19
2.1 Tillräcklighet (förmågor tillförlitlig elproduktion och effektreserv)	22
2.2 Frekvensreglering	25
2.3 Mothandel och omdirigering	26
2.4 Lokal elproduktion (förmågor lokal elproduktion och flexibilitet)	27
2.5 Spänning och reaktiv effekt.....	29
2.6 Rotationsenergi	32
2.7 Beredskapsförmågor (förmågor ö-drift, dödnätsstart).....	34
3 Nättariffer och nätnyttoersättning	37
3.1 Nättariffens konstruktion	38
3.2 Nätnyttoersättning	43
4 Kvantifiering av systemnyttornas värde och påverkan på kraftvärmens lönsamhet	46
4.1 Tillräcklighet (förmågor tillförlitlig elproduktion och effektreserv)	47
4.2 Frekvensreglering	49
4.3 Mothandel och omdirigering	56
4.4 Lokal elproduktion	58
4.5 Reaktiv effekt och spänning	60
4.6 Rotationsenergi	63
4.7 Beredskapsförmågor (förmågor ö-drift, dödnätsstartsförmåga).....	67
4.8 Diskussion kvantifiering av värde.....	69
5 Värmepumparnas bidrag till den lokala kapacitetssituationen	74
5.1 Värmepumpar i fjärrvärmesystemet.....	74
5.2 Bidrag till den lokala kapacitetssituationen	75
5.3 Övriga förmågor	77

Sammanfattning

Denna rapport utgör delleverans 2 i uppdraget *Värdering och kvantifiering av kraftvärmens stödtjänster och systemnyttor*. Delleverans 2 syftar till att kartlägga, värdera och kvantifiera kraftvärmens stödtjänster och systemnyttor. Delleveransen omfattar även en beskrivning av hur nättariffen och nätnytkoersättningens konstruktion påverkar kraftvärmens lönsamhet, samt vilket bidrag till den lokala kapacitetssituationen fjärrvärmen skulle kunna ge genom att anpassa hur de kör sina värmepumpar. Rapporten ska utgöra underlag till Energimyndighetens förslag till en strategi för en långsiktigt hållbar utveckling av fjärr- och kraftvärmesektorn, som ska presenteras under hösten 2023.

Tabell 1 Tabell 3 visar en sammanställning av de förmågor som kraftvärmen bidrar med eller teoretiskt skulle kunna bidra med till kraftsystemet. Indelningen i olika förmågor baseras på intervjuer med kraftvärmebolagen, befintliga stödtjänstmarknader och avhjälpande åtgärder samt Svenska kraftnäts beskrivning av sitt pågående arbete med stödtjänster¹. Flera av förmågorna har beroenden till varandra, och vissa förmågor är en förutsättning för att kunna bidra med en annan förmåga (exempelvis behövs spänningsreglering för att kunna bidra med dödnätsstart).

Tabell 1. Identifierade förmågor som kraftvärmen bidrar med eller potentiellt skulle kunna bidra med till kraftsystemet

Nr.	Förmåga	Beskrivning	Kraftvärmens potentiella förmåga	Kraftvärmens bidrag idag
1.	Tillförlitlig elproduktion	Med tillförlitlig elproduktion avses i denna rapport att elproduktionen är tillgänglig under tillfällen då behovet av elproduktionen är som störst. Tillförlitlig elproduktion minskar risken för ansträngda situationer i elsystemet, och därmed även behovet av reserver	Stor	Stor, särskilt i södra Sverige
2.	Reserver – resurs-tillräcklighet	I kraftsystemet måste det hela tiden råda balans mellan produktion och användning. Om de tillgängliga resurserna på elmarknaden inte räcker till kan det finnas behov för reserver. Svenska kraftnät har under vinterperioden effektreserven till sitt förfogande för att stärka resurstillräckligheten	Framförallt relevant för äldre anläggningar i malpåse	Deltar inte i effektreserven idag

¹ Svenska kraftnät, *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring, 2022*

3.	Reserver – frekvensreglering	Förmåga att styra produktionen efter frekvensen i elnätet, det vill säga löpande göra justeringar för att balansera elproduktionen mot förbrukningen.	Begränsas av tekniska krav, värmeunderlag och ekonomiska förutsättningar	Måttlig för mFRR i södra Sverige, i övrigt begränsad eller obefintlig
4.	Reserver – mothandel och omdirigering	Vid överbelastning av transmissionsnätet genomförs så kallad mothandel eller omdirigering. Det som görs i praktiken för att avlasta elnätet exempelvis vid en överlast på en ledning mellan två elområden (så kallad mothandel) är att genomföra en produktionsökning söder om den överbelastade ledningen och motsvarande produktionsminskning norr om den överbelastade ledningen, förutsatt att flödet av el går från norr till söder.	Begränsas av att anläggningar redan producerar el till spotmarknaden	Kraftvärmens utgör en stor andel av resurserna i södra Sverige. Mothandel och omdirigering används dock idag i en begränsad utsträckning.
5.	Reserver – lokal flexibilitet	Överbelastning i elnätet kan ta sig uttryck i form av lokala kapacitetsproblem, eller flaskhalsar, inom lokal- och regionnät eller gentemot överliggande nät. I Sverige tar detta huvudsakligen uttryck i att nya elanslutningar förhindras eller försenas. Flexibel produktion kan ge utrymme för ökade marginaler för nätbolagen, och minska behovet av abonnemang mot överliggande nät.	Begränsas av att anläggningar redan producerar el till spotmarknaden	Begränsas av låg lönsamhet med få avrop och låga priser på de befintliga flexibilitetsmarknaderna
6.	Lokal elproduktion	Lokal elproduktion medför minskade kostnader för nätbolagen, dels genom minskade överföringsförluster (förutsatt att produktionen sker nära förbrukningen), dels genom ett minskat förstärkningsbehov av elnätet för överföring. Genom ett minskat uttag från överliggande nät kan lokal elproduktion även ha ett stort värde för att minska risken för lokal kapacitetsbrist.	Stor	Stor
7.	Reaktiv effektkompensering	Förmågan hos en anläggning att kunna reglera den reaktiva effektinmatningen eller uttaget i anslutningspunkten inom ett visst intervall för att effektivt nyttja nätet och inte bidra till exempelvis förhöjda spänningar och ökade förluster i nätet.	Potentiellt stor lokalt	Behovet tillgodoses främst på annat sätt
8.	Spänningsreglering	Förmågan hos en anläggning att manuellt eller automatiskt reglera spänningen för att kunna upprätthålla stabila spänningsnivåer inom normala driftsgränser. Alternativt förmågan att kunna stötta systemet till att återgå till ett stabilt läge efter en oförsedd (eller förutsedd) händelse.	Potentiellt stor lokalt.	Behovet tillgodoses främst på annat sätt

9.	Rotationsenergi	Nyttan för kraftsystemet är den tröghet som blir följden av att rotationsenergi finns lagrad hos infasade aggregat. En större tröghet innebär att nätfrekvensen förändras långsammare vid en obalans mellan produktion och förbrukning än vad som annars skulle vara fallet. Fler, och större aggregat, som är infasade ger högre rotationsenergi och större tröghet och stabilitet.	Stor	Stor i förhållande till installerad kapacitet
10.	Felströmsbidrag	Förmåga för ett aggregat att vid fel i nätet (till exempel en kortslutning) mata ström till felstället, så att felet kan detekteras. Ett högre felströmsbidrag innebär också att aggregatet bidrar mer till nätstyrkan, det vill säga gör nätet mer trögt/motståndskraftigt mot kortvariga och djupa spänningssänkningar.	Potentiellt stor lokalt	Inneboende egenskap för synkront ansluten produktion, bidrar vid eventuellt fel.
11.	Ö-driftsförmåga	Förmåga att driva ett avgränsat nät som inte bara utgörs av själva anläggningen och tillgodose den last och de lastvariationer som där finns samt upprätthålla spänningen. Nyttan är huvudsakligen beredskapen att kunna använda förmågan vid behov. Vid ett spänningsbortfall kommer ö-driftsförmåga att möjliggöra drift av ett avgränsat nät (beroende av förutsättningar i nätet). Ö-driftsförmåga är en elberedskapsförmåga. Förmågan är en aggregerad förmåga och kräver åtminstone möjlighet till frekvensreglering, spänningsreglering och husturbindrift	Teoretiskt potentiellt stor lokalt	Teoretiskt potentiell stor lokalt
12.	Dödnätsstarts-förmåga	Förmåga att starta upp en station utan tillgång till spänningssatt yttre nät. Nyttan är beredskapen att kunna använda förmågan vid behov. Vid ett spänningsbortfall kommer dödnätsstart att möjliggöra uppstart av ett avgränsat nät. Förmåga till dödnätsstart är en elberedskapsförmåga. Det är också en aggregerad förmåga som kräver åtminstone möjlighet till frekvensreglering och spänningsreglering.	Teoretiskt potentiellt stor lokalt.	Teoretiskt potentiellt stor lokalt.

Hur prissätts förmågorna på dagens elmarknad och vilka ytterligare marknader och ersättningar är på väg in?

De olika förmågorna prissätts på dagens elmarknader i olika utsträckning och med olika marknads- och ersättningsmodeller. Tabell 2 ger en översikt av vilka systemnyttor som är prissatta, delvis prissatta respektive icke-prissatta idag.

Tabell 2. Översikt av prissättning av kraftvärmens förmågor

Prissatta idag	Reserver – resurstillräcklighet
	Reserver – frekvensreglering
	Reserver – mothandel/omdirigering
Delvis prissatta idag	Tillförlitlig elproduktion
	Reserver – lokal flexibilitet
	Lokal elproduktion
Icke-prissatta idag	Rotationsenergi*
	Reaktiv effektkompensering*
	Spänningsreglering*
	Felströmsbidrag*
	Ö-driftsförmåga
	Dödnätsstartsförmåga

* Prissättning är under utredning av Svenska kraftnät

Dagens elmarknad är uppbyggd utifrån energy-only-modellen, som innebär att elproducenterna får betalt för den el de producerar och inte för att tillhandahålla en viss kapacitet. Merparten av elproducenternas intäkter kommer från dagenföremarknaden (spotmarknaden), som styr den grundläggande balanseringen genom högre elpriser när behovet av elproduktion är stort. Tillförlitlig elproduktion ersätts delvis genom prissättningen på spotmarknaden, genom att aktörerna i större utsträckning kan producera el under perioder med höga elpriser. Däremot ges ingen ytterligare ersättning för det värde tillförlitlig elproduktion kan medföra i form av minskad risk för tillfällen då produktionen inte räcker till.

Utöver spotmarknaden får aktörer som bidrar med frekvensreglering intäkter från balansmarknaderna. Däremot ges idag ingen ersättning för rotationsenergi, reaktiv effekt och spänning eller felströmsinmatning. Idag ges heller ingen ersättning för beredskapsförmåga, däremot ersätter elberedskapsmyndigheten (del av Svenska kraftnät) kostnader för beredskapsåtgärder. Ersättning för lokal elproduktion sker delvis genom nätnyttoersättningen, som innebär att elproducenter får en ersättning för de minskade kostnader elproduktionen medför nätbolaget. Nätnyttoersättningen speglar dock endast värdet på ett generellt plan, och tar till exempel inte hänsyn till påverkan på investeringar i det egna nätet eller delar av förstärkningsbehovet som finansieras med anslutningsavgifter

För flera av de icke-prissatta eller delvis prissatta systemnyttorna finns det planer på att införa marknader eller ersättningsmodeller. Svenska kraftnät arbetar för närvarande med att utforma ersättningsmodeller för rotationsenergi, reaktiv effektkompensering, spänningsreglering och felströmsbidrag². Svenska kraftnät har även nyligen föreslagit införandet av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism med tillgänglighetsoptioner³, som skulle kunna innebära en mer direkt ersättning för tillförlitlig elproduktion.

² Svenska kraftnät, *Stödtjänster och avhjälpanande åtgärder i ett energisystem under förändring*, 2022

³ Svenska kraftnät, *Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden*, 2023

Finns det något regelverk eller lagstiftning som hindrar införandet av marknader eller ersättningar för vissa förmågor?

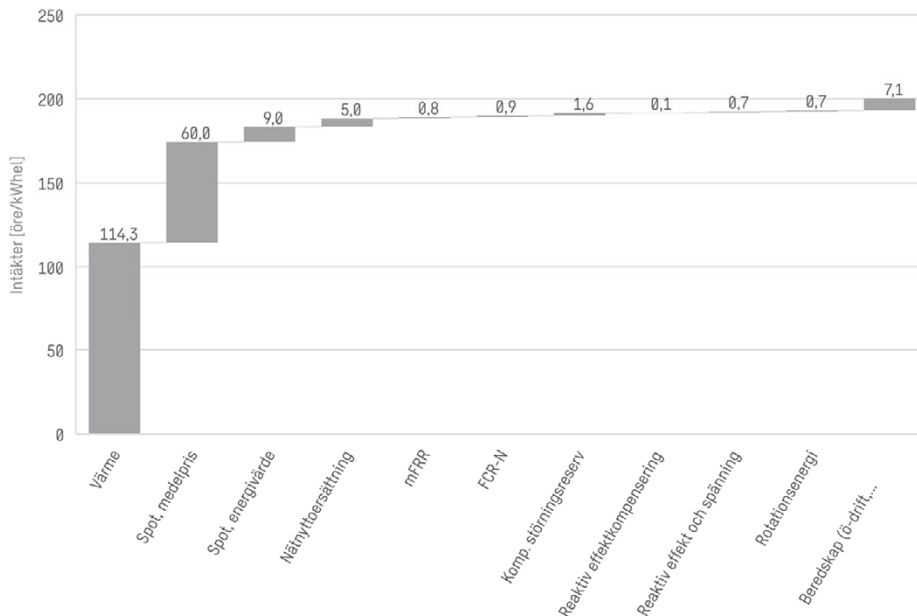
Merparten av de identifierade förmågorna är inkluderade i elmarknadsförordningen, antingen som en frekvensrelaterad (frekvensreglering) eller icke frekvensrelaterad stödtjänst (reaktiv effektkompensering, spänningsreglering, felströmsbidrag, mothandel/omdirigering, ö-drift, dödnätsstart). Enligt förordningen ska förmågorna så långt som möjligt upphandlas på ett marknadsbaserat sätt. Förordningen stödjer således snarare än hindrar upphandling av förmågorna, men innehåller också regler för hur anskaffningen bör gå till. Ett hinder för flera av förmågorna är snarare att förmågorna är lokala, vilket försvårar en marknadsbaserad anskaffning. Detta gäller till exempel för reaktiv effekt och spänning, där marknadsbaserade lösningar idag är ovanliga i omvärlden.

För förmågorna tillförlitlig och lokal elproduktion kan lagstiftningen däremot förhindra eller försvåra en upphandling. Detta har att göra med att energy-only är målmodellen i europeisk lagstiftning, där ersättning utgår för producerad el snarare än tillgänglighet. Elmarknadsförordningen tillåter som sista utväg kapacitetsmekanismer, som ger ersättning till resurser för att de är tillgängliga, men bara under att vissa villkor är uppfyllda och kräver ett godkännande från EU-kommissionen. För lokal elproduktion är regelverket mer tydligt och utgör idag ett hinder genom att nätbolagen känner sig osäkra på vad de får och inte får göra.

Svenska kraftnät som elberedskapsmyndighet lyder under elberedskapslagen vilken reglerar ersättning för beredskapsförmågor (bland annat ö-drift och dödnätsstartsförmåga). Ersättning utgår från beslut som Svenska kraftnät som elberedskapsmyndighet har fattat som innebär att beredskapsförmågan stärks där det har ansetts finnas ett behov och där kostnadsbildningen inte är realistisk, utifrån nyttan som tillförs. Exempel på sådana beslut kan vara att utbildning av personal, utredningar, åtgärder i närliggande nät eller uppdragering av en produktionsanläggning. Inga åtgärder som också utgör en kommersiell nytta får dock ersättas, även om beredskapen också stärks med samma åtgärder. Däremot, har Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystemet andra möjligheter att ersätta nyttan (skulle exempelvis kunna införa ersättningsmodeller för dessa förmågor) men de existerar inte i dagsläget. En utmaning kan därför vara att det finns en otydlighet i dagsläget dels kring att definiera behovet av dessa förmågor, dels vem som faktiskt ska stå för ersättningen.

Vad är värdet av att delta på de befintliga stödtjänstmarknaderna och vad skulle en prissättning av de förmågor som inte är prissatta idag innebära för kraftvärmens lönsamhet?

Värdet av att delta på befintliga marknader och vad en prissättning av de förmågor som inte är prissatta idag skulle innebära för kraftvärmens lönsamhet analyseras kvantitativt genom att beräkna intäkterna för en typisk kraftvärmearläggning, som i denna rapport utgörs av ett bibränsleeldat kraftvärmeverk om 25 MW beläget i elområdet SE3. Kvantifieringen av de förmågor som redan är prissatta idag utgår från priser på de befintliga marknaderna och typanläggningens möjligheter att delta på dessa marknader. För de förmågor som inte är prissatta idag utgår kvantifieringen i första hand från alternativkostnaden för utrustning eller produktion som skulle kunna ersätta förmågan. Resultaten visas i Figur 1.



Figur 1. Påverkan på typanläggningens lönsamhet från att bidra med olika förmågor. Ersättningarna i figuren utgörs av en mix av intäkter från befintliga marknader (energivärde, nätnyttoersättning, mFRR, FCR-N, kompletterande störningsreserv) och alternativkostnads-beräkningar för åtgärder som kan ersätta kraftvärmens bidrag för nyttor som inte är prissatta idag.

Även om kostnadsuppskattningarna ska ses som grova och beräkningarna till viss del är anläggningsspecifika går det att dra ett antal slutsatser om värdet av att delta på marknaderna och bidra med de förmågor som inte är prissatta idag:

- **Ersättningar för olika typer av kraftsystemnyttor har generellt sett en begränsad påverkan på kraftvärmens lönsamhet.** Intäkterna kan ha en inverkan på marginalen, men är små i förhållande till intäkterna från försäljning av värme och el.
- **Ett undantag gäller ersättning för lokala beredskapsförmågor i form av ö-drift och dödnätsstartsförmåga.** Den beräknade intäkten för beredskapsförmågorna, se Figur 1, är dock högre än den ersättning som ges i dagsläget, som endast kompenserar för kostnaderna för beredskapsåtgärder som beslutats av elberedskapsmyndigheten. För att en mer värdebaserad ersättning över tid ska komma till behöver behovet tydligare identifieras och någon vara beredd att stå för kostnaderna, vilket kräver ett tydligare ansvar för frågor kring lokal beredskap i ett visst område. Detta hör ihop med att frågor kring lokal beredskap i ett visst område är en utmaning sett till ansvarsfördelning mellan olika intressenter.
- **Vissa viktiga nyttor finns inte med i kostnadsjämförelsen, i synnerhet tillförlitlig och lokal elproduktion.** Värdet av tillförlitlig elproduktion och lokal elproduktion ingår delvis i ersättningarna från spotmarknaden respektive nätnyttoersättningen, men ersättningarna fångar inte hela värdet av den nytta kraftvärmens bidrar med. En kvantifiering av detta "ytterligare värde" försvåras av att en värdering i stor utsträckning hänger ihop med valet av marknadsdesign (tillförlitlig elproduktion), eller i hög grad beror på de specifika geografiska

förhållandena (lokal elproduktion). Svenska kraftnäts förslag om en kapacitetsmekanism kan komma att innebära en mer direkt ersättning för kraftvärmens tillförlitlighet, men hur stor ersättningen blir kommer att bero på flera designval och parametrar i mekanismens utformning. För lokal elproduktion kan bilaterala avtal på kort sikt innebära en extra ersättning för kraftvärmens, men för att få till en mer långsiktig och förutsägbar ersättning krävs en mer omfattande analys av hur lokal elproduktion och flexibilitet kan värderas högre i nätregleringen.

- **Värdet av förmågorna kan komma att öka i framtiden.** Detta gäller huvudsakligen värdet av att delta på de befintliga marknaderna, där ersättningarna beräknats utifrån dagens priser. Med en högre andel förnybar elproduktion och större prisvariationer ökar värdet av att bidra med balansering, både på spot och de mer kortsiktiga marknaderna. Hur stort värdet blir och var kraftvärmens nytta är som störst avgörs i slutändan av utvecklingen av elmarknaden och vilka andra resurser som kan bidra med balanseringen. För de nyttor som inte är prissatta idag förutsätter alternativkostnadsberäkningen att behovet av förmågan finns, vilket gör att ersättningarna redan tar hänsyn till ett växande behov.
- **Värdet av att bidra med förmågorna blir också viktigare om intäkterna från spotmarknaden blir mindre.** Jämförelsen utgår från prisnivåerna på spotmarknaden idag. En större andel vind- och solkraft i kraftsystemet kan dock komma att innebära lägre priser, eftersom dessa genererar el till låga marginalkostnader. Lägre priser innebär att kraftvärmens intäkter från spotmarknaden blir mindre, vilket gör att betydelsen av andra intäktskällor blir större.

Vilken ökad effekt skulle kraftvärmens kunna bidra med genom deltagandet i olika stödtjänstmarknader/marknadsmekanismer?

Investeringar i ny kraftvärmeproduktion styrs av kraftvärmens förväntade lönsamhet. Ett ökat deltagande på befintliga stödtjänstmarknader och nya ersättningar för de systemnyttor som inte är prissatta idag skulle innebära extra intäkter för kraftvärmens, och kan således potentiellt bidra till nya investeringar. Som nämns ovan bedöms ersättningarna dock generellt sett som förhållandevis små, vilket indikerar att lönsamheten även i framtiden huvudsakligen kommer att styras av förhållandena på spotmarknaden – eller en kapacitetsmekanism eller liknande åtgärd som kompletterar prissignalerna på spotmarknaden. Detta är också hur kraftvärmebolagen i stor utsträckning ser på deltagandet på befintliga stödtjänstmarknader idag, där intäkterna från marknaderna ses som en bonus som kan bidra på marginalen.

En annan aspekt med att delta med flera nyttor är att deltagande kräver, extra administration, utbildning av personal och utveckling av interna processer, som måste vägas upp av en eventuell ersättning. "Flera bäckar små" kan i teorin innebära en större ersättning till kraftvärmens, men i praktiken kan det finnas hinder som inte gör det värt för kraftvärmens att delta om inte ersättningen för respektive nytta är tillräckligt stor. Flera av kraftvärmebolagen lyfter att de inte kan jaga efter småersättningar utan att det krävs något substantiellt för att de ska vilja delta. Kraftvärmebolagen ser det som önskvärt med en mer generell ersättning som värdesätter hela det paket av nyttor som kraftvärmens kan bidra med. Kopplat till ersättningarna lyfter även kraftvärmebolagen att det behöver finnas en större förutsägbarhet i behovet av och ersättningen för nyttorna. Så länge som ersättningar bara förekommer vid en bristsituation, eller att priset varierar kraftigt mellan olika perioder, kommer det inte finnas den långsiktighet

som krävs för nya investeringar – även om tillfälliga ersättningar kan innebära en välkommen extra intäkt för befintliga anläggningar.

Två nyttor som har potential att ha en större påverkan på investeringar i kraftvärme är lokal elproduktion och elberedskap, där värdet av nyttorna kan vara betydande beroende på de lokala förutsättningarna. Det finns redan idag konkreta exempel där ersättningar för beredskapsåtgärder och bilaterala avtal med nätbolaget möjliggjort för upprustning av anläggningar som annars skulle tas ur drift. I Stockholm har avtalet mellan Stockholm Exergi, Ellevio och Svenska kraftnät möjliggjort upprustning vilket ökat kapaciteten i området, där avtalet i första hand syftat till att stärka den lokala beredskapen och bidra till en mindre ansträngd lokal kapacitetssituation. När det gäller Malmö beslöt Svenska kraftnät som elberedskapsmyndighet i juni 2023 att Öresundsverket ska återställas. Bakgrunden är det försämrade säkerhetsläget i Sveriges närområde och att Malmö som är Sveriges tredje största stad måste ha en lokal elförsörjning vid kris eller krig. Avtalen i Stockholm och Malmö är dock två unika fall där en bristsituation uppstått som delvis orsakats av att en kraftvärmeanläggning lagts ner eller planerats att läggas ner. Det är svårt att se hur liknande avtal idag skulle kunna användas för att ge incitament för nya anläggningar eller mer proaktivt värdesätta den nytta kraftvärmens bidrar med lokalt i systemet.

Utöver investeringar i nya anläggningar kan ett ökat deltagande på befintliga stödtjänstmarknader och nya ersättningar även öka effekten kraftvärme genom att ge incitament för investeringar i befintliga anläggningar som höjer kapaciteten eller tillgängligheten i anläggningarna. Detta kan till exempel röra sig om reservkraft för dödnätsstartsformåga, som även ökar möjligheterna att bidra med topplastkapacitet eller uppreglering på mFRR-marknaden, eller ökade möjligheter för fläktning och kylning, som ökar förmågorna att bidra med beredskap, rotationsenergi, reaktiv effekt och balansering under sommarhalvåret. Liksom för investeringar i nya anläggningar krävs det dock att ersättningarna är substantiella, liksom i exemplen från Malmö och Stockholm ovan.

För äldre anläggningar kan deltagandet med olika systemnyttor utgöra en större del av de totala intäkterna. Deltagande i olika typer av reservupphandlingar kan bidra till att anläggningarna finns kvar, och på så sätt öka den installerade effekten kraftvärme i systemet (beroende på hur regelverket för upphandlingen är utformat). Detta har dock mindre att göra med hur elproduktionen från kraftvärme kan ökas, utan handlar snarare om hur man ser till att använda äldre anläggningar som idag inte deltar på spotmarknaden för att tillhandahålla andra förmågor.

Hur påverkar nättariffens konstruktion kraftvärmens lönsamhet?

Hur nättariffen utformas påverkar kraftvärmens lönsamhet. För att spegla kraftsystemets behov och, för kraftvärmens del, ta hänsyn till att kostnaderna mellan olika nätanvändare skiljer sig är det viktigt att nättarifferna är kostnadsriktiga. Med kostnadsriktighet avses att den kund som bidrar till en kostnad ska vara med och betala den.

En central aspekt med kostnadsriktighet rör när elen används och produceras. Kraftvärme producerar generellt sett när elanvändningen är hög, vilket minskar behovet av nätinfrastruktur. Kraftvärme har också oftast en högre nyttjandetid jämfört med exempelvis solelsproduktion, vilket minskar behovet av nätinfrastruktur per producerad energienhet.

En annan för kraftvärmens viktig aspekt gällande kostnadsriktiga tariffer rör att kostnaderna för elproduktion och elanvändning beror på kraftvärmeanslutningens geografiska placering. Till exempel genererar en produktionsanläggning i norra Sverige typiskt högre nätrelaterade kostnader jämfört med en motsvarande anläggning i södra Sverige eftersom den producerade elen behöver transporteras söderut dit elanvändningen (generellt sett) är belägen, vilket resulterar i ett större behov av nätinfrastuktur och ökade energiförluster.

Nättarifferna omfattar idag olika typer av lokaliseringssignaler för att ta hänsyn till dessa kostnader. I teorin ska förstärkningsbehovet täckas av anslutningsavgifter, som aktörer som ansluter till elnätet betalar för de förstärkningar i elnätet som behövs för anslutningen. För inmatning omfattar tarifferna i transmissionsnät och regionnät (oftast) även lokaliseringssignaler som gynnar anslutning nära elanvändningen. Samredovisning och ej kostnadsriktiga tariffer innebär dock att dessa lokaliseringssignaler delvis försvinner längre ner i systemet. Samredovisning över större områden har blivit vanligare under det senaste året, vilket är en följd av ändringar i ellagen 2022. Samredovisning försämrar förutsättningarna för att vidarebefordra lokaliseringssignalerna till lokalnäten.

För att ta hänsyn till att kostnaderna skiljer sig beroende på användnings- och produktionsmönster behöver nättariffens komponenter vara väl avvägda och korrekt prissatta för att reflektera kostnaden vid varje tidpunkt. Kostnadsriktighet och kostnadsreflektiva nättariffer har diskuterats ingående i Energimarknadsinspektionens arbete med att ta fram föreskrifter om hur nättariffer ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet, se bland annat *Elnätstariffer för ett effektivt nätutnyttjande - Principiella val för utformningen av nättariffer*⁴, och *Elnätstariffer - Statusrapport – från teori mot verklighet*⁵. I Energimarknadsinspektionens nya föreskrifter, EIFS2022:1, definieras för första gången vilka komponenter som nättariffen ska innehålla, vilket kommer att innebära mer enhetliga komponenter i framtiden. Reglerna ska vara implementerade senast 2027.

Vad är värdet av den nätnytta som elnätsbolag ska betala till elproducenter som matar in el på nätet?

Kraftvärmebolagen nämner i intervju- och enkätsvar att nätnyttoersättningen idag har en begränsad påverkan på lönsamheten, även om ersättningen växt något under det senaste året till följd av höga elpriser. Ersättningen kan bidra till helheten genom att ge extra intäkter på marginalen, men är liten i jämförelse med intäkterna från försäljning av värme och el på spotmarknaden. Ersättningen varierar även i stor utsträckning beroende på var anläggningarna befinner sig.

Nätnyttoersättningen inkluderar värdet av minskade energiförluster i nätägarens elnät och värdet av minskade avgifter till överliggande nät. Ersättningen kan på så sätt sägas fånga det lokala värde kraftvärmeproduktion medför i form av minskade överföringsförluster, och delvis fånga det lokala värdet i form av ett minskat förstärknings- och underhållsbehov i elnätet. Värdet av ett minskat förstärknings- och underhållsbehov omfattas dock bara på ett väldigt generellt plan, och ersättningen tar till exempel inte hänsyn till påverkan på investeringar i det egna nätet eller delar av förstärkningsbehovet som finansieras med

⁴ Energimarknadsinspektionen, *Ei PM2020:06 Elnätstariffer för ett effektivt nätutnyttjande - Principiella val för utformningen av nättariffer*, 2020

⁵ Energimarknadsinspektionen, *Ei PM2021:03 Elnätstariffer - Statusrapport – från teori mot verklighet*, 2021

anslutningsavgifter. Ersättningen inkluderar inte heller andra nyttor som kraftvärmen kan bidra med lokalt i elnätet, såsom reaktiv effektkompensering, spänningsreglering eller lokal beredskap. Flera kraftvärmebolag lyfter i intervju- och enkätsvar att nätnytkoersättningen även borde omfatta andra lokala nyttor. Kraftvärmebolagen nämner också att dom anser att nätnytkoersättningen idag inte är tillräcklig i förhållande till den nytta kraftvärmen bidrar med, och att planerbar respektive icke-planerbar produktion borde värderas olika i beräkningen av nätnytkoersättningen.

En viktig aspekt är också att nätnytkoersättningen endast täcker de löpande kostnadsminskningarna för nätbolaget (minskade nätförluster, minskade avgifter mot överliggande nät). Ersättningen kan på så sätt sägas motsvara den lokala nyttan så länge som det finns förutsättningar för att utöka abonnemanget mot överliggande nät. Vid lokal kapacitetsbrist kan värdet av den lokala nyttan vara betydligt större. Vid sidan om nätnytkoersättning förekommer idag bilaterala avtal mellan kraftvärmeägare och nätbolag för att garantera en viss produktion eller effekt. Ett exempel på ett sådant avtal är det mellan Stockholm Exergi och Ellevio i Stockholm, som kan ses som ett komplement till nätnytkoersättningen. En utmaning med sådana avtal är hur det bidrar till långsiktighet i investeringar när det endast blir aktuella på grund av en hög grad av bristsituation i Stockholm.

En kopplad fråga är vem som är ansvarig vid de tillfällen då lokal kapacitetsbrist uppstår. Den typ av lokal och regional kapacitetsbrist som huvudsakligen varit ett problem i Sverige under de senaste åren har ofta berott på flaskhalsar i transmissions- och regionnätet, vilket gör det otydligt om det är transmissionsnätsägaren eller region- och lokalnätägarna som är ansvariga för att lösa problemen och möjliggöra nya anslutningar. Det går att ifrågasätta för vem den stora nyttan med att möjliggöra nyanslutning uppstår. För nätbolaget utgörs värdet av ökade intäkter från de nya anslutningar som möjliggörs. För samhället kan värdet potentiellt vara större, och avgörs av faktorer såsom ökad tillväxt, fler arbetstillfällen och ökade skatteintäkter. Nätnytkoersättningen, och eventuella bilaterala avtal med nätbolaget, utgår från nyttan för nätbolaget, men det är inte säkert att denna nytta speglar den för samhället i stort.

Vilket bidrag till kapacitetssituationen lokalt skulle fjärrvärmen kunna ge genom att anpassa hur de kör sina värmepumpar?

Det förekommer att värmebolag äger och inkluderar värmepumpar som en del av fjärrvärmesystemet. Värmepumpar ökar fjärrvärmens förmåga till värmeproduktion och kan tillföra extra värmeeffekt när värmebehovet är stort eller ersätta värmeproduktion i ett kraftvärmeverk som är ansluten till samma fjärrvärmenät. Som en komponent i fjärrvärmenätet beror användningen av värmepumparna på systemet i sin helhet.

Värmepumpar kan i viss utsträckning bidra till att avhjälpa den lokala kapacitetssituationen genom att reglera ner produktionen under ansträngda situationer. Huruvida de faktiskt kan hjälpa till i en specifik situation beror dock flera faktorer så värmeunderlag, elpriser och möjlighet att kompensera bortfall av värmeproduktion med hjälp av annan typ av resurs i fjärrvärmesystemet

Värmepumparna bidrar delvis redan idag till den lokala kapacitetssituationen genom att värmeproduktion från värmepumpar regleras ner vid höga elpriser och det på många platser finns en korrelation mellan höga elpriser och en ansträngd kapacitetssituation lokalt. Det kan dock uppstå situationer då elpriset inte korrelerar med den lokala situationen, eller inte motsvarar den extra kostnad

nedreglering av värmepumparna medför. Värmepumparnas bidrag begränsas vid dessa situationer av att det inte finns tillräckliga prissignaler som speglar det lokala behovet. Driften av värmepumparna optimeras idag i princip uteslutande utifrån elpris, och inte utifrån den lokala kapacitetssituationen. För att värmeaktörerna ska bidra mer till den lokala kapacitetssituationen genom att anpassa hur de kör sina värmepumpar krävs det prissignaler som speglar behovet av denna typ av reglering.

1 Inledning

Denna rapport utgör delleverans 2 i uppdraget *Värdering och kvantifiering av kraftvärmens stödtjänster och systemnyttor*. Delleverans 2 består av en kvalitativ kartläggning av kraftvärmens förmågor och hur dessa är prissatta idag, samt en kvantitativ analys av förmågornas värde och påverkan på kraftvärmens lönsamhet. Rapporten omfattar även en beskrivning av hur nättariffen och nätnyttoersättningens konstruktion påverkar kraftvärmens lönsamhet, samt vilket bidrag till den lokala kapacitetssituationen fjärrvärmen skulle kunna ge genom att anpassa hur de kör sina värmepumpar.

Rapporten är upplagd på följande sätt: Kapitel 2 utgörs av en kartläggning av kraftvärmens förmågor och hur dessa är prissatta idag, Kapitel 3 utgör en beskrivning av nättariffen och nätnyttoersättningen, och Kapitel 4 omfattar en kvantifiering av systemnyttornas värde och påverkan på kraftvärmens lönsamhet. Kapitel 5 beskriver värmepumparnas förmåga att bidra lokalt i kraftsystemet.

1.1 Bakgrund

Energimyndigheten har fått i uppdrag av regeringen att ta fram förslag till en strategi för en långsiktigt hållbar utveckling av fjärr- och kraftvärmesektorn. Regeringsuppdraget består av två delar. I regeringsuppdraget första del ingår att analysera kraftvärmens konkurrenskraft och lönsamhet och kvantifiera och analysera kraftvärmens lokala och regionala systemnyttor i förhållande till dagens elmarknad samt att ta fram förslag på samhällsekonomiskt effektiva åtgärder för att undanröja hinder för en mer effektiv användning av kraftvärmen. För den andra delen är fokus på fjärr- och kraftvärmesektorns långsiktiga roll i det framtida hållbara kraftsystemet. Den andra delen ska också innefatta en analys av hur sektorn kan utvecklas i synergi med elektrifieringen samt energi- och klimatmålen.

Sweco har, utifrån regeringsuppdraget, fått i uppdrag av Energimyndigheten att ta fram ett underlag för att ge stöd till myndighetens uppdrag på områdena:

1. En genomgång av kraftvärmens möjligheter att delta på olika marknader.
2. Kvantifiering och analys av kraftvärmens lokala och regionala systemnyttor i förhållande till dagens elmarknad
3. Förslag på hur lokala och regionala systemnyttor kan ges en mer korrekt värdering på elmarknaden
4. Hur utvecklingen av nya stödtjänstmarknader påverkar kraftvärmens lönsamhet och andra möjliga sätt att värdera lokala systemnyttor på marknaden

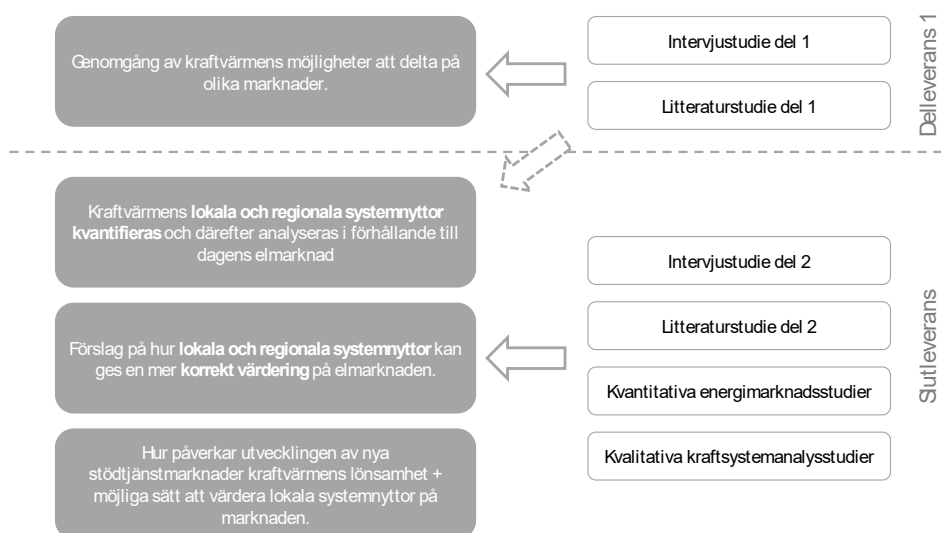
Uppdraget har delats upp i två leveranser, en delleverans som kopplar an till punkt 1 ovan och en slutleverans som är kopplad till punkterna 2-4. Denna rapport innefattar den andra delleveransen (slutleveransen) som ska tjäna som underlag för Energimyndighetens delredovisning av regeringsuppdragets andra del. Mer specifikt ska Delleverans 2 besvara frågeställningarna:

- Finns det ytterligare marknader som är på väg in?
- Vad är värdet av att delta? Hur kan dessa marknader öka kraftvärmens konkurrenskraft och lönsamhet?
- Hur påverkar nättariffens konstruktion kraftvärmens lönsamhet?
- Vad är värdet av den nätnytta som elnätsbolag ska betala till elproducenter som matar in el på nätet?

- Hur skulle reaktiv effekt och spänning kunna prissättas/värderas och vad skulle det kunna innebära för kraftvärmebolagen?
- Vad/vilka tjänster/bidrag är det som inte är prissatta men som kanske borde prissättas? Och vad är värdet av dessa i så fall?
- Finns det något regelverk eller lagstiftning som hindrar vissa nyttor/tjänster från att ingå i stödtjänstmarknaden?
- En bedömning/uppskattning (i den mån det är möjligt) av den ökade effekt som kraftvärmens kan/skulle kunna bidra med genom deltagandet i olika stödtjänstmarknader/marknadsmekanismer.
- Vilket bidrag till kapacitetssituationen lokalt/regionalt skulle fjärrvärmens kunna ge genom att anpassa hur de kör sina värmepumpar? (Och vad är värdet av det?)

1.2 Metod

Som nämnts ovan har uppdraget delats upp i två leveranser, en delleverans och en slutleverans. För de båda delleveranserna har Sweco genomfört en kombination av intervjustudier, litteraturstudier, kvantitativa energimarknadsanalyser och kvalitativa kraftsystemanalyser, som ska ge underlag till Energimyndighetens uppdrag, se Figur 2 nedan.



Figur 2. Genomförandebeskrivning

De kvalitativa kraftsystemanalyserna har utgjorts av att ta fram en kvalitativ bedömningstabell, där de huvudsakliga frågeställningarna besvaras för respektive förmåga och kraftvärmens bidrag värderas kvalitativt. Bedömningstabellen återfinns i Excel-format i Bilaga 2.

För att inhämta kraftvärmebolagens synpunkter har Sweco skickat ut en enkät, och genomfört uppföljande intervjuer med ett antal utvalda aktörer. Enkäten har skickats ut till 13 kraftvärmebolag varav 10 aktörer svarat. En sammanställning av svaren återfinns i Bilaga 1. Sweco har under studien genomfört ett antal mer informella intervjuer med bland annat Energimarknadsinspektionen, Svenska kraftnät, andra nordiska TSO:er och National Grid för att besvara mer detaljerade frågor om hur olika förmågor prissätts idag, i synnerhet gällande reaktiv effekt och lokal beredskap.

De kvantitativa analyserna utgörs huvudsakligen av alternativkostnadsberäkningar för de förmågor som inte är prissatta idag och beräkningar av intäkterna från de befintliga stödtjänstmarknaderna. Dessa beskrivs mer ingående i Kapitel 4.

2 Kartläggning av kraftvärmens systemnyttor

Det första avsnittet utgörs av en kartläggning av kraftvärmens potentiella förmågor. Kartläggningen syftar till att identifiera vilka förmågor kraftvärmens bidrar med, hur dessa prissätts idag eller planeras att prissättas samt hur kraftvärmens bidrag kan värderas.

Tabell 3 visar en sammanställning av de förmågor som kraftvärmens bidrar med eller teoretiskt skulle kunna bidra med till kraftsystemet i dagsläget. En systematisering av systemnyttor eller förmågor i kraftsystemet är inte självklar, och det saknas idag en etablerad systematik. Indelningen i olika förmågor baseras på intervjuer med kraftvärmebolagen, befintliga stödtjänstmarknader och avhjälpande åtgärder samt Svenska kraftnäts beskrivning av sitt pågående arbete med stödtjänster⁶. Det går också att diskutera vad som anses vara en nytta, bidrag eller en förmåga för kraftsystemet, exempelvis är inte dödnätsstartaförmåga en ren nytta i sig, utan nyttan är beredskapen att vid behov kunna använda förmågan. Och även om förmågan aldrig används utgör den dock en nytta eftersom den höjer systemets nivå av beredskap. Rotationsenergi däremot är ett bidrag till systemstabiliteten. Flera av förmågorna har beroenden till varandra, och vissa förmågor är en förutsättning för att kunna bidra med en annan förmåga (exempelvis behövs spänningsreglering för att kunna bidra med dödnätsstart). Kartläggningen fokuserar huvudsakligen på kraftvärmens förmåga att kunna bidra med systemnyttor i normal- eller skärpt drifttillstånd.

Tabell 3. Identifierade förmågor som kraftvärmens bidrar med eller potentiellt skulle kunna bidra med till kraftsystemet

Nr.	Förmåga	Beskrivning	Kraftvärmens potentiella förmåga	Kraftvärmens bidrag idag
1.	Tillförlitlig elproduktion	Med tillförlitlig elproduktion avses i denna rapport att elproduktionen är tillgänglig under tillfällen då behovet av elproduktionen är som störst. Tillförlitlig elproduktion minskar risken för ansträngda situationer i elsystemet, och därmed även behovet av reserver	Stor	Stor, särskilt i södra Sverige
2.	Reserver – resurstillräcklighet	I kraftsystemet måste det hela tiden råda balans mellan produktion och användning. Om de tillgängliga resurserna på elmarknaden inte räcker till kan det finnas behov för reserver. Svenska kraftnät har under vinterperioden effektreserven till sitt förfogande för att stärka resurstillräckligheten	Framförallt relevant för äldre anläggningar i malpåse	Deltar inte i effektreserven idag
3.	Reserver – frekvensreglering	Förmåga att styra produktionen efter frekvensen i elnätet, det vill säga löpande göra justeringar för att balansera elproduktionen mot förbrukningen.	Begränsas av tekniska krav, värmeunderlag och ekonomiska förutsättningar	Måttlig för mFRR i södra Sverige, i övrigt begränsad eller obefintlig

⁶ Svenska kraftnät, *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring*, 2022

4.	Reserver – mothandel och omdirigering	Vid överbelastning av transmissionsnätet genomförs så kallad mothandel eller omdirigering. Det som görs i praktiken för att avlasta elnätet exempelvis vid en överlast på en ledning mellan två elområden (så kallad mothandel) är att genomföra en produktionsökning söder om den överbelastade ledningen och motsvarande produktionsminskning norr om den överbelastade ledningen, förutsatt att flödet av el går från norr till söder.	Begränsas av att anläggningar redan producerar el till spotmarknaden	Kraftvärmens utgör en stor andel av resurserna i södra Sverige. Mothandel och omdirigering används dock idag i en begränsad utsträckning.
5.	Reserver – lokal flexibilitet	Överbelastning i elnätet kan ta sig uttryck i form av lokala kapacitetsproblem, eller flaskhalsar, inom lokal- och regionnät eller gentemot överliggande nät. I Sverige tar detta huvudsakligen uttryck i att nya elanslutningar förhindras eller försenas. Flexibel produktion kan ge utrymme för ökade marginaler för nätbolagen, och minska behovet av abonnemang mot överliggande nät.	Begränsas av att anläggningar redan producerar el till spotmarknaden	Begränsas av låg lönsamhet med få avrop och låga priser på de befintliga flexibilitetsmarknaderna
6.	Lokal elproduktion	Lokal elproduktion medför minskade kostnader för nätbolagen, dels genom minskade överföringsförluster (förutsatt att produktionen sker nära förbrukningen), dels genom ett minskat förstärkningsbehov av elnätet för överföring. Genom ett minskat uttag från överliggande nät kan lokal elproduktion även ha ett stort värde för att minska risken för lokal kapacitetsbrist.	Stor	Stor
7.	Reaktiv effekt-kompensering	Förmågan hos en anläggning att kunna reglera den reaktiva effektinmatningen eller uttaget i anslutningspunkten inom ett visst intervall för att effektivt nyttja nätet och inte bidra till exempelvis förhöjda spänningar och ökade förluster i nätet.	Potentiellt stor lokalt	Behovet tillgodoses främst på annat sätt
8.	Spänningsreglering	Förmågan hos en anläggning att manuellt eller automatiskt reglera spänningen för att kunna upprätthålla stabila spänningsnivåer inom normala driftsgränser. Alternativt förmågan att kunna stötta systemet till att återgå till ett stabilt läge efter en oförutsedd (eller förutsedd) händelse.	Potentiellt stor lokalt.	Behovet tillgodoses främst på annat sätt
9.	Rotationsenergi	Nyttan för kraftsystemet är den tröghet som blir följden av att rotationsenergi finns lagrad hos infasade aggregat. En större tröghet innebär att nätfrekvensen förändras långsammare vid en obalans mellan produktion och förbrukning än vad som annars	Stor	Stor i förhållande till installerad kapacitet

		skulle vara fallet. Fler, och större aggregat, som är infasade ger högre rotationsenergi och större tröghet och stabilitet.		
10.	Felströmsbidrag	Förmåga för ett aggregat att vid fel i nätet (till exempel en kortslutning) mata ström till felstället, så att felet kan detekteras. Ett högre felströmsbidrag innebär också att aggregatet bidrar mer till nätstyrkan, det vill säga gör nätet mer trögt/motståndskraftigt mot kortvariga och djupa spänningssänkningar.	Potentiellt stor lokalt	Inneboende egenskap för synkront ansluten produktion, bidrar vid eventuellt fel
11.	Ö-driftsförmåga	Förmåga att driva ett avgränsat nät som inte bara utgörs av själva anläggningen och tillgodose den last och de lastvariationer som där finns samt upprätthålla spänningen. Nyttan är huvudsakligen beredskapen att kunna använda förmågan vid behov. Vid ett spänningsbortfall kommer ö-driftsförmåga att möjliggöra drift av ett avgränsat nät (beroende av förutsättningar i nätet). Ö-driftsförmåga är en elberedskapsförmåga. Förmågan är en aggregerad förmåga och kräver åtminstone möjlighet till frekvensreglering, spänningsreglering och husturbindrift	Teoretiskt potentiellt stor lokalt	Teoretiskt potentiell stor lokalt
12.	Dödnätsstarts-förmåga	Förmåga att starta upp en station utan tillgång till spänningssatt yttre nät. Nyttan är beredskapen att kunna använda förmågan vid behov. Vid ett spänningsbortfall kommer dödnätsstart att möjliggöra uppstart av ett avgränsat nät. Förmåga till dödnätsstart är en elberedskapsförmåga. Det är också en aggregerad förmåga som kräver åtminstone möjlighet till frekvensreglering och spänningsreglering.	Teoretiskt potentiellt stor lokalt.	Teoretiskt potentiellt stor lokalt.

I enkät- och intervjusvar lyfter kraftvärmebolagen tillförlitlig och lokal elproduktion som de förmågor där kraftvärmens bidrag är som störst. En annan aspekt som lyfts av flera aktörer är att fjärrvärmens hjälper till att avlasta kraftsystemet, både sett till resurstillräcklighet och lokal kapacitet, genom att ersätta elanvändning från värmepumpar och direktverkande eluppvärmning. Denna nytta diskuteras inte närmare i denna rapport, eftersom rapporten fokuserar på kraftvärmens systemnyttor snarare än fjärrvärmens, men är viktig att ha i åtanke när kraft- och fjärrvärmens totala bidrag värderas.

Nedan följer en mer ingående beskrivning för respektive förmåga, indelat i olika kategorier. En detaljerad sammanställning i matris-form återfinns i Bilaga 2.

2.1 Tillräcklighet (förmågor tillförlitlig elproduktion och effektreserv)

I kraftsystemet måste det hela tiden momentant råda balans mellan produktion och användning. Elanvändning, och tillgänglig elproduktion, varierar under året mellan säsonger, veckor, dygn och på timbasis. Detta kräver att det finns elproduktion som har förmåga att reglera produktionen och följa ett varierande behov.

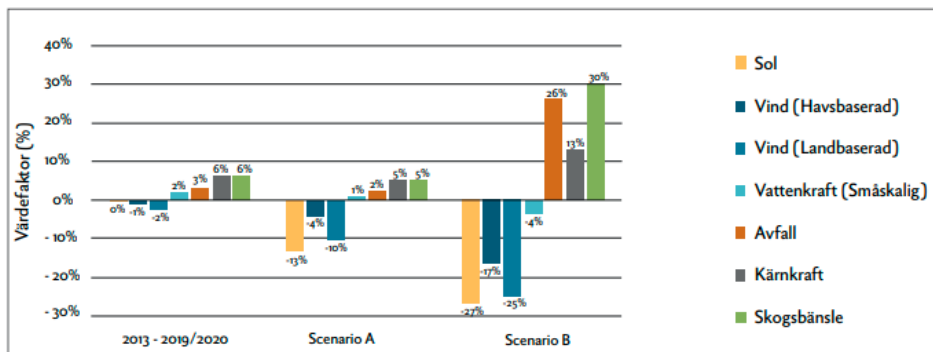
Den grundläggande balanseringen styrs idag genom prissättningen på spot- och intradagsmarknaden. Vid ett stort behov av elproduktion är spotpriset högre, vilket ger incitament för en ökad elproduktion. Under kalla vinterdagar när behovet är stort kan det dock uppstå situationer när resurserna på spot-, intradags- och balansmarknaden inte räcker till. Svenska kraftnät har därför under vinterperioden **effektreserven** till sitt förfogande för att stärka effektbalansen och garantera resurstillräckligheten vid ansträngda situationer i kraftsystemet.

Med tillförlitlig elproduktion avses i denna rapport att elproduktionen är tillgänglig under tillfällena då behovet av elproduktionen är som störst. Tillförlitlig elproduktion minskar risken för ansträngda situationer i elsystemet, och därmed även behovet av reserver. Förmågorna tillförlitlig elproduktion och effektreserv skiljer sig i detta avseende genom att förmågan att delta som effektreserv kräver att det finns möjlighet att reglera upp produktionen vid behov, medan förmågan tillförlitlig elproduktion medför ett värde med elproduktionen i sig. Förmågorna är dock kopplade till varandra, där behovet av den ena förmågan beror på tillgången till den andra.

Balans av inmatad och uttagen energi behöver alltid finnas i hela det synkront sammankopplade systemet (bestående av Sverige, Finland, Norge och Sjöland). Det innebär att förmågorna tillgodoser ett nationellt och internationellt behov. Eftersom kraftsystemets överföringskapacitet inte är oändlig och elanvändningen väntas öka kraftigt under kommande decennier finns det dock också en allmän förväntan om att balansering av lastens och den icke planerbara produktionens variationer alltmer kommer att behöva göras per elområde. Därmed har förmågorna även en lokal eller regional betydelse.

2.1.1 Kraftvärmens bidrag/förmåga att bidra

Ett sätt att jämföra olika kraftslags bidrag till den grundläggande balanseringen är genom kraftslagets *teknologiviktade spotpris*, *energivärde* eller *värdefaktor*. Ett kraftslags teknologiviktade spotpris motsvarar de intäkter som kraftslaget får från spotmarknaden när man tar hänsyn till när kraftslaget producerar. Energivärde och värdefaktor motsvarar den faktiska respektive procentuella skillnaden mellan det teknologiviktade spotpriset och medelpriset. Figur 3 visar Energiforsks jämförelse av värdefaktorer för olika kraftslag i rapporten *El från nya anläggningar*. Kraftvärmens har generellt sett en värdefaktor över 0 %, vilket betyder att kraftslaget genererar el vid högre elpriser, medan värdefaktorn för variabel elproduktion typiskt är under 0 %. Med större andelar intermittent elproduktion ökar skillnaden mellan värdefaktorerna för de olika kraftslagen, vilket innebär att bidraget från planerbar eller tillförlitlig kraftproduktion får en större betydelse.



Figur 3. Energiforsks sammanställning över värdefaktorer för olika kraftslag. Scenario A och B representerar två framtidsscenarioer med en låg respektive hög andel variabel elproduktion. Källa: Energiforsk⁷

Kraftvärmens bidrar med tillförlitlig elproduktion, i synnerlighet på vintern när elbehovet är stort. Även om produktionen varierar beroende på värmeunderlag och anläggningarnas specifika förutsättningar är produktionen i regel stor när behovet av elproduktion är stort.

I Svenska kraftnäts årliga kraftbalansrapport⁸ används en statisk metod för att bedöma effektbalansen under kommande vinter⁹, som använder tillgänglighetsfaktorer för att uppskatta tillgänglig produktion under topplasttimmen. Tillgänglighetsfaktorerna avser den effekt som kan förväntas vara tillgänglig under topplasttimmen, som andel av installerad effekt.

De tillgänglighetsfaktorer som Svenska kraftnät använder sig av i kraftbalansrapporten visas i Figur 4. Tillgänglighetsfaktorn för kraftvärmens uppgår till 77 %. Utifrån en installerad kapacitet om 3400 MW innebär det en förväntad tillgänglig kraftvärmeproduktion om ~2600 MW. Kraftvärmens kan därigenom något förenklat sägas minska importbehovet under topplasttimmen med 2600 MW.

⁷ Energiforsk, *El från nya anläggningar Rapport 2021:714*, 2021

⁸ Svenska kraftnät, *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2022*, 2022

⁹ Rapporten använder även en probabilistisk metod som bedömer effekttillräckligheten genom modellering

Kraftslag	Tillgänglighet	Kommentar
Vattenkraft	82 %	Baseras på medelvärde av historisk maxproduktion
Kärnkraft	90 %	Baseras på historisk produktion
Vindkraft	9 %	10e percentilen av historisk produktion. Underlaget har setts, se bilaga 2.
Kraftvärme (fjärrvärme och industri)	77 %	Se bilaga för antaganden
Kondenskraft	90 %	Baseras på historisk produktion
Gasturbiner i störningsreserv	0 %	Ska inte i planeringsskedet användas för att tillfredsställa effektbehov
Solkraft	0 %	Vid topplastimmen är det i regel mörkt

Figur 4. Tillgänglighetsfaktorer som används i Svenska kraftnäts årliga kraftbalansrapport. Källa: Svenska kraftnät¹⁰

Ett alternativ till tillförlitlig elproduktion är att ha reserver i systemet som kan tillföra extra elproduktion vid behov. Kraftvärmens ingår idag inte i effektreserven och det är i nuläget inte aktuellt med ytterligare upphandling eftersom denna i sin nuvarande form ska fasas ut. Kraftvärmens har dock teknisk möjlighet att delta i en effektreserv. Detta gäller i synnerlighet äldre, fossila anläggningar som idag ligger i malpåse, eftersom deltagande i en effektreserv kräver att anläggningen inte levererar el på spotmarknaden under avtalsperioden. Tidigare har äldre kraftvärmeverk deltagit i effektreserven.

2.1.2 Prissättning

Den europeiska elmarknaden är uppbyggd efter energy-only-modellen och är målmodellen i europeisk lagstiftning, avsteg från målmodellen kräver godkännande från EU-kommissionen. På en energy-only-marknad styrs den grundläggande balanseringen genom prissättningen på spotmarknaden. Vid ett stort behov av elproduktion är spotpriset högre, vilket ger incitament för en ökad elproduktion. Planerbar och tillförlitlig elproduktion producerar i regel el när elpriserna är högre, och får därmed större intäkter för sin produktion jämfört med variabel elproduktion som inte kan styra produktionen efter priset.

Energy-only-modellen förutsätter att det finns tillräckligt med resurser på marknaden för att under årets alla timmar täcka behovet av el, antingen genom produktion, efterfrågeflexibilitet eller import. Enligt marknadens logik ska priserna under de timmar när elbehovet är stort vara tillräckligt för att ge incitament till investeringar i de flexibla resurser som behövs. Energy-only-modellen ska på så sätt, i teorin, ge incitament för såväl energiproduktion som tillförlitlighet och upprättandet av en effektreserv ska inte vara nödvändigt.

Elmarknadsförordningen medger dock att det kan finnas behov av tillfälliga åtgärder för att säkerställa effekttillräckligheten. Som en sista utväg tillåter förordningen införandet av *kapacitetsmekanismer*, som ger ersättning till resurser för att de är tillgängliga (stöd tjänster och åtgärder för mothandel/omdirigering räknas inte som kapacitetsmekanismer). Ett införande kräver att ett resurstillräcklighetsproblem har identifierats i nationella eller europeiska

¹⁰ Svenska kraftnät, *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2022, 2022*

analyser, och införandet omfattas av flertalet krav i elmarknadsförordningen. Kapacitetsmekanismen ska bland annat i första hand utgöras av en så kallad strategisk reserv.

I Sverige tillämpas idag en strategisk reserv i form av effektreserven. Effektreserven är tillgänglig mellan den 16 november och 25 mars varje år för att stärka effektbalansen om resurserna på spot-, intradags- och balansmarknaden inte räcker till. Effektreserven består idag av ett långtidskontrakt med Karlshamnsverket om 562 MW och sträcker sig till och med 16 mars 2025 då nuvarande förordningen (2016:423) om effektreserven upphör att gälla.

Svenska kraftnät fick i december 2022 i uppdrag från regeringen att föreslå utformning av kapacitetsmekanismer med förutsättning att ersätta effektreserven och säkerställa effektillräcklighet efter den 16 mars 2025¹¹. Resultatet av uppdraget presenterades av Svenska kraftnät i mars 2023¹². I denna föreslår Svenska kraftnät införandet av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism med tillgänglighetsoptioner, som ersättning för nuvarande effektreserv. En fortsättning av en strategisk reserv liknande den nuvarande effektreserven föreslås som en övergångslösning eftersom införandet av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism tar lång tid. En marknadsomfattande kapacitetsmekanism kommer inte styra mot ett specifika anläggningar utan kommer att vara öppen för alla att delta på och få ersättning, vilket skulle kunna innebära en mer direkt ersättning för tillförlitlig elproduktion.

Att införa den typ av kapacitetsmekanism som Svenska kraftnät föreslår kräver ett godkännande från EU-kommissionen, och skulle innebära en omfattande och lång process. Svenska kraftnäts uppskattning är att det tar 5-8 år att införa en kapacitetsmekanism från det att beslut tas om införande.

2.2 Frekvensreglering

För att hela tiden upprätthålla balansen mellan produktion och användning krävs resurser som snabbt kan motverka samt återställa en obalans och hantera den kontinuerliga (kortsiktiga) balanseringen av kraftsystemet. Frekvensreglering avser förmågan att styra produktionen mot önskad frekvens i elnätet, det vill säga löpande inom timmen göra justeringar för att balansera elproduktionen mot förbrukningen. Detta sköts i huvudsak av automatiska reglersystem som är aktiva i olika grad när aggregaten ligger infasade mot nätet.

Prissättning av frekvensreglering sker i öppen konkurrens på stödtjänstmarknaderna FCR (Frequency Containment Reserve) och FRR (Frequency Restoration Reserve). Även FFR (Fast Frequency Reserve) kan beskrivas som en stödtjänst för frekvensreglering, även om den formellt sett är en avhjälpande åtgärd.

Kraftvärmens deltar idag på marknaderna för FCR och i den manuella frekvensreserven (mFRR). Värmekraft, som även inkluderar kondenskraft, utgör omkring 30 % av förkvalificerade volymerna mFRR i elområde SE3 och SE4. Kraftvärmens bidrag varierar i stor utsträckning beroende på anläggningens storlek, ålder och bränsletyp samt utformningen av anläggningen och fjärrvärmesystemet i sin helhet. Kraftvärmens utgör en betydande andel av mFRR-resurserna i södra Sverige, medan bidraget är begränsat i övrigt.

¹¹ Regeringen, *Uppdrag att stärka försörjningstryggheten i energisektorn 2022/02319*, 2022

¹² Svenska kraftnät, *Ei R:2023:06 Främjande av ett mer flexibelt elsystem*, 2023

En mer omfattande beskrivning av stödtjänstmarknaderna och kraftvärmens förmåga att delta på marknaderna återfinns i delleverans 1 av detta uppdrag.

2.3 Mothandel och omdirigering

Vid överbelastning av transmissionsnätet genomförs så kallad mothandel eller omdirigering. Det som görs i praktiken för att avlasta elnätet exempelvis vid en överlast på en ledning mellan två elområden är att genomföra en produktionsökning söder om den överbelastade ledningen och motsvarande produktionsminskning norr om den överbelastade ledningen (så kallad mothandel), förutsatt att flödet av el går från norr till söder. Detta kräver resurser, som kan öka sin produktion eller minska användningen vid behov. På samma sätt som för den grundläggande balanseringen tillför även tillförlitlig elproduktion, om lokaliserad på rätt plats, ett värde genom att minska behovet av mothandel/omdirigering.

Vid hantering av överbelastning i transmissionsnätet används i första hand mFRR-bud som finns tillgängliga för balansering. När dessa resurser inte räcker till använder sig Svenska kraftnät av kompletterande upphandling störningsreserv, upphandling av extra mothandelsresurser och ordinarie störningsreserv.

Kraftvärme bidrar idag genom deltagande på mFRR-marknaden samt deltagande i såväl kompletterande upphandlingar av störningsreserv som i upphandling av extra mothandelsresurser. Det främsta bidraget är i södra Sverige, där omdirigerings- och mothandelsresurser för uppreglering är begränsade. Av de extra mothandelsresurser som Svenska kraftnät upphandlat inför vintern 2022/2023 utgörs samtliga tre resurser inom kraftvärmeverk (delar av volymen utgörs dock av gasturbin). Kraftvärmens utgör även merparten av deltagandet på kompletterande upphandlingar av störningsreserv. Kapacitet som dagligdags bidrar med el till marknaden är inte aktuella för avtal om mothandel. Detta beror på att dessa inte tillför någon ny elproduktion som bidrar till ökad överföringskapacitet. Den produktionen körs ändå om priset blir högt¹³.

Liksom för den långsiktiga balanseringen bidrar kraftvärmens även i detta sammanhang med tillförlitlig elproduktion, som minskar behovet av reserver. Att det enbart finns behov av störningsreserv i södra Sverige, elområde 3 och elområde 4 visar på en geografisk obalans i produktion och elanvändning i Sverige. Att tillförlitlig elproduktion har lagts ned har bidragit till att behovet av kompletterande och extra upphandlingar av reserver har ökat. Det värde som tillförlitlig elproduktion tillför genom ett minskat behov av mothandel och omdirigering ges idag ingen direkt ersättning. Däremot ges prissignaler för lokalisering av elproduktion dels genom elområdesindelningen på spotmarknaden, dels genom prissignaler i nättariff och nätnyttsoersättning.

De olika resurserna som används för mothandel och omdirigering och kraftvärmens bidrag beskrivs mer ingående i delleverans 1 av detta uppdrag.

¹³ Svenska kraftnät, *Mothandel och omdirigering höjer kapaciteten*, 2023, <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2023/mothandel-och-omdirigering-hojer-kapaciteten/>

2.4 Lokal elproduktion (förmågor lokal elproduktion och flexibilitet)

Lokal elproduktion medför minskade kostnader för nätbolagen, dels genom minskade överföringsförluster (förutsatt att produktionen sker nära förbrukaren), dels genom ett minskat förstärkningsbehov av elnätet för överföring, både i det egna och överliggande nät. Genom ett minskat uttag från överliggande nät kan lokal elproduktion även ha ett stort värde för att minska risken för lokal kapacitetsbrist, eller möjliggöra nya anslutningar vid tillfällen när möjligheterna för ett ökat uttag från överliggande nät är begränsat.

Liksom för den grundläggande balanseringen och mothandel/omdirigering kan lokala kapacitetsproblem även avhjälpas med reserver i systemet som kan öka sin produktion eller minska användningen vid behov, så kallade **lokala flexibilitetsresurser**. Lokal flexibilitet kan ge utrymme för ökade marginaler för nätbolagen, och minska behovet av nätutbyggnad eller abonnemang mot överliggande nät.

Under de senaste åren har det varit flera uppmärksammade fall med lokala kapacitetsproblem i Sverige, där nya anslutningar till elnätet förhindrats på grund av att region- och lokalnätbolagen inte haft möjlighet att utöka sina abonnemang mot överliggande nät. En åtgärd för att förbättra situationen har varit införandet av lokala flexibilitetsmarknader på flera håll i Sverige. I dagsläget pågår två projekt för lokala flexibilitetsmarknader i Sverige, CoordiNet, och Effekthandel Väst. CoordiNet har varit i drift under tre vintrar sedan 2019. Sthlmflex är ett tredje projekt som pågått sedan 2020 och nu precis avslutats. Effekthandel Väst är den senast startade lokala flexibilitetsmarknaden och lanserades i december 2022. Kraftvärmens har överlag goda möjligheter att bidra med lokal flexibilitet, men deltagandet begränsas idag av låg lönsamhet med låga priser och få avrop på flexibilitetsmarknaderna. Liksom för deltagande för mothandel/omdirigering (och uppreglering på stödtjänstmarknaderna) begränsas deltagandet från kraftvärme till kapacitet som inte samtidigt deltar på spotmarknaden.

Nedan följer en beskrivning av förmågan lokal elproduktion. Lokala flexibilitetsmarknader och kraftvärmens möjligheter att delta på dessa beskrivs mer ingående i delrapport 1 av detta uppdrag.

2.4.1 Kraftvärmens bidrag/förmåga att bidra

Kraftvärmens bidrar i stor utsträckning med lokal elproduktion. Merparten av kraftvärmens i Sverige är lokaliserad i södra Sverige, där behovet av elproduktion är stort, och i anslutning till bebyggelse, nära användaren. Kraftvärmens utgör därtill tillförlitlig elproduktion, vilket innebär att elnätbolagen i större utsträckning kan lita på produktionsanläggningens tillgänglighet i sin planering. Detta gör att bidraget till ett minskat förstärkningsbehov för elnätet är större jämfört med intermittent elproduktion. Flera av de senaste årens uppmärksammade fall med lokal kapacitetsbrist, bland annat i Stockholm och Malmö, härrör delvis från en utfasning av lokal kraftvärmeproduktion vilket har ökat behovet uttag från överliggande elnät och därmed även behov av förstärkt elnätskapacitet i dessa områden. Nyttan med att kraftvärmens bidrar beror dock på var kraftvärmeanläggningarna befinner sig och de lokala förutsättningarna för elnätet i området.

2.4.2 Prissättning

Ersättning för lokal elproduktion sker delvis genom nätnytkersättningen, som innebär att elproducenter får en ersättning för de minskade kostnader elproduktionen medför nätbolaget. Om nättariffen och nätnytkersättningen är korrekt utformade, ska nätnytkersättningen i teorin täcka det värde som elproduktionen medför i form av minskade överföringsförluster och ett minskat förstärknings- och underhållsbehov (främst minskade kostnader till överliggande nät). Nätnytkersättningen speglar dock endast värdet på ett generellt plan, och tar till exempel inte hänsyn till påverkan på investeringar i det egna nätet eller delar av förstärkningsbehovet som finansieras med anslutningsavgifter

Nätbolagen har även andra möjligheter att ersätta sina nätkunder för att ändra sin inmatning (elproduktion)¹⁴. Dessa inkluderar marknadsbaserad och icke marknadsbaserad anskaffning av tjänster för hantering av överbelastning. Marknadsbaserade metoder kan omfatta ett auktionsförfarande, organiserad marknadsplats eller ett bilateralt avtal så länge som behovet specificeras och relevanta aktörer tillfrågas¹⁵.

Anskaffning av tjänster för hantering av överbelastning är reglerad i elmarknadsförordningen, som ställer krav nätbolagen måste följa vid anskaffningen. Enligt förordningen ska tjänsterna som huvudregel anskaffas med marknadsbaserade mekanismer. Icke marknadsbaserad anskaffning får ske om vissa kriterier är uppfyllda, som till exempel om inget marknadsbaserat alternativ är tillgängligt eller om alla marknadsbaserade resurser redan används¹⁶. Det kan idag vara svårt att tolka regelverket. I Energimarknadsinspektionens rapport *Flexibilitet i distributionsnäten*¹⁷ uppger de tillfrågade nätbolagen att de känner sig osäkra på vad de får göra inom ramen för sitt uppdrag som nätbolag. En ökad legal tydlighet skulle öka förutsättningarna för nätbolagen att anskaffa tjänster för hantering av överbelastning.

När det gäller lokal elproduktion (till skillnad från lokal flexibilitet) försvåras även förutsättningarna för en upphandling eller bilaterala avtal av att lagstiftningen är utformad efter att hantering av överbelastning i första hand ska ske genom reserver som vid behov kan reglera upp produktionen, snarare än tillförlitlig produktion som minskar behovet av sådana reserver (typ produktionsgaranti). För att lösa överbelastning som inte är strukturell förutses i elmarknadsförordningen omdirigering, som i förordningen definieras som en åtgärd som aktiveras av en eller flera systemansvariga genom att *ändra* produktionsmönstret eller belastningsmönstret.

En strukturell överbelastning, som är förutsägbar, geografiskt stabil över tiden och ofta återkommer under normala förhållanden i elkraftsystemet, ska enligt elmarknadsförordningen hanteras antingen genom en korrekt elområdesindelning, eller genom nätförstärkning och nätoptimering. Grundidén med tariffuppbyggnaden och elområdesindelningen är att ersättning för lokal elproduktion delvis ska ske genom prissignaler på spotmarknaden, genom att elpriserna varierar mellan elområden (ett högt elpris ger incitament för mer produktion området) När det gäller förutsättningarna för annan ersättning till lokal elproduktion för att hantera överbelastningar inom elområdet är dock regelverket mer otydligt.

¹⁴ Energimarknadsinspektionen, *Ei R2023:05 Flexibilitet i distributionsnäten*, 2023

¹⁵ Energimarknadsinspektionen, *Ei R2023:08 Villkorade avtal*, 2023

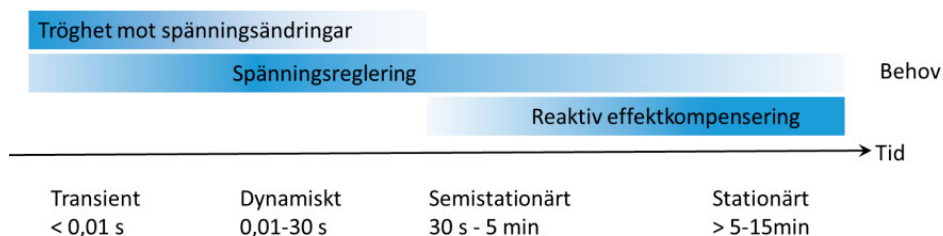
¹⁶ Energimarknadsinspektionen, *Ei R2023:05 Flexibilitet i distributionsnäten*, 2023

¹⁷ Ibid.

2.5 Spänning och reaktiv effekt

Anläggningar och utrustning i kraftsystemet är konstruerade för ett visst spänningsintervall. För att undvika anläggnings- och personskador, ökade överförluster eller en spänningskollaps (som kan innebära ett elavbrott) krävs resurser för att upprätthålla spänningsstabiliteten. Detta handlar dels om resurser för att upprätthålla den reaktiva effektbalansen, dels om automatiska reglersystem som reglerar spänningen inom normala driftnivåer.

Överföringssystemets behov av reaktiv effekt och spänning beskrivs ingående av Svenska kraftnät i rapporten *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring*¹⁸. I rapporten delar Svenska kraftnät upp behovet i tröghet mot spänningsförändringar, spänningsreglering och reaktiv effektkompensering, se Figur 5. Behoven skiljer sig i hur snabbt och med vilka volymer en resurs behöver aktiveras.



Figur 5. Tidsskala för överföringssystemets behov avseende reaktiv effekt och spänning. Källa: Svenska kraftnät¹⁹

Reaktiv effektkompensering utgör den långsamma spänningsregleringen och är förmågan hos en anläggning att kunna reglera den reaktiva effektinmatningen eller uttaget i anslutningspunkten för att kompensera för spänningsvariationer som uppstår på grund av variationer i produktion, elhandel och elanvändning.

Spänningsreglering är förmågan att snabbt kompensera för plötsliga spänningsändringar i samband med fel eller nätkopplingar. I den riktigt korta tidsskalan behövs en tröghet mot spänningsändringar. **Felströmsbidrag** innebär förmågan att mycket snabbt kunna mata in ström till nätet för att motverka kortvariga och djupa spänningsändringar.

Reaktiv effektkompensering och spänningsreglering är huvudsakligen lokala eller regionala förmågor, eftersom spänningen i motsats till frekvensen varierar i olika delar av kraftsystemet.

2.5.1 Kraftvärmens bidrag/förmåga att bidra

Kraftvärmens har idag den inbyggda förmågan att kunna bidra med såväl reaktiv effektkompensering som spänningsreglering. Förmågan krävs i Energimarknadsinspektionens nya föreskrifter om generella krav för nätanslutning av generatorer (EIFS 2018:2), som ställer krav på reaktiv effektkompensering och spänningsreglering för synkrona kraftproduktionsmoduler (där kraftvärmelanläggningar ingår). För nya anläggningar eller anläggningar som moderniseras (över 10 MW, typ C och D)

¹⁸ Svenska kraftnät, *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring*, 2021

¹⁹ Ibid.

sådant att nytt anslutningsavtal behöver upprättas ställer EIFS kravet att anläggningen ska ha förmåga till generering av reaktiv effekt motsvarande minst en tredjedel av den momentana aktiva effekten, och förmåga till konsumtion om minst en sjättedel av den momentana aktiva effekten. EIFS ställer även krav om bland annat automatisk spänningsreglering, magnetiseringseffekt och översväng vid stegändring. Även den tidigare föreskriften SvKFS2005:2 ställde krav på värmekraftblock, både vad gäller reaktiv effekt och spänningsreglering.

Kraven i EIFS avser minimikrav och i verkligheten kan kraftvärmens förmåga vara större, åtminstone inom vissa spänningsintervall eller i vissa arbetspunkter (t.ex. normaldrift). Förmågan varierar dock mellan anläggningar, där det är svårt att dra några generella slutsatser. I enkätsvar har anläggningsägare uppgett att förmågan skulle kunna vara så stor som +80/-60 % av installerad effekt som högst, och av de som angivit ett svar är förmågan som lägst +20 % av installerad effekt. Från enkätsvaren framgår det dock att det i dagsläget är få av anläggningarna som bidrar med sin teoretiska förmåga. För att bidra krävs ett behov lokalt, som beror på de lokala förutsättningarna i elnätet. För att aktivt reglera den reaktiva effekten och spänningen krävs också insatser för bolagen, i form av utbildning och utveckling av interna processer. Så även om den teoretiska förmågan finns, är det inte många anläggningar som bidrar. Det kan bero på flera saker, antingen att behovet inte finns lokalt, eller att det krävs insatser från bolagen, alternativt att behovet tillgodoses systemet på annat sätt idag.

EIFS ställer inte samma krav på mindre anläggningar. Mindre anläggningar (från ca 5 MW) kan dock teoretiskt bidra på motsvarande sätt som större anläggningar eftersom utformningen av anläggning är densamma vad gäller utrustning mm. Dock kan de allra minsta anläggningarna (från några MW och nedåt) inte bidra med systemnyttor, då de inte är tekniskt byggda på samma sätt och därmed inte har förmågorna.

2.5.2 Prissättning

Idag ges ingen ersättning till anläggningar för att bidra med reaktiv effektkompensering eller spänningsreglering. Det har tidigare inträffat att Svenska kraftnät slutit tillfälliga avtal med leverantörer av spänningsreglering och reaktiv effekt²⁰, men i regel tillhandahålls förmågorna genom kravställning i anslutningsförordningar och anslutningsavtal. Idag ansluts kraftvärmearläggningar normalt sett till region- eller lokalnät, vilket innebär att det är region- och lokalnätsbolagen som i stor utsträckning är ansvariga över kravställningen.

Det pågår för närvarande ett arbete på Svenska kraftnät med att ta fram ersättningsmodeller för både reaktiv effekt och spänningsreglering. I rapporten *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring* lyfter Svenska kraftnät tio åtgärder som affärsverket planerar att vidta på området stödtjänster och avhjälpande åtgärder. Åtgärderna inkluderar:

- en reaktiv effektkomponent i effekttariffen,
- införande av en icke-frekvensrelaterad stödtjänst med administrativt fastställt ersättning för spänningsreglering, samt
- en pilot för marknadsmässig anskaffning av reaktiv effekt.

²⁰ Svenska kraftnät, *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring*, 2021

Arbetet med en reaktiv effektkomponent i effekttariffen ingår i Svenska kraftnäts pågående tarifföversyn. Projektplanen för tarifföversynen reviderades under våren 2023 och i praktiken kan en reaktiv effektkomponent som tidigast vara implementerad i tariffen 2025. Arbetet med en icke-frekvensrelaterad stödtjänst för spänningsreglering inleddes i september 2022 och planeras att avslutas till slutet av 2023.

Hur skulle reaktiv effekt kunna prissättas och värderas?

Olika ersättningsmodeller för reaktiv effekt och spänningsreglering diskuteras i den ovan nämnda rapporten²¹, som även innehåller en omvärldsanalys över olika metoder för att säkerställa förmågorna i Europa och övriga världen. Omvärldsanalysen visar att anskaffning i regel sker med kravställning, antingen utan ersättning eller i kombination med administrativt bestämda avgifter och ersättningar. Marknadsbaserade modeller är mindre vanligt förekommande, även om det finns exempel på undantag. Detta förklaras av förmågornas lokala karaktär, som gör det svårt att utforma välfungerande marknader. I de länder där en marknadsbaserad anskaffning förekommer sker detta huvudsakligen genom en upphandlingsprocess där kontraktslängden kan variera från 12 månader upp till 10 år.

Utifrån omvärldsanalysen drar Svenska kraftnät följande slutsatser:

- Om syftet är att attrahera nya leverantörer är en marknadsbaserad anskaffning genom en konkurrensutsatt upphandling av långsiktiga (flera år) kontrakt att föredra. Detta kräver dock prognoser över framtida behov och krav i varje enskilt område, och är sannolikt mest lämpad att genomföra där det finns specifika behov identifierade, snarare än som en generell modell
- Om syftet är att ge ersättning och incitament till befintliga leverantörer är det mer ändamålsenligt att tillämpa en administrativt bestämd ersättning. En sådan är tillämplig nationellt och bör användas som ett första steg
- För kortsiktiga, ej förutsedda behov kan det också vara nödvändigt med bilaterala avtal för att säkerställa nödvändiga resurser

I Norge ställs krav vad gäller reaktiv effekt, både för anslutande anläggningar (från och med 10 MVA) samt även krav för anslutande DSO:er till överliggande nät. Utöver detta ges ersättning till anläggningsägare och DSO:er för reaktivt effektbidrag. Ersättning för extra bidrag av reaktiv effekt består av två delar. Dels en fast del, dels en rörlig del. Den fasta ersättningen ska täcka aktörernas inrapporterade kostnad för att justera spänningsregulatorns börvärde och även överskridanden av minimigränser för reaktivt effektbidrag. I tillägg om TSO bedömer att extra volym reaktiv effekt behövs får aktör betalt för den extra aktiva effekt (elproduktion) som krävs för att bidra med mer reaktiv effekt.

I Danmark finns krav på reaktivt effektbidrag för anslutande anläggningar till transmissionsnätet men det ges ingen ersättning om anläggning bidrar med mer reaktiv effekt än vad som anges i anslutningskrav. Dock kan Energinet likt Svenska kraftnät som systemansvarig myndighet vidta åtgärder om driftsäkerheten riskeras till följd av låga nivåer av reaktiv effekt i elnätet. En åtgärd för att kortsiktigt säkerställa den reaktiva förmågan är att genomföra upphandling av produktionsanläggningar som kan bidra med reaktiv effekt. Svenska kraftnät genomförde en sådan upphandling inför sommaren 2021 när Ryaverket

²¹ Svenska kraftnät, *Stödtjänster och avhjäljande åtgärder i ett energisystem under förändring*, 2021

handlades upp för att säkerställa spänningsstabiliteten i södra Sverige. Att genomföra upphandling för att säkerställa det reaktiva effektbidraget är idag någon som är ytterst ovanligt.

Finland har likt Norge och Danmark krav på reaktivt effektbidrag i transmissionsnätets anslutningsavtal för större anläggningar. Om anläggningen inte håller sig inom ramen för vad som är avtalat i enlighet med anslutningsavtalet vad gäller inmatning/uttag av reaktiv effekt tar Fingrid ut en avgift för över- resp. underskridande vi nättariffens avgiftsstruktur. På samma sätt som Statnett kan Fingrid beordra ytterligare inmatning/uttag av reaktiv effekt utöver fastslagna gränser anslutningsavtal.

Storbritannien ger ersättning till både synkront och icke-synkront anslutna anläggningar som bidrar med reaktiv effektkompensering till systemet. Det finns två typer av ersättning, dels ersätts den reaktiva effektkompensering en anläggning har förmåga att bidra med där kravbilden på anläggningarna utgår från minikraven på anläggningarna i EU-förordningen EU2016/631 (RfG), dels kompletterande nationella krav (fast ersättning). Den andra ersättningen utgår till de anläggningar som kan bidra med reaktiv effektkompensering utöver minikraven i RfG och nationella krav (varierande ersättning som styrs av storleken på bidrag), dessa utesluter dock inte varandra utan ersättning kan fås för att både bidra enligt minimikrav, och utöver minimikraven.

Ersättningen ges i £/MVArh och summan på ersättningen varierar månadsvis, ersättningen för att endast bidra enligt minikraven ges oavsett om anläggningen aktivt reglerar reaktiva effekten eller inte. Ersättning ges enbart till anläggningar som är anslutna på transmissionsnätets nivå (ej till distributionsnätet). Ersättningen som ges för att bidra utöver minimikraven utgår från upphandling som hålls två gånger om året och upphandlas på en period om minst 12 månader.

2.6 Rotationsenergi

Rotationsenergi, eller mekanisk svängmassa, bidrar med flera nyttor till kraftsystemet, där en central nytta är tröghet mot frekvensförändringar. En större tröghet innebär att nätfrekvensen förändras långsammare vid en obalans mellan produktion och förbrukning än vad som annars skulle vara fallet. Desto fler aggregat som är infasade och i drift desto högre rotationsenergi, större tröghet och mer stabilitet ges till kraftsystemet.

Rotationsenergi kan tillföras kraftsystemet på flera sätt. Alla maskiner som är direktkopplade mot nätet bidrar med rotationsenergi, men de huvudsakliga bidragen kommer från större synkronmaskiner. Utöver direkt kopplade maskiner är det också möjligt att skapa tröghet från enheter som är kopplade till elnätet via kraftelektronik. Enheter som är kopplad till elnätet via kraftelektronik exempelvis batterier, vindkraft och elpannor kan snabbt regleras för att motverka transienta/djupa frekvensförändringar i kraftsystemet. Detta benämns ibland syntetisk svängmassa/tröghet.

Mängden rotationsenergi i kraftsystemet är idag till stor del säsongsbunden. Vintertid, när en stor andel synkron elproduktion är infasad mot elnätet råder det idag ingen brist, dvs trögheten mot frekvensförändringar är stor och behovet av resurser för att stabilisera frekvensen är lägre. Däremot sommartid och även delvis vår och höst har de senaste åren en minskad mängd rotationsenergi i kraftsystemet föranlett behov av åtgärder från Svenska kraftnät. Stödtjänsten FFR infördes 2020 för perioder med låg rotationsenergi. FFR är inte en produkt

som bidrar med rotationsenergi likt synkronmaskiner, utan har till uppgift att motverka transienta frekvensförändringar som riskerar att frekvensen sjunker för lågt utanför givna driftsäkerhetsgränser vilket kan bli konsekvensen av låg rotationsenergi i kraftsystemet. Med en ökande andel kraftelektronikansluten produktion så som vind och sol är prognosen framåt att perioder med lågrotationsenergi i systemet kommer att öka och därmed behovet av att tillföra kraftsystemet tröghet.

Hur känsligt systemet är för obalanser mellan produktion och förbrukning avgörs av den sammanlagda rotationsenergin eller trögheten i hela det synkrona systemet. Nyttan är alltså nationell/internationell. Vid specialfallet ö-drift blir nyttan dock mycket lokal, och blir en förutsättning för att ö-nätet ska kunna drivas. Fördelningen av rotationsenergi till olika delar av kraftsystemet kan också ha betydelse för stabiliteten vid mycket snabba förlopp/felfall. Det kan därför finnas lokala aspekter på rotationsenergi även bortsett från ö-drift.

2.6.1 Kraftvärmes bidrag/förmåga att bidra

Kraftvärmens utgörs av synkrona maskiner och bidrar därmed automatiskt med rotationsenergi till kraftsystemet. Bidraget av rotationsenergi från en synkrogenerator avgörs främst av rotnors massa, radie, rotations hastighet och effektproduktion. Enkelt sagt erhålls ett större bidrag till systemets tröghet ju större turbin som används vid elproduktionen.

En synkrogenerators bidrag med rotationsenergi kan beskrivas av tröghetskonstanten, som beskriver förhållandet mellan rotationsenergi och den momentana aktiva effekten. Ungefärliga värden för tröghetskonstanten för olika kraftslag visas i Tabell 4.

Tabell 4. Tröghetskonstanter för olika kraftslag. Källa: ENTSO-E²²

Kraftslag	Tröghetskonstant
Vattenkraft	3
Vindkraft	0
Kärnkraft	6–7
Övrig värmekraft	4

Bidraget från olika kraftslag beror också på den installerade kapaciteten. I Sverige är bidraget störst från vattenkraft och kärnkraft, följt av kraftvärme. En förlust av ett fåtal mindre kraftvärmeverk har inte någon större påverkan på kraftsystemet, men den samlade effekten av att förlora hela kraftvärmens bidrag skulle vara betydande.

2.6.2 Prissättning

Idag ges ingen ersättning för rotationsenergi. Det pågår dock för närvarande ett arbete på Svenska kraftnät med att kartlägga hur detta skulle kunna göras²³. Svenska kraftnät arbetar inom ramen för det nordiska samarbetet för en vidareutveckling av den snabba frekvensreserven (FFR) samt för att denna

²² ENTSO-E, *Future system inertia*, 2018

²³ Svenska kraftnät, *Stödtjänster och avhjäljande åtgärder i ett energisystem under förändring*, 2021

kompletteras med en ersättningsmodell för rotationsenergi och snabb frekvensreglering.

Som nämns ovan är FFR-marknaden tätt förknippad med rotationsenergi. Marknaden infördes på grund av minskad rotationsenergi i det nordiska kraftsystemet, och behovet av FFR är direkt relaterat till den momentant tillgängliga rotationsenergin i systemet. Idag ges således en ersättning till resurser som kan delta med snabb frekvensreglering under perioder med en låg tröghet (rotationsenergi) i systemet, men inte för de maskiner som per automatik bidrar med rotationsenergi och därmed minskar behovet av sådana snabba reserver.

Svenska kraftnät har av denna anledning tidigare övervägt att på nationell nivå införa en ersättning för mekanisk rotationsenergi under de timmar som FFR upphandlas. På grund av att nyttan är gemensam för hela det nordiska synkrona systemet har man dock gjort bedömningen att det är mer ändamålsenligt att i första hand analysera en ersättning inom ramen för det nordiska samarbetet.²⁴

2.7 Beredskapsförmågor (förmågor ö-drift, dödnätsstart)

Beredskapsförmågorna som inkluderas i denna utredning är förmåga till ö-drift och dödnätsstart. **Ö-drift** avser förmågan att driva ett avgränsat nät som inte bara utgörs av själva stationen och tillgodose den last och de lastvariationer som där finns samt upprätthålla spänningen. **Dödnätsstartsförmåga** är förmågan att starta upp en station utan tillgång till yttre nät.

Ö-drift och dödnätsstartsförmåga är elberedskapsförmågor som huvudsakligen stärker den lokala beredskapen genom att tillhandahålla el till samhällsviktig infrastruktur under perioder då uttaget från elnätet är begränsat, som till exempel under långvariga strömavbrott. Förmågorna kan även vara av betydelse ur ett nationellt beredskapsperspektiv vid återuppbyggnad av överföringssystemen från nöddrifttillstånd eller nätsammanbrott till normaldrifttillstånd.

Svenska kraftnät är förutom systemansvarig myndighet även elberedskapsmyndighet i Sverige och är därmed till viss del ansvariga för beredskapsfrågor. Som elberedskapsmyndighet agerar Svenska kraftnät som tillsynsmyndighet med ansvar för efterlevnad av elberedskapslagen och arbetar med samordning gentemot branschen för att stärka elberedskapen. I egenskap av elberedskapsmyndighet fattar även Svenska kraftnät beslut om elberedskapsåtgärder mot aktörer som driver handel, distribution och produktion av el, och ersätter de kostnader som beslutade åtgärder medför.

2.7.1 Kraftvärmens bidrag/förmåga att bidra

Kraftvärme utgör planerbar elproduktion och befinner sig ofta i anslutning till bebyggelse nära elanvändningen, vilket gör att kraftvärmens generellt sett har goda förutsättningar att bidra till ett robustare och mer driftsäkert kraftsystem genom dessa förmågor.

En kraftvärmeanläggnings verkliga förmåga beror dock på flera tekniska parametrar så som tillgängliga reglermetoder för spänning/effekt, tillgång till nollpunktsbildare, fasningsmöjligheter och bränslelager samt möjlighet till kylning under tillfällena då värmebehovet är begränsat. Under förutsättning att ovan

²⁴ Ibid.

nämnda parametrar uppfylls är potentialen för kraftvärmens bidrag lokalt stor. En annan viktig parameter för ö-drift är kraftvärmeanläggningens kapacitet och egen last. Ju större anläggning desto större bidrag av rotationsenergi och felströmsbidrag vilket resulterar i en större förmåga.

Dödnätstart och ö-drift är förmågor som har potentiellt stor betydelse för samhället när behovet uppstår. För att förmågorna faktiskt ska kunna bidra med nytta till systemet krävs det dock också att närliggande nät är anpassat för att kunna drivas som en ö vid behov.

I enkätsvar uppger merparten av de tillfrågande kraftvärmebolagen att anläggningarna har en teoretisk teknisk förmåga till ö-drift och dödnätsstart, och en majoritet uppger även att de i praktiken kan bidra med förmågorna idag. För de anläggningar som i dagsläget inte har förmågorna uppgivits avsaknad av reservkraft, behov av investeringar och utbildning samt möjlighet till att avsätta värmen som orsaker som begränsar förmågan. För att kunna bidra med ö-drift kan det krävas till exempel investeringar i kyltorn för bortkylning av värme och reservkraft för uppstart och bibehållen drift av anläggningen, samt en organisation och utbildning för personalen som arbetar med anläggningen. Svenska kraftnät ersätter idag de beredskapsåtgärder som myndigheten fattar beslut om, i enlighet med elberedskapslagen. Ersättning kan exempelvis omfatta uppgradering av utrustning och/eller utbildning av personal.

Även för de anläggningar som har förmågan till ö-drift uppger flera aktörer att förmågan begränsas sommartid av möjligheterna till att avsätta värmen. Kraftvärmens förmåga varierar därför över året, beroende på värmeunderlaget. För att kunna delta med större kapacitet över hela året krävs utrustning för bortkylning av värme, eller i vissa fall ändrade miljöförhållanden för bortkylning i vattendrag.

2.7.2 Prissättning

Produktionsanläggningar tillhandahåller idag ingen specifik ersättning för förmågorna ö-drift och dödnätsstart. Upprustning av en anläggning eller delar av ett nät, och utbildning för att upprätta förmågorna kan dock utgöra beredskapsåtgärder. Svenska kraftnät (som elberedskapsmyndighet, inte TSO) beslutar om de beredskapsåtgärder som ska vidtas enligt elberedskapslagen²⁵. Svenska kraftnät (som elberedskapsmyndighet) ersätter kostnader för beslut kopplat till att stärka beredskapsförmågan men inte åtgärder som ger en kommersiell nytta. Beredskapsåtgärder är sådana åtgärder som behövs för att förebygga, motstå och hantera sådana störningar i elförsörjningen som kan medföra svåra påfrestningar på samhället. Med beredskapsåtgärder avses också sådana åtgärder som krävs för att göra det möjligt att vidta de åtgärder som behövs vid höjd beredskap.

Beslut kopplat till att stärka beredskapsförmågan kan antingen vara ett riktat beslut, exempelvis ett beslut om att en storstad ska ha möjlighet till ö-drift, alternativt kan Svenska kraftnät som elberedskapsmyndighet besluta om ytterligare åtgärder vid exempelvis en ombyggnation av en produktionsanläggning. Alla anläggningar av väsentlig betydelse för elförsörjningen har anmälningsplikt om de ska bygga om, eller förnya sin anläggning. I samband med detta kan Svenska kraftnät som elberedskapsmyndighet besluta om att stärka beredskapsförmågan genom att exempelvis ersätta kostnad för en åtgärd de ser skulle stärka

²⁵ 5 § elberedskapslagen (1997:288) och 1 § förordningen (1997:294) om elberedskap

beredskapsförmågan (exempelvis ett nytt fack för reservkraft, nytt reglersystem eller liknande). Viktigt att poängtera att Svenska kraftnät som elberedskapsmyndighet endast har möjlighet att fatta beslut mot övriga elnätsbranschen, samt att det är skillnad på vad Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystemet får och kan göra i enlighet med lagar och förordningar, och vad Svenska kraftnät som elberedskapsmyndighet kan och får göra. Som elberedskapsmyndighet arbetar Svenska Kraftnät aktivt med att stärka beredskapen genom samråd och beslut, men de själva äger inga anläggningar för detta syfte.

Om aktörerna får en kommersiell nytta av åtgärden – som de potentiellt kan tjäna pengar på – kan det bli en fråga om statsstöd. Detta innebär att ersättningen i dessa fall uteblir, eller delas aktörerna emellan.

I dagsläget bekostas åtgärderna för ö-drift och dödnätsstarts-förmåga av elberedskapsanslaget, som ersätter åtgärder för upprätta förmågorna i sig, utbilda personal och att prova dem med en regelbundenhet så att man vet att de fungerar. En generell ersättning för tillgänglighet kan bekostas beroende på vad som beslutas för den specifika anläggningen. Utöver denna ersättning finns ingen ersättning för att endast kunna tillhandahålla förmågorna till kraftsystemet.

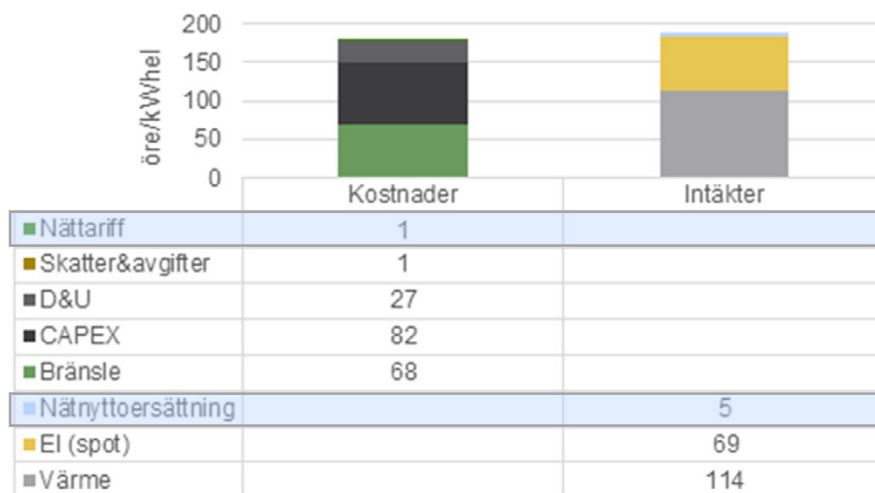
3 Nättariffer och nätnytttoersättning

Utöver de befintliga marknaderna prissätts kraftvärmens förmågor till viss del genom nättariffen och nätnytttoersättningen. I detta avsnitt beskrivs nättariffens och nätnytttoersättningens utformning samt vilken påverkan denna har på kraftvärmens lönsamhet. De huvudsakliga frågeställningar som ämnas besvaras är:

- Hur påverkar nättariffens konstruktion kraftvärmens lönsamhet?
- Vad är värdet av den nätnyttta som elnätsbolag ska betala till elproducenter som matar in el på nätet?

Nättariffen och nätnytttoersättningen bedöms idag av kraftvärmeverken endast ha en mindre påverkan på kraftvärmens lönsamhet, även om såväl tariffen som ersättningen växt kraftigt under det senaste året till följd av höga elpriser. Nätnytttoersättningen täcker stora delar och överskrider i många fall kraftvärmens nätkostnader. Nättariffen och nätnytttoersättningen varierar dock mellan olika nät beroende på nätets lokala förutsättningar och tariffernas utformning.

Figur 6 visar ett exempel på nättariffen och nätnytttoersättningens storlek i förhållande till andra intäkter och kostnader för en anläggning i södra Sverige (SE3).



Figur 6. Exempel på nättariffens och nätnytttoersättningens storlek i förhållande med övriga kostnader och intäkter för en anläggning i elområde SE3 (biomassa, 25 MWel). Tariffer för 2023.

Tabell 5 visar en sammanställning av hur nättariffen och nätnytttoersättningen speglar kraftsystemets behov. Nättariffen och nätnytttoersättningen omfattar kostnader (och minskade kostnader) för nätbolaget för förstärkningar, underhåll reinvesteringar och nätförluster²⁶. Nättariffen och nätnytttoersättningen är därmed i huvudsak kopplad till förmågan "Lokal elproduktion" i avsnitt 2. Andra lokala förmågor såsom lokal spänningskvalitet och reaktiv effekt omfattas idag inte av

²⁶ Nättariffen omfattar även andra kostnader för nätbolaget såsom mätning, fakturering, kundservice och annan administration

nätтарiffen eller nätnyttöersättningen, utan regleras genom kravställning i anslutningsavtal. Svenska kraftnät arbetar dock för närvarande inom ramen för den pågående tarifföversynen med införandet av tariffkomponent för reaktiv effekt i transmissionsnätstariffen.

Tabell 5. Sammanställning av hur nätтарiffen och nätnyttöersättningen speglar kraftsystemets behov

	Nätтарiff	Nätnyttöersättning
Förstärkningsbehov	I teorin ska förstärkningsbehovet täckas av anslutningsavgifter, som aktören som ansluter till elnätet betalar för de förstärkningar i elnätet som behövs för anslutningen. I praktiken täcks även delar av förstärkningsbehovet genom nätтарiffen. Dessa täcks av effektavgiften, eller framåtblickande kostnader i EIFS2022:1	Nätnyttöersättningen omfattar inte minskade anslutningskostnader, eftersom dessa inte betalas av nätbolaget. Delar av förstärkningsbehovet i överliggande nät som speglas av effektavgiften ingår däremot i nätnyttöersättningen, genom ersättning för minskade effektavgifter mot överliggande nät
Underhåll och reinvesteringar	Omfattas idag av effektavgiften. I EIFS2022 kommer delar av kostnaderna täckas av tariffkomponenten residualkostnader	Minskade kostnader för underhåll och reinvesteringar i överliggande nät ingår i nätnyttöersättningen, genom ersättning för minskade effektavgifter mot överliggande nät
Nätförluster	Omfattas av energiavgiften	Ingår i nätnyttöersättningen, genom ersättning för minskade förluster och minskade energiavgifter mot överliggande nät
Spänningsreglering och reaktiv effektkompensering	Regleras genom kravställning. Omfattas inte av nätтарiffen.	Ingår ej i nätnyttöersättningen
Ö-drift och dödnätsstart	Omfattas inte av nätтарiffen	Ingår ej i nätnyttöersättningen

3.1 Nätтарiffens konstruktion

Det har tidigare inte funnits några detaljerade regler eller föreskrifter för hur elnätstarifferna ska utformas och utformningen varierar därför idag mellan olika nätbolag. I Ellagen finns allmänt hållna bestämmelser för utformningen. Ellagen anger att tarifferna och villkoren för elöverföring ska vara skäliga, objektiva, icke-diskriminerande och utformade på ett sätt som är förenligt med effektivt utnyttjande av nätet och en effektiv elproduktion och elanvändning.

Objektiva nätтарiffer tolkas generellt sätt som att nätтарifferna ska vara kostnadsriktiga. Med kostnadsriktighet avses att den kund som bidrar till en kostnad ska vara med och betala den. Det finns inga regler som bestämmer vad som utgör en kostnadsriktig nätтарiff men Energimarknadsinspektionen har tidigare presenterat modeller som förslag på utformning, senast i *Ei R2012:14 Elnätstariffer - behövs mer regler om avgifternas utformning*²⁷.

Nätтарifferna omfattar idag typiskt tre komponenter:

- Fast avgift (kr/kund)
- Effektavgift (kr/kW) eller säkringsavgift (kr/kund)
- Energiavgift (kr/kWh)

²⁷ Energimarknadsinspektionen, *Ei R2012:14 Elnätstariffer - behövs mer regler om avgifternas utformning*, 2012

Energimarknadsinspektionens förslag på fördelning av kostnader på tariffkomponenter i Ei R2012:14 visas i Tabell 6. Förutom kostnader i det egna nätet, omfattar nättariffen även kostnader gentemot överliggande nät. Svenska kraftnät arbetar för närvarande inom ramen för den pågående tarifföversynen med införandet av tariffkomponent för reaktiv effekt i transmissionsnätstariffen.

Tabell 6. Förslag på fördelning av kostnader på tariffkomponenter i Ei R2012:14. Källa: Energimarknadsinspektionen²⁸

Tariffkomponent	Kostnader
Energiavgift [öre/kWh]	Nätförluster i egna nätet
	Rörliga kostnader överliggande nät, energidel (nätförluster)
Effektavgift [SEK/kW] respektive säkringsavgift [SEK/säkringsklass och år]	Rörliga kostnader överliggande nät, effektidel
	Fasta kostnader för överliggande nät
	Kapacitetskostnader (kapitalkostnader och drift och underhåll)
Fast avgift [SEK/kund]	Kundsärkostnader (administration, mätning, fakturering, kundservice, myndighetsavgifter)

3.1.1 Nättariffens komponenter enligt EIFS 2022:1

I Energimarknadsinspektionens nya föreskrifter, EIFS2022:1, definieras för första gången vilka komponenter som nättariffen ska innehålla. Föreskrifterna kommer att innebära mer enhetliga komponenter i framtiden. EI kommer även att släppa en handbok som ger en beskrivning om hur föreskrifter ska tillämpas. Reglerna ska vara implementerade senast 2027.

Enligt föreskrifterna ska nättarifferna delas in i fyra kostnadskomponenter:

- Kortsiktiga rörliga kostnader. Ska tas ut som en energiavgift (kr/kWh)
- Kundenspecifika kostnader. Ska tas ut som en fast avgift (kr/kund)
- Framåtblickande kostnader. Ska tas ut som effektavgift, baserad på uppmätt effekt. Ska vara tidsdifferentierad (SEK/MW)
- Residualkostnader. Ska tas ut som en fast avgift, baserad på abonnerad effekt i intervall eller motsvarande (SEK/kund)

Fördelningen av kostnader i de olika kostnadskomponenterna visas i Tabell 7.

²⁸ Energimarknadsinspektionen, Ei R2012:14 *Elnätstariffer - behövs mer regler om avgifternas utformning*, 2012

Tabell 7. Kostnadskomponenter enligt Energimarknadsinspektionens nya föreskrifter EIFS 2022:1

Tariffkomponent	Kostnader
Kortsiktiga rörliga kostnader [öre/kWh]	Nätförluster i egna nätet
	Andra kostnader som påverkas av kundens användning av elnätet på kort sikt
	Rörliga kostnader överliggande nät, energidel (nätförluster)
Kundspecifika kostnader [SEK/kund]	Kostnader för mätning, beräkning och rapportering
	Kundspecifika avgifter till annat ledningsnät
Framåtblickande kostnader [SEK/MW]	Kostnader som krävs för att bidra till ett effektivt nätutnyttjande på sikt
	Effektavgifter till överliggande nät
Residualkostnader [SEK/kund, baserat på säkringsstorlek]	Övriga kostnader
	Innehåller bland annat delar av dagens kapacitetskostnader, som idag ingår i effektavgiften

Den största skillnaden gentemot hur nättarifferna är utformade idag är införandet av kostnadskomponenten Residualkostnader, som bland annat innehåller delar av kapacitetskostnader som idag ingår i effektavgiften. Detta innebär att en större del av tariffen kommer utgöras av mer fasta delar.

3.1.2 Geografiskt beroende kostnader

En viktig aspekt för kraftvärmen vad det gäller den nytta den bidrar med till kraftsystemet är att kostnaderna för nätägaren beror på var elproduktionen är lokaliserad. Merparten av kraftvärmen i Sverige är lokaliserad i södra Sverige, där behovet av elproduktion är stort, och i anslutning till bebyggelse, nära användaren. Detta minskar energiförluster och behovet av nätinфраstruktur jämfört med elproduktion som behöver transporteras över längre sträckor.

Elproduktion och elanvändning medför olika kostnader för elnätet beroende på var anläggningarna är lokaliserade. Dessa geografiskt beroende kostnader utgörs av:

- **Förstärkningsbehov:** Överföring av el över längre sträckor innebär ett ökat behov av överföringskapacitet, såväl i lokal-, region- som transmissionsnät. Kostnaderna beror på de lokala förutsättningarna i varje område, och områdena emellan
- **Underhåll och reinvesteringar:** Ett större transmissions- och distributionssystem innebär ett större behov av underhåll och reinvesteringar i elnätet
- **Nätförluster:** Överföring av el över längre sträckor innebär högre förluster, vilket medför kostnader för nätbolagen

I teorin ska förstärkningsbehovet täckas av anslutningsavgifter, som aktörer som ansluter till elnätet betalar för de förstärkningar i elnätet som behövs för anslutningen. I detta sammanhang går det att skilja på *djupa* och *grunda* anslutningskostnader. I Sverige är anslutningsavgiften ofta baserad på djupa anslutningskostnader, vilket innebär att nätkunden får finansiera både själva anslutningsledningen och dess nätstation och de nätförstärkningar som måste göras i elnätet. Detta ger en stark lokaliseringssignal, som främjar lokalisering av produktion nära användningen. I praktiken finns det dock givetvis en gräns för

hur stor del av förstärkningsbehovet som täcks av anslutningsavgifter och hur stor del som betalas av kundkollektivet genom nättariffen, som varierar mellan olika nätbolag. Idag kan skönjas en trend mot en övergång mot mer grunda anslutningsavgifter, som baseras på kostnader mer direkt kopplade till själva anslutningen (och inte förstärkningsbehovet uppströms i nätet).

Kostnaderna tas även hänsyn till i utformningen av Svenska kraftnäts transmissionsnätstariff, genom:

- **Lokaliseringssignal (effektariff):** Svenska kraftnäts effektariff är differentierad och innebär generellt sett en lägre avgift för producenter i södra Sverige (där elnätsbehovet för inmatning är lågt) och högre avgift för producenter i norra Sverige, och vice versa för användning
- **Energiavgiften (förlustkoefficient):** Energiavgiften är differentierad beroende på hur man bidrar till nätförluster. Detta innebär i regel en lägre eller negativ avgift för inmatning i södra Sverige, även om avgiften bestäms för varje enskild anslutningspunkt.

Tariffkomponenternas geografiska beroende visas i Figur 7. Komponenterna ökar i regel för inmatning ju längre norrut i landet man kommer. Positiva värden på förlustkoefficienten innebär debitering vid inmatning och kreditering vid uttag.



Figur 7. Geografiskt beroende av effektavgift och förlustkoefficient i transmissionsnätstariffen. Varje punkt visar respektive komponent i en specifik nätstation, sorterat efter breddgrad. Positiva värden på förlustkoefficienten innebär debitering vid inmatning och kreditering vid uttag.

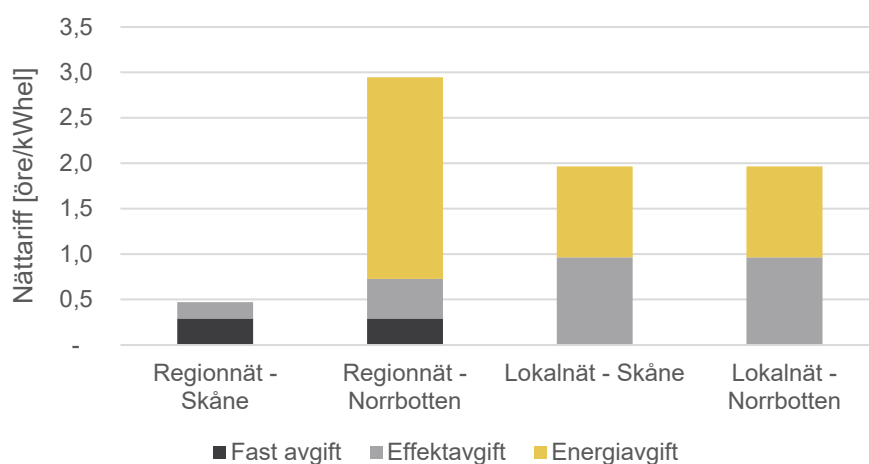
Transmissionsnätstariffens lokaliseringssignaler förs vidare till region- och lokalnäten, genom att kostnaderna för nätbolaget fördelas på dess kunder. Det finns ingen standard idag om hur det ska föras vidare vilket innebär att hur detta görs beror på hur respektive nätägare utformar sin nättariff och nätnyttosättning. Även regionnäten tar delvis hänsyn till anläggningarnas geografiska placering, genom att nättariffen för inmatning ofta inkluderar någon form av avståndskoefficient för inmatning. Hur denna avståndskoefficient är utformad varierar mellan olika nätbolag, där till exempel Vattenfall och Ellevio utgår från fågelavståndet till närmaste transmissionsnätstation, medan E.ON gör en mer avancerad beräkning av en så kallad kanaltariff. I lokalnät (och även för uttag i regionnät) är det idag inte tillåtet med avståndsdifferentierade tariffer.

I lokalnäten är det idag vanligt med samredovisning, vilket innebär att företagens lokalnät redovisas som en enhet. Detta får följden att nättarifferna är desamma i de olika lokalnäten, vilket medför att styrsignalerna i transmissionsnätet försvinner längre ner i systemet. Samredovisning över större områden har blivit vanligare under det senaste året, vilket är en följd av ändringar i ellagen 2022 där man tog bort att det var områden som ligger geografiskt nära varandra som ska samredovisas. I remisser till förslaget var bland annat Svenska kraftnät kritisk till ändringen just för att denna ansågs motverka möjligheten att via transmissionsnätavgiften styra överföringen mellan elområden.

Lokaliseringssignalen är även tänkt att uppnås genom elområdesindelningen. Sverige är sedan 2011 uppdelat i 4 elområden, där elpriset bestäms för varje elområde utifrån utbud, efterfrågan och överföringskapacitet till angränsande områden. Prisskillnader mellan elområden uppstår vid flaskhalsar mellan elområdena. När prisskillnader uppstår genereras så kallade flaskhalsintäkter, som tillfaller Svenska kraftnät. Hur flaskhalsintäkterna får användas regleras av EU:s elmarknadsförordning. Enligt elmarknadsförordningen ska intäkterna användas för att täcka kostnader för åtgärder som ökar eller upprätthåller överföringskapaciteten mellan elområden. Intäkterna får även användas till att reducera transmissionsnätavgiften. Flaskhalsintäkterna innebär en koppling mellan elmarknaden (elhandel) och nätavgifterna. Ett sätt att se på det är att prisskillnaderna genererar en intäkt till nätägaren (Svenska kraftnät) som ska användas för investeringar i transmissionsnätet för att undvika prisskillnader i framtiden.

3.1.3 Påverkan på kraftvärmens lönsamhet

Figur 8 visar exempel på nättariffer i region- och lokalnät för kraftvärme i södra respektive norra Sverige. Transmissionsnätstariffen har ett stort genomslag på regionnätstariffen, med stora skillnader mellan norra och södra Sverige (skillnaderna förstärks i dagsläget av höga elpriser, i synnerlighet i södra Sverige). I exemplet sker samredovisning av lokalnäten, vilket gör att transmissionsnätets lokaliseringssignaler suddas ut.



Figur 8. Exempel på nättariffer i region- och lokalnät för kraftvärme i Skåne respektive Norrbotten. Har beräknats utifrån tariffer för 2023, för en biobränsleeldad anläggning om 25 MW.

3.2 Nätnytttoersättning

Nätnytttoersättning är den ersättning som elnätsbolaget enligt ellagen automatiskt ska betala ut till en elproducent som matar in el till nytta för elnätet. Syftet är att ge incitament till investeringar i produktionsanläggningar som bidrar till samhällsnytta och en ökning av elproduktion. Tanken är att nätnytttoersättningen ska vara kostnadsneutral för övriga elnätskunder, där ersättningen ska motsvara den minskade kostnaden för nätbolaget som produktionsanläggningen medför.

Enligt ellagen ska ersättningen motsvara värdet av minskade energiförluster i nätägarens elnät och värdet av minskade avgifter som nätbolaget har till ett annat nät. Beräkningen av nätnytta kan delas upp i tre delar:

- Energiavgifter till överliggande nät
- Effektavgifter till överliggande nät
- Nätförluster i egna nätet

Det finns idag inga regler eller föreskrifter för hur nätnytttoersättningen ska beräknas, och metoden för att beräkna ersättningen varierar mellan olika nätbolag. Energimarknadsinspektionen har dock tagit fram en metod som används vid prövning av tvister. Metoden beskrivs översiktligt i Tabell 8.

Tabell 8. Översikt av Energimarknadsinspektionens metod för att beräkna nätnytttoersättningen vid prövning av tvister

Komponent	Metod
Energiavgift till överliggande nät	Baseras på produktions- och prisdata per timme för att ta hänsyn till differentierade energitariffer
Effektavgift till överliggande nät	Baseras på uppmätt produktion (effektbidrag) under avgiftsdimensionerande timmar, utifrån produktionsdata per timme för den utvärderade perioden
Nätförluster i egna nätet	Beräknas utifrån produktion och schabloniserade värden

Beräkningen av minskade effektavgifter baseras på faktiskt produktion under avgiftsdimensionerade timmar för den utvärderade perioden. Detta kan ses som en ex-post-metod till skillnad mot en ex-ante metod som utgår från vilket effektbidrag nätbolaget faktiskt kan räkna med i sin nätplanering för nästkommande år. En ex-post-metod riskerar att underskatta värdet av planerbar och tillförlitlig elproduktion jämfört med variabel elproduktion. Idag använder dock de flesta nätbolagen en ex-ante-metod, som utgår från en schablonisering av bidraget från olika kraftslag.

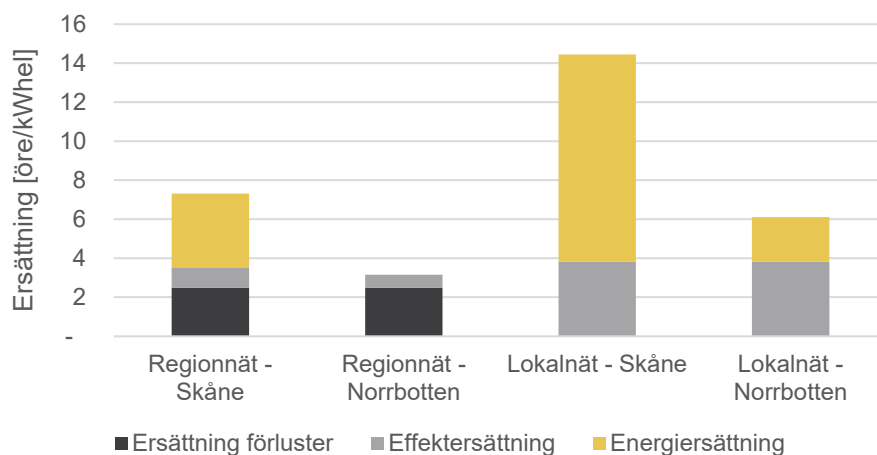
Nätnytttoersättningen inkluderar värdet av minskade energiförluster i nätägarens elnät och värdet av minskade avgifter till överliggande nät. Ersättningen kan på så sätt sägas fånga det lokala värde kraftvärmeproduktion medför i form av minskade överföringsförluster, och delvis fånga det lokala värdet i form av ett minskat förstärknings- och underhållsbehov i elnätet (genom effektavgiften till överliggande nät). Värdet av ett minskat förstärknings- och underhållsbehov omfattas dock bara på ett generellt plan, och ersättningen tar till exempel inte hänsyn till påverkan på investeringar i det egna nätet eller delar av förstärkningsbehovet som finansieras med anslutningsavgifter. Ersättningen inkluderar inte heller andra förmågor som kraftvärmen kan bidra med lokalt i elnätet, såsom reaktiv effektkompensering, spänningsreglering eller lokal beredskap. Flera kraftvärmebolag lyfter i intervju- och enkätsvar att

nätnytttoersättningen även borde omfatta andra lokala förmågor. Kraftvärmebolagen nämner också att dom anser att nätnytttoersättningen idag inte är tillräcklig i förhållande till den nytta kraftvärmens bidrar med, och att planerbar respektive icke-planerbar produktion borde värderas olika i beräkningen av nätnytttoersättningen.

En annan viktig aspekt är att nätnytttoersättningen endast täcker de rörliga kostnadsminskningarna för elnätsbolaget. Ersättningen kan på så sätt sägas motsvara den lokala nyttan så länge som det finns förutsättningar för att utöka abonnemanget mot överliggande nät. Vid lokal kapacitetsbrist kan värdet av den lokala nyttan vara betydligt större. Värdet utgörs i detta fall av en minskad risk för lokal effektbrist eller en ökad möjlighet till nya anslutningar, som inte reflekteras av nätnytttoersättningen.

3.2.1 Påverkan på kraftvärmens lönsamhet

Kraftvärmebolagen nämner i intervju- och enkätsvar att nätnytttoersättningen idag har en begränsad påverkan på lönsamheten, även om ersättningen växt något under det senaste året till följd av höga elpriser. Ersättningen kan dock bidra till helheten genom att ge extra intäkter på marginalen. Figur 9 ger exempel på nätnytttoersättningen för en biobaserad kraftvärmeanläggning med en installerad kapacitet om 25 MW. För anläggningen uppgår ersättningen till mellan 3–14 öre/kWh, beroende på var och på vilken nätnivå anläggningen är ansluten. Detta kan jämföras med ett "normalt" elpris om 40–60 öre/kWh (observera dock att energiersättningen för lokalnät är beräknade på den faktiska tariffen för 2023, som är högre än normalt på grund av höga elpriser under 2022 och höga förväntade elpriser 2023).



Figur 9. Exempel på nätnytttoersättning i region- och lokalnät för kraftvärme i Skåne respektive Norrbotten. Har beräknats utifrån tariffer för 2023. Notera att tariffen som använts för lokalnät inkluderar förluster i det egna nätet i energiersättningen.

Utöver utformningen av nätnytttoersättningen i sig beror ersättning på nättariffen i överliggande nät. En stor del av nätnytttoersättningen utgörs av minskade energiavgifter och effektavgifter till överliggande nät. Hur nättarifferna utformas får därmed effekter på kraftvärmens ersättning och hur väl denna kompenserar för den nytta kraftvärmens bidrar med till kraftsystemet.

Kostnadsriktiga nättariffer är därmed en förutsättning för att ersättningen till kraftvärmen ska spegla den nytta kraftvärmen bidrar med, där tariffens komponenter motsvarar nätbolagets faktiska kostnadsposter. Om nättarifferna inte är kostnadsriktiga, finns det en risk att kraftvärmen inte heller får ersättning för nyttan (eller får en för hög ersättning). I de nya föreskrifterna för nättariffernas utformning kommer sannolikt betydande del av effektavgiften överföras till kostnadskomponenten Residualkostnader, som är en fast avgift. Detta innebär en risk för minskad nätnyttoersättning för kraftvärmen, om man inte ser över hur ersättningen beräknas.

På samma sätt är en förutsättning för att ersättningen ska spegla den lokala nyttan kraftvärmen bidrar med till följd av sin geografiska placering att nättarifferna speglar de geografiskt beroende kostnaderna. Om de geografiskt beroende kostnaderna smetas ut över för stora områden riskerar detta att leda till att nätnyttoersättningen inte speglar den verkliga nyttan i underliggande nät.

4 Kvantifiering av systemnyttornas värde och påverkan på kraftvärmens lönsamhet

I detta avsnitt görs en kvantitativ uppskattning av förmågornas värde och vad ett deltagande på de befintliga marknaderna eller en prissättning av de förmågor som inte är prissatta idag skulle kunna ha för påverkan på kraftvärmens lönsamhet. De huvudsakliga frågeställningar som ämnas besvaras är:

- Vad är värdet att delta på de befintliga stödtjänstmarknaderna?
- Vad är värdet av de förmågor kraftvärmens bidrar eller skulle kunna bidra med men som inte är prissatta idag?
- Vad skulle en prissättning av de förmågor som inte är prissatta idag innebära för kraftvärmens lönsamhet?
- Vilken ökade effekt skulle kraftvärmens kunna bidra med genom deltagandet i olika stödtjänstmarknader/marknadsmekanismer?

Att kvantifiera värdet av de förmågor som kraftvärmens kan bidra med är i många fall svårt. Värdet av förmågorna varierar i stor utsträckning beroende på lokala förutsättningar och aktuell produktionsmix som i sin tur är föränderliga över tid, både inom året och på sikt. Värdet beror även på vilka andra resurser i kraftsystemet som kan bidra med förmågan. För en detaljerad bedömning av förmågornas värde krävs en omfattande systemanalys som tar hänsyn till alla dessa element och hur de interagerar med varandra.

Kvantifieringen i denna rapport syftar till att ge en grov uppskattning av värdet, och en fingervisning om hur kraftvärmens bidrag till kraftsystemet kan värderas. Resultaten ska inte ses som exakta svar eller förslag på hur stor en eventuell ersättning bör vara, utan som ett *första steg* i att förstå vad en prissättning skulle kunna innebära. För många av förmågorna arbetar Svenska kraftnät för närvarande med mer detaljerade analyser av hur en ersättning eller stödtjänster ska utformas och hur stora ersättningarna ska vara.

Kvantifieringen av de förmågor kraftvärmens kan bidra med som redan är prissatta idag utgår från priser på de befintliga marknaderna och kraftvärmens möjligheter att delta på dessa marknader. För de förmågor som inte är prissatta idag utgår kvantifieringen i första hand från alternativkostnaden för utrustning eller produktion som skulle kunna ersätta förmågan. Det är viktigt att poängtera att värdet även beror på behovet av förmågan, vilket beror på geografisk placering och vilka andra resurser som redan bidrar med förmågan.

Analysen utgår från intäkterna för en typisk kraftvärmeanläggning. Typanläggningen utgörs av ett bibränsleeldat kraftvärmeverk om 25 MW, belägen i södra Sverige (SE3). Generella antaganden för typanläggningen visas i Tabell 9. Specifika antagandet för anläggningens bidrag med olika förmågor presenteras i respektive delavsnitt.

Tabell 9. Beskrivning av typanläggningen

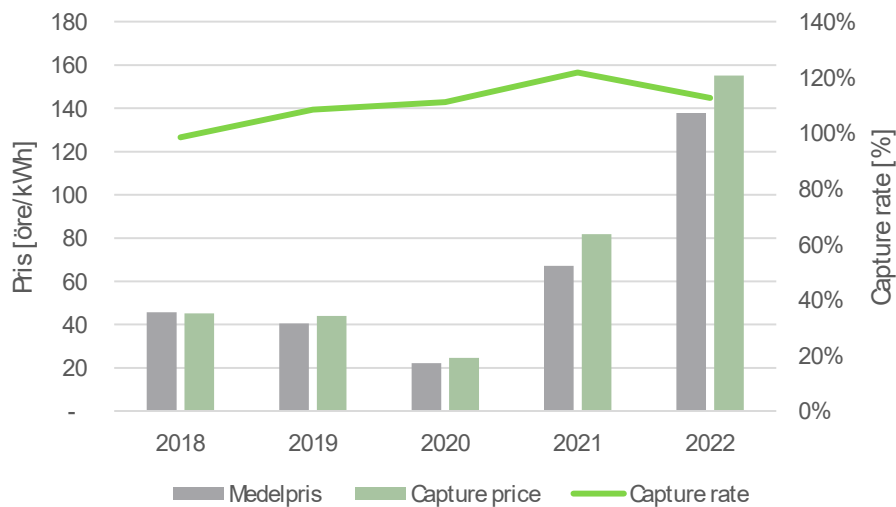
Antagande		Kommentarer
Installerad effekt, termisk	83 MW	
Installerad effekt, el	25 MW	
Verkningsgrad, termisk	105 %	Inkluderar värmeåtervinning med hjälp av rökgaskondensator
Fullasttimmar	5500 MWh/MW/år	
Bränsle	Skogsflis	
Elpris	60 öre/kWh	Medelpris i elområde SE3 under perioden 2018-2022
Värmepris	40 öre/kWh värme	Baserad på kostnaden för alternativ värmeproduktion i hetvattenpanna ²⁹

4.1 Tillräcklighet (förmågor tillförlitlig elproduktion och effektreserv)

På en energy-only-marknad prissätts den grundläggande balanseringen på spotmarknaden. Genom att kunna producera under perioder med högre elpriser (då behovet av elproduktion är stort) får planerbar och tillförlitlig elproduktion större intäkter från marknaden, deras *energivärde* ökar (se avsnitt 2.1).

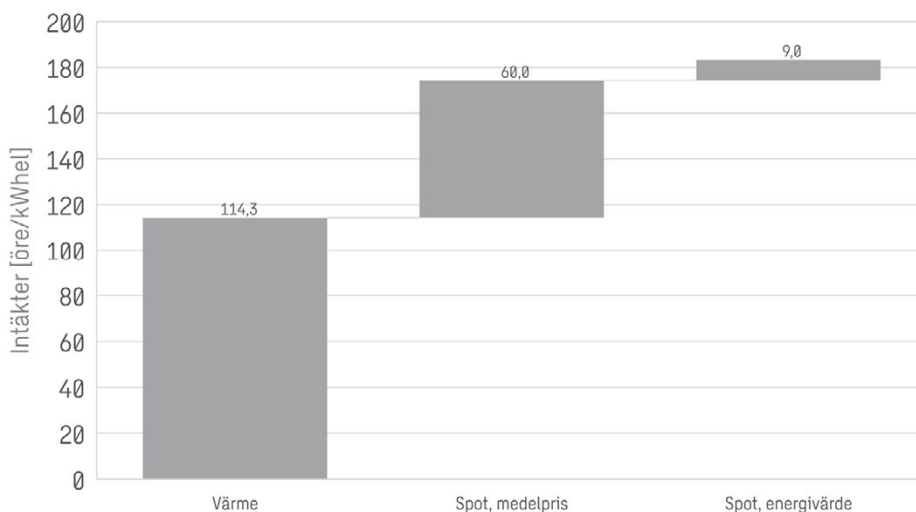
Figur 10 visar medelpriser i elområde SE3 under de fem senaste åren jämfört med kraftvärmens teknologiviktade spotpris och värdefaktor. Kraftvärmens producerar generellt sett under perioder med högre elpriser, vilket gör att det teknologiviktade spotpriset är högre än medelpriset. Detta beror dels på att kraftvärmens producerar mer under vinterhalvåret då elpriserna generellt sett är högre, dels på att den i viss utsträckning har förmågan att anpassa produktionen efter priset. Under de senaste fem åren uppgår värdefaktorn i elområde SE3 till 15 %.

²⁹ Energiforsk, *El från nya anläggningar*, 2021



Figur 10. Capture price och capture rate för kraftvärme i elområde SE3 under perioden 2018-2022

Värdet av att bidra med planerbar och tillförlitlig elproduktion på dagens elmarknad kan således beskrivas med anläggningens värdefaktor och energivärde. I denna studie antas typanläggningens värdefaktor uppgå till 15 %, baserat på historiska medelpriser i elområdet. Påverkan på lönsamheten för typanläggningen visas i Figur 11. Med större prisvariationer ökar energivärdet för planerbar och tillförlitlig elproduktion.



Figur 11. Påverkan på lönsamheten för typanläggningen från en högre intjäningsförmåga på spotmarknaden

Med dagens marknadsmodell finns det ingen extra ersättning för tillförlitlig elproduktion utöver intäkterna från spotmarknaden. Värdet av förmågan är svår att bedöma, eftersom den delvis hänger ihop med den grundläggande balansering som idag ersätts genom prissättningen på spotmarknaden. Utöver den grundläggande balanseringen kan nyttan med tillförlitlig elproduktion beskrivas som en minskad risk för effektbrist eller ett minskat behov av reserver

i systemet. Effektbrist har aldrig förekommit i Sverige och kostnaderna för effektreserven är i dagsläget förhållandevis små, vilket gör att detta värde idag kan ses som begränsat.

Med en snabbt ökande elanvändning och en växande andel intermittent elproduktion i kraftsystemet kan dock behovet och värdet av tillförlitlig elproduktion väntas bli större. I Svenska kraftnäts rapport *Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden*³⁰ görs bedömningen att den förväntade elektrifieringen kommer att innebära att de befintliga resurserna i form av äldre anläggningar inte kommer att räcka till, vilket innebär ett behov av nyinvesteringar i planerbar och tillförlitlig elproduktion. För att ge incitament till sådana nyinvesteringar föreslår Svenska kraftnät införandet av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism, vilket skulle innebära en mer direkt ersättning till tillförlitlig elproduktion. Hur stor en sådan ersättning skulle kunna vara är i dagsläget svårt att bedöma då detaljerna för hur en sådan marknad skulle se ut inte är fastställda. Intäkterna från en kapacitetsmarknad påverkar också intäkterna från spotmarknaden, genom att dämpa pristopporna på marknaden.

4.2 Frekvensreglering

Förmågor relaterade till frekvensreglering prissätts idag genom stödtjänstmarknaderna FCR och FRR. Värdering sker i konkurrens genom budgivning på marknaderna.

Värdet av att delta uppskattas genom att beräkna nettointäkter för Swecos typkraftverk utifrån nuvarande priser på marknaderna. Analysen fokuserar på stödtjänstmarknaderna mFRR och FCR-N, som är de marknader där kraftvärmens bedöms ha som bäst förutsättningar att delta. En mer ingående beskrivning av marknaderna och förutsättningarna för kraftvärmens att delta på marknaderna återfinns i delfeverans 1 av denna studie.

4.2.1 Värde av att delta på dagens mFRR-marknad

Utöver den tekniska förmågan beror kraftvärmens deltagande på värmeunderlaget (och anläggningarnas flexibilitet i form av värmebuffert eller bortkylning till luft eller vattendrag) och att det finns utrustning och en organisation för att arbeta med marknaderna. Deltagandet beror även på priserna på spotmarknaden, som påverkar kraftvärmens utrymme att reglera produktionen.

Deltagande med uppreglering innebär en kostnad för kraftvärmeanläggningen, antingen i form av en ökad bränsleanvändning eller kostnader för alternativ värmeproduktion, som behöver vägas upp av intäkterna från mFRR-marknaden. Denna kostnad (budpriset) varierar beroende på i vilket driftskede

³⁰ Svenska kraftnät, *Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden*, 2023

anläggningen befinner sig i, se

<p>Fall 1 Avställd anläggning mFRR: inget utrymme för varken upp- eller nedreglering</p>	
<p>Fall 2: Värmebehov < värmekapacitet mFRR: utrymme för uppreglering Kräver: utrustning för fläktning eller ackumulatör Kostnad bestäms av: bränslekostnad inklusive extra värmeproduktion.</p>	
<p>Fall 3.a: Värmebehov >= värmekapacitet Höga elpriser = maximal elproduktion</p>	<p>Fall 3.b: Värmebehov >= värmekapacitet Låga elpriser = låg elproduktion mFRR: utrymme för uppreglering Kräver: Möjlighet att reglera mellan värme- och elproduktion i anläggningen (flesta har den möjligheten i olika utsträckning), möjlighet att öka värmeproduktionen i en anläggning i drift eller värmeproduktion som kan startas upp snabbt + ackumulatör/tröghet som kan ta den snabba förändringen Kostnad bestäms av: produktionskostnad för alternativ värmeproduktion (-1:1 el/värme)</p>
<p>Fall 3.a.1 Ingen kondenssvans mFRR: inget utrymme för uppreglering</p>	<p>Fall 3.a.2 Kondenssvans (kräver att full kondenssvans inte redan utnyttjas för elproduktion till spotmarknad) mFRR: utrymme för uppreglering Kräver: kondenssvans, möjlighet att öka värmeproduktionen eller nyttja värmeproduktion som kan startas upp snabbt + ackumulatör/tröghet som kan ta den snabba förändringen. Kostnaderna för alternativ värmeproduktion behöver underskrida intäkterna från mFRR, och samtidigt överskrida eventuella intäkter från spotmarknaden Kostnad bestäms av: Produktionskostnad för alternativ värmeproduktion (1:2 el/värme)</p>

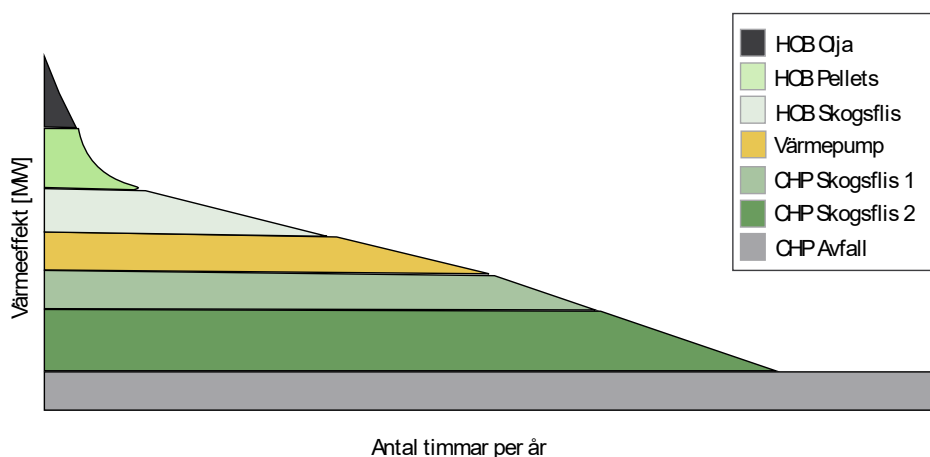
Figur 12. Möjligheterna att delta och alternativkostnad i varje driftskede, samt hur ofta och när anläggningen befinner sig i respektive skede, beror på de tekniska förutsättningarna för anläggningen och värmesystemet i sin helhet, och varierar i stor utsträckning mellan olika anläggningar.

<p>Fall 1 Avställd anläggning mFRR: inget utrymme för varken upp- eller nedreglering</p>	
<p>Fall 2: Värmebehov < värmekapacitet mFRR: utrymme för uppreglering Kräver: utrustning för fläktning eller ackumulatör Kostnad bestäms av: bränslekostnad inklusive extra värmeproduktion.</p>	
<p>Fall 3.a: Värmebehov >= värmekapacitet Höga elpriser = maximal elproduktion</p>	<p>Fall 3.b: Värmebehov >= värmekapacitet Låga elpriser = låg elproduktion mFRR: utrymme för uppreglering Kräver: Möjlighet att reglera mellan värme- och elproduktion i anläggningen (flesta har den möjligheten i olika utsträckning), möjlighet att öka värmeproduktionen i en anläggning i drift eller värmeproduktion som kan startas upp snabbt + ackumulatör/tröghet som kan ta den snabba förändringen Kostnad bestäms av: produktionskostnad för alternativ värmeproduktion (-1:1 el/värme)</p>
<p>Fall 3.a.1 Ingen kondenssvans mFRR: inget utrymme för uppreglering</p>	<p>Fall 3.a.2 Kondenssvans (kräver att full kondenssvans inte redan utnyttjas för elproduktion till spotmarknad) mFRR: utrymme för uppreglering Kräver: kondenssvans, möjlighet att öka värmeproduktionen eller nyttja värmeproduktion som kan startas upp snabbt + ackumulatör/tröghet som kan ta den snabba förändringen. Kostnaderna för alternativ värmeproduktion behöver underskrida intäkterna från mFRR, och samtidigt överskrida eventuella intäkter från spotmarknaden Kostnad bestäms av: Produktionskostnad för alternativ värmeproduktion (1:2 el/värme)</p>

Figur 12. Förenklad illustration över hur kraftvärmens möjligheter att delta med uppreglering på mFRR varierar beroende på vilket driftskede anläggningen befinner sig i.

Förutsättningarna för nedreglering är överlag goda (förutom tillfällen då anläggningen är avställd). De flesta anläggningar har möjlighet att minska elproduktionen genom att låta ångan gå förbi turbinen. Vid nedreglering sker en kostnadsbesparing i form av minskade bränslekostnader (i princip 1 MW bränslebesparing för 1 MW nedreglering). För att kraftvärmeanläggningen ska bli avropad krävs det förenklat att kostnadsbesparingen (budpriset) överstiger besparingarna från andra anläggningar. För vattenkraften, som oftast utgör marginalpriset för nedreglering, beror kostnadsbesparingen på vattenvärdet, som inkluderar de framtida intäktsmöjligheterna för det lagrade vattnet.

Som nämns ovan beror förutsättningarna och budpriset i varje driftskede även på utformningen av värmesystemet i sin helhet. Detta illustreras av det principiella varaktighetsdiagrammet i Figur 13. Hur ofta och när olika anläggningar är i drift beror på värmeunderlaget och anläggningens produktionskostnader i jämförelse med andra värmeproduktionsanläggningar i systemet. Avfallseldade kraftvärme- och värmepumpar producerar i regel så mycket och ofta som möjligt, därefter följer bioeldad kraftvärme, värmepumpar, värmepannor och spetspannor. Driftordningen varierar mellan olika värmesystem beroende på vilka produktionsanläggningar som finns att tillgå och anläggningarnas specifika kostnader. Driftordningen varierar även beroende på priserna på bränsle och el. Större värmesystem har flera produktionsanläggningar och därmed flera möjligheter att optimera produktionen mellan de olika anläggningarna.



Figur 13. Principiellt varaktighetsdiagram för värmeproduktionen i ett (större) fjärrvärmesystem

Värdet av att delta på mFRR-marknaden uppskattas genom att utifrån upp- och nedregleringspriser och antaganden om alternativkostnader och budpriser timme för timme beräkna aktivering och nettointäkter för typanläggningen:

- För uppreglering bestäms budpriset varje timme utifrån uppregleringskostnaden, summerat med en buffert för att ta hänsyn till slitage och organisatoriska utmaningar som regleringen medför. Uppregleringskostnaden utgörs av kostnaden för alternativ värmeproduktion eller en ökad bränsleanvändning, som beror på vilket driftskede anläggningen befinner sig i. Anläggningen blir avropad de timmar när budpriset understiger uppregleringspriset på marknaden. Nettointäkterna under dessa timmar bestäms sedan utifrån:

- $\text{Nettointäkt}^{31} = (\text{uppregeringspris} * \text{avropad volym} - \text{uppregeringskostnad}) * \text{avropad volym}$
- För nedreglering bestäms budpriset varje timme utifrån bränslebesparingen som nedregleringen medför, summerat med en buffert för att ta hänsyn till slitage och organisatoriska utmaningar. Anläggningen blir avropad när budpriset överstiger nedregleringspriset på marknaden. Nettointäkterna blir i detta fall:
 - $\text{Nettointäkt}^{32} = (\text{bränslebesparing} - \text{nedregleringspris}) * \text{avropad volym}$

Som beskrivs ovan beror möjligheterna att delta och alternativkostnaden i olika driftskeden, samt hur ofta anläggningen befinner sig i respektive skede, på hur anläggningen och värmesystemet är utformat. Utformningen varierar i stor utsträckning mellan olika anläggningar, vilket gör det svårt att definiera generella förutsättningar för att delta på mFRR-marknaden.

Figur 14 visar antaganden kring körordning och driftskeden för typanläggningen och värmesystemet i sin helhet. Beräkningen utgår från Fall 3.a.2 i

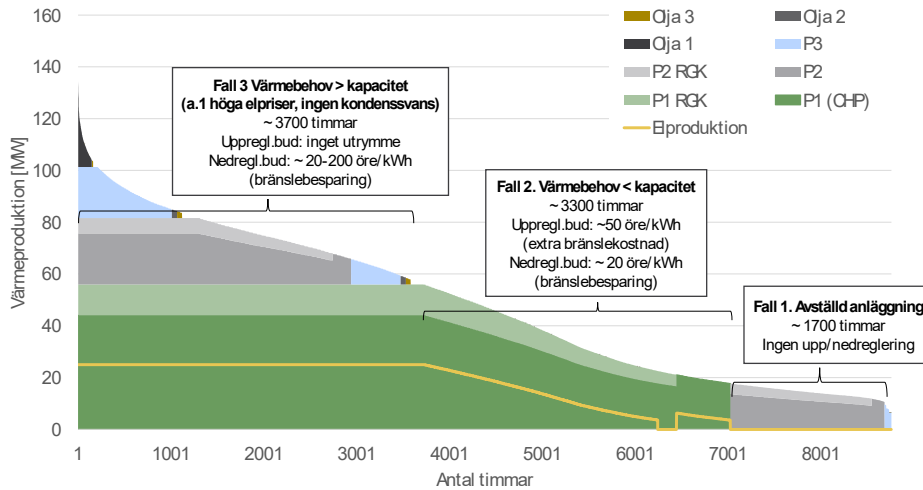
Fall 1 Avställd anläggning mFRR: inget utrymme för varken upp- eller nedreglering	
Fall 2: Värmebehov < värmekapacitet mFRR: utrymme för uppregering Kräver: utrustning för fläktning eller ackumulator Kostnad bestäms av: bränslekostnad inklusive extra värmeproduktion.	
Fall 3.a: Värmebehov >= värmekapacitet Höga elpriser = maximal elproduktion	Fall 3.b: Värmebehov >= värmekapacitet Låga elpriser = låg elproduktion mFRR: utrymme för uppregering Kräver: Möjlighet att reglera mellan värme- och elproduktion i anläggningen (flesta har den möjligheten i olika utsträckning), möjlighet att öka värmeproduktionen i en anläggning i drift eller värmeproduktion som kan startas upp snabbt + ackumulator/tröghet som kan ta den snabba förändringen Kostnad bestäms av: produktionskostnad för alternativ värmeproduktion (~1:1 el/värme)
Fall 3.a.1 Ingen kondenssvans mFRR: inget utrymme för uppregering	Fall 3.a.2 Kondenssvans (kräver att full kondenssvans inte redan utnyttjas för elproduktion till spotmarknad) mFRR: utrymme för uppregering Kräver: kondenssvans, möjlighet att öka värmeproduktionen eller nyttja värmeproduktion som kan startas upp snabbt + ackumulator/tröghet som kan ta den snabba förändringen. Kostnaderna för alternativ värmeproduktion behöver underskrida intäkterna från mFRR, och samtidigt överskrida eventuella intäkter från spotmarknaden Kostnad bestäms av: Produktionskostnad för alternativ värmeproduktion (1:2 el/värme)

Figur 12 ovan, vilket innebär begränsade möjligheter att delta på mFRR-marknaden när anläggningen går för fullt (värmebehovet överstiger kapaciteten). Möjligheterna att delta med uppregering på mFRR-marknaden ökar för anläggningar med kondenssvans, likaså kan möjligheterna att delta öka under perioder med låga spotpriser (under perioder med låga spotpriser är dock även priserna på mFRR- marknaden, generellt sett, lägre). Möjligheterna att delta med uppregering blir även större om det finns flera kraftvärmearnläggningar eller pannor i systemet. Detta ökar dock endast möjligheterna för systemet, och inte

³¹ Beroende på anläggningens elavtal kan det även tillkomma en extra intäkt för ökad produktion av el

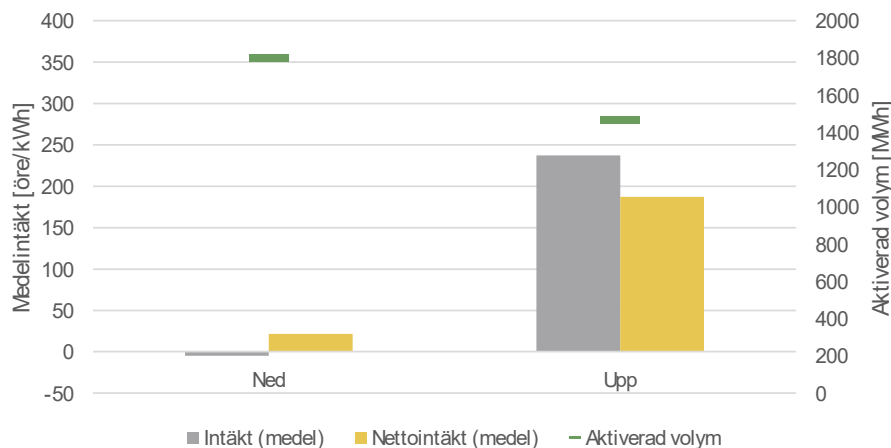
³² Beroende på anläggningens elavtal kan det även tillkomma en kostnad/reducerad intäkt för minskad produktion av el

för anläggningen i sig. Generellt sett är andelen timmar då kraftvärmen kan bidra med uppreglering högre för anläggningar med en lägre utnyttjandetid.



Figur 14. Antaganden kring körordning och driftskeden för typanläggningen och värmesystemet, för beräkningen av nettointäkter från mFRR P1 står för panna 1, P2 för panna 2 och P3 för panna 3. RGK står för rökgaskondensering.

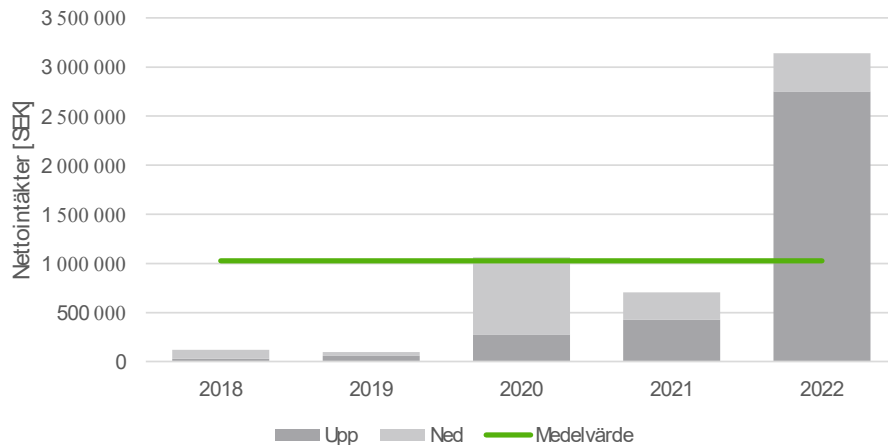
Figur 15 visar aktiverad volym, intäkt och nettointäkt för typanläggningen under 2022. Nettointäkten avser intäkterna från mFRR subtraherat med bränslekostnaderna respektive bränslesparningarna från att delta på marknaden.



Figur 15. Beräknad aktiverad volym, intäkter och nettointäkter för typanläggningen år 2022. Nettointäkten avser intäkterna från mFRR subtraherat med bränslekostnaderna respektive bränslesparningarna från att delta på marknaden. Typanläggningen befinner sig i elområde SE3

Beräkningen av totala nettointäkter för perioden 2018–2022 för typanläggningen som Sweco använt sig av vid kvantifieringen av värdet visas i Figur 16. Intäkterna stiger kraftigt under 2020-2021, för att tillta ytterligare under 2022. De ökade intäkterna förklaras huvudsakligen av exceptionellt höga elpriser, men även av ett växande behov med fler avrop. 2020 karaktäriserades av ovanligt låga elpriser, mycket vindkraftsproduktion och ett starkt hydrologiskt överskott, vilket

förklarar varför nettointäkterna från nedreglering överstiger de från uppreglering under året.



Figur 16. Beräknade årliga nettointäkter från mFRR-marknaden för typanläggningen. Typanläggningen befinner sig i elområde SE3

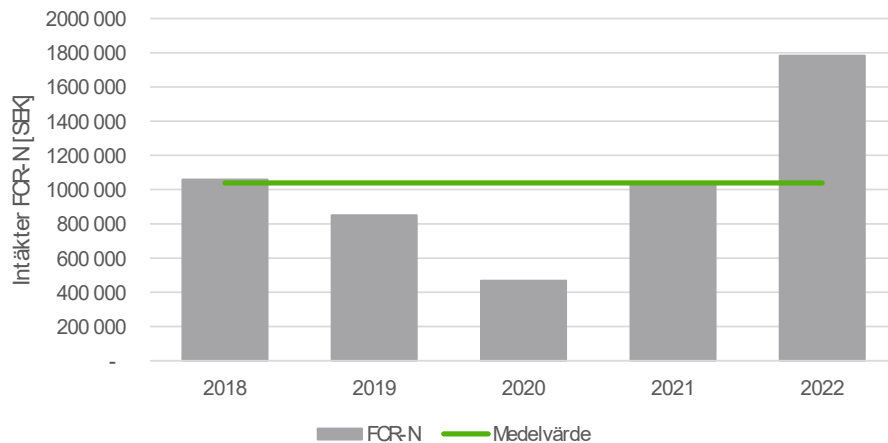
4.2.2 Värde av att delta på FCR-N-marknaden

Jämfört med mFRR ställer leverans av FCR-N högre krav på en snabb aktivering, vilket sätter en begränsning för vilka budvolymerna kraftvärmerna kan delta med. Lägre budvolymerna innebär samtidigt att påverkan på värmeproduktionen och bränsleanvändningen blir mindre, vilket innebär en mindre ansträngning för anläggningen och värmesystemet. Det finns ofta utrymme att öka produktionen i pannan, så länge produktionsökningen är liten.

För att uppskatta värdet av att delta på FCR-N-marknaden görs en något förenklad beräkning baserad på antaganden om den maximala budvolymen för typanläggningen och medelpriser på FCR-N:

- För en typisk kraftvärmeanläggning uppgår upprampningstiden till 0,1-0,5 MW/min. FCR-N ställer krav på aktivering av 63 % av volymen inom en minut och 100 % inom tre minuter. Tillsammans innebär detta ett tak på budvolymerna om 0,15-0,8 MW.
- Typanläggningen antas kunna delta med 0,5 MW vid topplast, som skalas med förbrukningen. Detta innebär att intäkterna från FCR-N kan beräknas som:
 - $\text{intäkter} = \text{medelpris} * 0.5 * \text{fullasttimmar}$
- Ingen hänsyn tas till extra kostnader för kraftvärmerna att delta. Utgångspunkten är att sådana små effektförändringar kan göras utan att nämnvärt påverka produktionen. Eftersom FCR-N är en symmetrisk produkt, kan extra bränslekostnader vid uppreglering antas vägas upp av besparingar vid nedreglering.

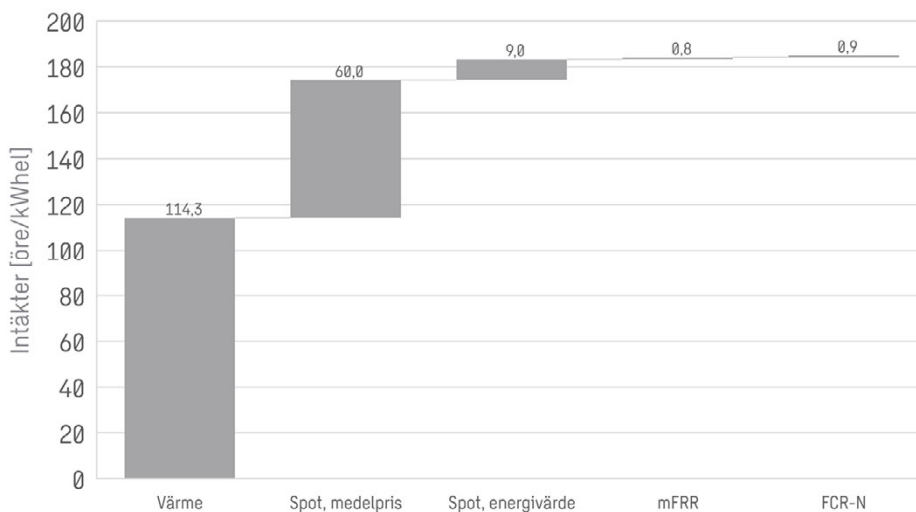
Beräkningen av totala nettointäkter för perioden 2018–2022 för typanläggningen som Sweco använt sig av för att kvantifiera värdet visas i Figur 17. Intäkterna varierar kraftigt från år till år, vilket beror på variationer i elpriset på spotmarknaden. Prisutvecklingen på FCR-N-marknaden följer den på spotmarknaden då spotpriset påverkar buderna från vattenkraften, som utgör merparten av deltagandet på marknaden.



Figur 17. Beräknade årliga intäkter från FCR-N-marknaden för typanläggningen.

4.2.3 Värde av att delta på frekvensmarknaderna

Figur 18 visar intäkterna från att delta på mFRR-marknaden och FCR-N-marknaden i förhållande till intäkterna från försäljning av el och värme. Intäkterna för mFRR och FCR-N har baserats på ett medelvärde för perioden 2018–2022. Deltagandet på mFRR-marknaden och FCR-N-marknaden har en begränsad påverkan på typanläggningens totala intäkter. I jämförelsen står intäkterna från mFRR- och FCR-N-marknaden tillsammans för knappt 1 procent av de totala intäkterna utifrån hur marknaderna är utformade idag.



Figur 18. Intäkter för typanläggningen från att delta på mFRR marknaden och FCR-N marknaden i förhållande till intäkterna från försäljningen av el och värme. Notera att öre/kWhel avser anläggningens försäljning av el på spotmarknaden

Figuren ovan ger endast ett nedslag i intäktsbilden för kraftvärmens för en specifik anläggning under specifika förutsättningar. Intäkterna från stödtjänstmarknaderna varierar mellan olika anläggningar, och kan i många fall vara betydligt större. Den övergripande bilden delas dock av kraftvärmebolagen

i enkät- och intervjuvar, där intäkter från stödtjänstmarknaden mer ses som en bonus till anläggningarnas huvudsakliga intäktskällor. Detta är också en anledning till att kraftvärmens deltagande på stödtjänstmarknaderna för närvarande är begränsat.

Sedan 2020 genomförs en kompletterande upphandling av störningsreserv för att säkerställa tillräcklig volym resurser i SE3 och SE4, vilket för kraftvärmens kan innebära en ytterligare intäkt och har inneburit ökat deltagandet på mFRR-marknaden. Att upphandlingen av störningsreserv har inneburit ökat deltagande på mFRR-marknaden beror på att ett krav i den upphandlingen är att upphandlad volym läggs in som bud på mFRR-marknaden. Svenska kraftnät planerar även att i september 2023 införa en kapacitetsmarknad för mFRR vilket även det kan komma att bidra till ökad och mer förutsägbar intäkt för kraftvärmens vid deltagande. Mer om utvecklingen av mFRR-marknaden och hur mFRR-marknaden förhåller sig till upphandlingen av Störningsreserv går att läsa om i delseleverans 1 av uppdraget.

4.3 Mothandel och omdirigering

Värdet av förmågan att kunna bidra med mothandel och omdirigering är svårt att kvantifiera eftersom värdet i stor utsträckning beror på anläggningarnas geografiska placering och förutsättningarna för elnätet och övrig produktion i området. En brist på mothandelsresurser kan dels ersättas av andra resurser i området, antingen i form av flexibel elproduktion eller elanvändning, men Svenska kraftnät har också andra metoder för att hantera risk för överbelastning i transmissionsnätet innan driftskedet, däribland att begränsa överföringskapaciteten som tilldelas spotmarknaden. På längre sikt kan Svenska kraftnät hantera mer strukturella överbelastningar (flaskhalsar) i transmissionsnätet genom nätförstärkning eller att förändra elområdesindelningen.

De olika resurserna som används för mothandel och omdirigering och hur mFRR-resurser, upphandlade mothandelsresurser och störningsreserven förhåller sig till varandra beskrivs mer ingående i delseleverans 1 av detta uppdrag. På dagens elmarknad ersätts förmågan i första hand genom prissättning på mFRR-marknaden. Ersättning betalas enligt pay-as-bid i de fall resurserna är prissatta högre än obalanspriset. När resurserna på mFRR-marknaden inte räcker till används kompletterande störningsreserv och extra upphandling av mothandelsresurser. Avtal och ersättningar för upphandlingen av extra mothandelsresurser är ej offentliga handlingar eftersom dessa bedöms kunna påverka leverantörerna i kommande upphandlingar och det är därför svårt att kvantifiera värdet för kraftvärmens att delta utifrån upphandlingen. Resurserna som deltar i den extra upphandlingen av mothandelsresurser utgörs uteslutande av större, äldre reservanläggningar som inte deltar på spotmarknaden.

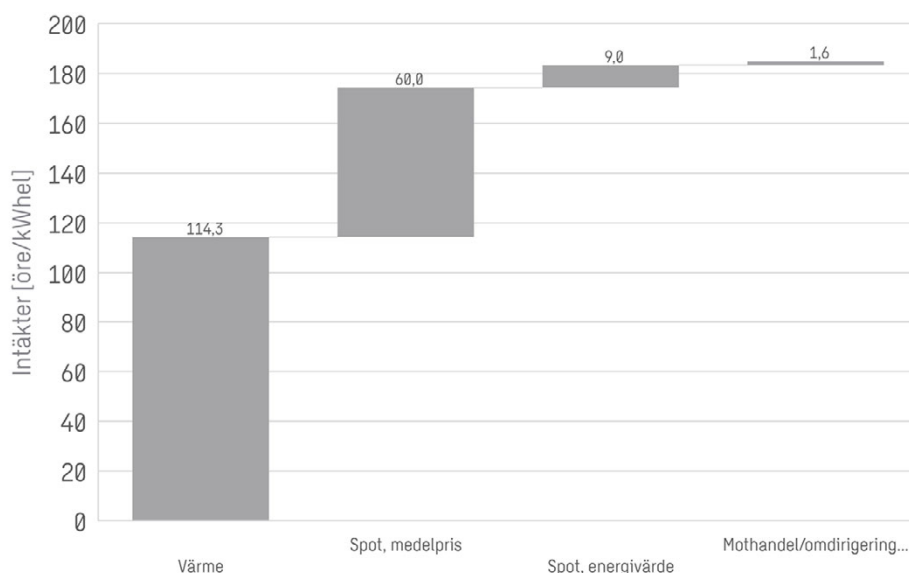
Den kompletterande upphandlingen av störningsreserv tillåter däremot deltagande med mindre volymer vilket möjliggör deltagande för aktiva anläggningar, som deltar genom en kombination av att reservera kapacitet i kraftvärmeproduktionen och användning av anläggningens reservgeneratorer.

Tabell 10 visar en sammanställning av volymer och priser för kompletterande upphandling av störningsreserv. 2022 deltog sex aktörer i upphandlingen med en total antagen volym om 304 MW, varav 80 MW utgjordes av förbrukningsreduktion. För 2023 och 2024 uppskattar Svenska kraftnät behovet till 300 MW.

Tabell 10. Volym och priser för kompletterande upphandling störningsreserv. Källa: Svenska kraftnät

	2019	2020	2021	2022
Antagen volym (SE3 + SE4)	110 MW	240 MW	304 MW	304 MW
Avtalsvärde	17 MSEK	70 MSEK	117 MSEK	186 MSEK
Medelpris antagen volym	17,7 SEK/MW,h	33,3 SEK/MW,h	48,2 SEK/MW,h	70 SEK/MW,h
Antal aktörer	4	5	6	6

Figur 19 visar påverkan på typanläggningens lönsamhet från deltagande i den kompletterande störningsreserven. I beräkningen antas typanläggningen delta med 5 MW, och beräkningen tar inte hänsyn till den kostnaden ett deltagande medför, varken i form av förlorade intäkter från spotmarknaden eller ökade bränslekostnader och inte heller intäkt för eventuell aktivering som ersätts med uppregeringspris på mFRR-marknaden. Detta innebär att anläggningen antingen kan delta med reservgeneratorer, eller att det finns kapacitet som av någon anledning inte brukar användas på spotmarknaden. Notera att det idag bara är ett fåtal aktörer som deltar i den kompletterande störningsreserven. Det är viktigt att poängtera att den kompletterande störningsreserven inte upphandlas för syftet mothandel och omdirigering, utan har flera användningsområden. Intäkterna ger dock en bild av det värde som Svenska kraftnät idag betalar för att säkerställa tillräckliga resurser, utöver de befintliga resurserna på mFRR-marknaden.



Figur 19. Påverkan på typanläggningens lönsamhet från deltagande i den kompletterande störningsreserven. Typanläggningen antas delta med 5 MW.

Figuren ovan speglar kapacitetsersättningen för kompletterande störningsreserv såsom den ser ut idag. Användningen av mothandel och omdirigering begränsas idag av mängden tillgängliga mothandelsresurser i kraftsystemet vilket gör att Svenska kraftnät i första hand använder andra metoder före driftskedet, primärt

att begränsa överföringskapaciteten mellan elområden. Ett ökat behov av att kunna upprätthålla överföringskapaciteten mellan elområden skulle kunna lösas genom en ökad användning av mothandel och omdirigering vilket i sin tur skulle kunna ge ett ytterligare värde för förmågan.

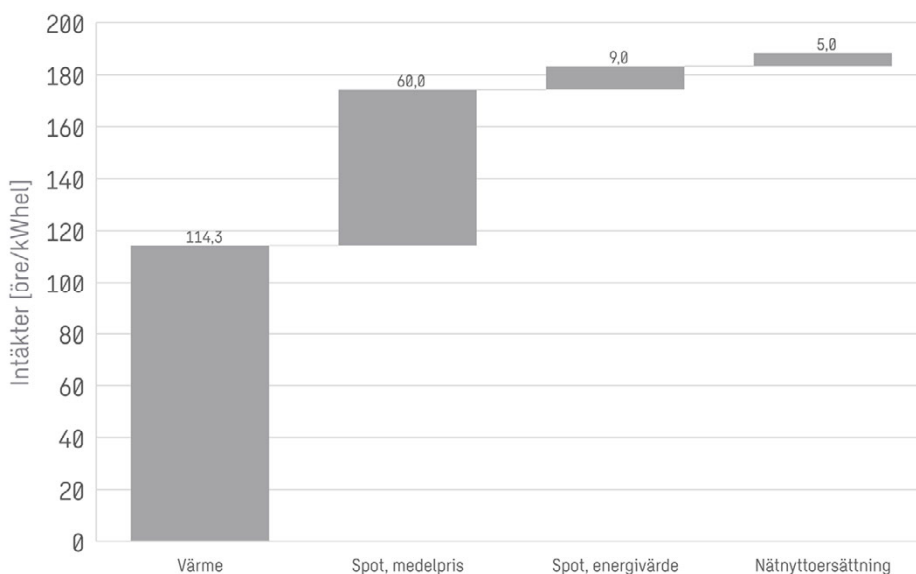
Värdet av mothandel och omdirigering kan också öka i framtiden om mängden flaskhalsar i transmissionsnätet skulle öka, vilket delvis visat sig de senaste åren med upphandling av extra mothandelsresurser under vissa särskilt ansträngda perioder. Ett ökat behov av reserver för flaskhalshantering kan således också på sikt öka värdet på förmågan mothandel och omdirigering. Samtidigt kan nätutbyggnad och en ändrad elområdesindelning på sikt minska behovet av resurser för mothandel och omdirigering.

I teorin är mothandel och omdirigering en avart som inte är menad att uppstå på en marknad som fungerar som den ska. Detta lyfter även aktörerna som ett problem för att bidra mothandel/omdirigering. Ersättningar från den kompletterande störningsreserven eller extra upphandling av mothandelsresurser kan på kort sikt ge en välkommen intäkt för befintliga anläggningar, men som incitament för nya investeringar råder det för stora osäkerheter med vad som kommer att hända med ersättningen på sikt och om Svenska kraftnät fortsatt framöver kommer att ha behov av resurserna.

4.4 Lokal elproduktion

Ersättning för lokal elproduktion sker delvis genom nätnyttoersättningen, som innebär att elproducenter får en ersättning för de minskade kostnader elproduktionen medför nätbolaget (se avsnitt 3).

Värdet av nätnyttoersättningen för typanläggningen visas i Figur 20, där nätnyttoersättningen beräknats från Vattenfalls regionnätstariff L1 i elområde SE3. Nätnyttoersättningen kan bidra till helheten genom att ge extra intäkter på marginalen, men är liten i jämförelse med intäkterna från försäljning av värme och el på spotmarknaden. Ersättningen varierar även i stor utsträckning beroende på var anläggningarna befinner sig.



Figur 20. Påverkan på typlanläggningens lönsamhet från nätnyttorsättningen

Som nämns i avsnitt 2 och 3 täcker nätnyttorsättningen endast de rörliga kostnadsminskningarna för elnätbolaget. Ersättningen kan på så sätt sägas motsvara den lokala nyttan så länge som det finns förutsättningar för att utöka abonnemanget mot överliggande nät. Vid lokal kapacitetsbrist kan värdet av den lokala nyttan vara större.

Nyttan kan i detta sammanhang ses både ur nätbolagets och samhällets perspektiv. För nätbolaget utgörs värdet av ökade intäkter från de nya anslutningar som möjliggörs. För samhället kan värdet vara än större, och kan utgöras av ökad tillväxt, fler arbetstillfällen och ökade skatteintäkter. De negativa konsekvenser lokal kapacitetsbrist kan få för lokalsamhället har analyserats i flera studier, bland annat Stockholms Handelskammarens rapport *Elbrist kortsluter Sverige*³³. De negativa konsekvenserna och värdet av att avhjälpa kapacitetsbristen varierar dock från fall till fall och beror dels på de tekniska förutsättningarna för elnätet och produktion i området, dels på intresset för nya verksamheter som förhindras. Detta gör att det är svårt att göra någon generell uppskattning av det värde kraftvärmens bidrar med under sådana situationer.

Ett exempel på en situation där kraftvärmens erhåller extra ersättning för sitt lokala bidrag är avtalet mellan Stockholm Exergi och Ellevio i Stockholm. Lösningen innebär att Stockholm Exergi investerar 1,6-2,1 miljarder kronor i anläggningar för att kunna garantera 320 MW kapacitet under vinterhalvåret, vilket delvis finansieras genom att Ellevio betalar långsiktigt för denna garanti³⁴. Även i Malmö har det tidigare förekommit liknande avtal mellan nätbolaget och kraftvärme för produktionsgaranti i området.

Utöver att bidra med lokal elproduktion kan kraftvärmens även bidra med lokal flexibilitet, det vill säga förmågan att reglera upp elproduktionen under tillfällena då behovet är stort. Lokal flexibilitet prissätts idag på de befintliga

³³ Stockholms Handelskammare, *Elbrist kortsluter Sverige*, 2020

³⁴ Profu, *Värdet av elproduktion kopplad till fjärrvärmeproduktion - idag och i framtiden*, 2020

flexibilitetsmarknaderna. Priser och volymer varierar mellan olika marknader, men generellt karaktäriseras marknaderna av låga priser och få avrop, vilket gör att det idag inte är lönsamt för kraftvärmen att delta i någon större omfattning. Värdet av att delta kan öka i framtiden, men detta kräver att det finns ett tydligare behov av de som köper flexibilitet, vilket bland annat är koppla till nätbolagens förutsättningar att använda flexibilitet som ett alternativ till nätutbyggnad.

4.5 Reaktiv effekt och spänning

Värdet av reaktiv effektkompensering och spänningsreglering uppskattas baserat på alternativkostnaden för att ersätta den förmåga som kraftvärmen potentiellt skulle kunna bidra med. Förmågan kan i teorin ersättas av annan synkron kraftproduktion på samma ställe i nätet, men även av kraftelektronik med lämplig, relativt avancerad styrning, antingen direkt i kraftsystemet eller i anslutning till icke-synkron elproduktion. Reaktiv effekt och spänning tillhandahålls systemet idag genom kravställning i anslutningsförordningar och anslutningsavtal. I EIFS 2018:2 ställs krav på bland annat reaktiv effekt, automatisk spänningsreglering, magnetiseringseffekt och översväng vid stegändring. Kraven gäller för nya anläggningar (synkrona kraftproduktionsmoduler, men även kraftparksmoduler) som ansluts till systemet eller äldre anläggningar som moderniseras och nytt anslutningsavtal behöver upprättas. EIFS2018:2 ersätter den tidigare föreskriften SvKFS2005:2, som också kravställde dessa förmågor.

Förmågan bidrar till att upprätthålla önskad spänning i nätet och behovet är i huvudsak lokalt. Detta innebär att värdet av förmågan i stor utsträckning beror på de lokala förutsättningarna där anläggningen är placerad.

En uppskattning av värdet utifrån kostnaden för alternativa åtgärder bygger på att det finns ett behov lokalt i kraftsystemet, vilket innebär att den faktiska nyttan i många fall överskattas. För många av de komponenter som alternativkostnadsberäkningen utgår ifrån är kostnaderna också förknippade med stora osäkerheter. Detta gäller i synnerlighet shuntreaktorer och STATCOMs, där det för närvarande finns få exempel inom Sverige att utgå ifrån. Det uppskattade värdena ska därför ses som en fingervisning av hur kraftvärmens bidrag till kraftsystemet kan värderas, snarare än exakta svar eller förslag på hur stor eventuella ersättningar bör vara.

4.5.1 Reaktiv effektkompensering

För reaktiv effekt utgår alternativkostnadsberäkningen från kostnaderna för att installera shuntkondensatorer (generering) och shuntreaktorer (konsumtion) i kraftsystemet. Huvuddelen av den reaktiva effektkompenseringen som svarar mot överföringssystemets behov tillgodoses idag av brytarkopplade shuntkondensatorer och shuntreaktorer, samt i viss mån av seriekondensatorer³⁵.

I beräkningen antas ersättningen ges för förmågan att bidra med reaktiv effektkompensering. Detta innebär att ersättningen ges för hela utrymmet inom vilket kraftvärmen och reaktorerna/kondensatorerna kan reglera, under de timmar dessa är tillgängliga.

Antaganden och resultat för alternativkostnadsberäkningen visas i Tabell 11. Investeringskostnader baseras på värden i Energiföretagens kostnadskatalog för

³⁵ Svenska kraftnät, *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring*, 2021

lokal- och regionnät (EBR), som justerats för att ta hänsyn till det senaste årets kraftiga kostnadsökningar. En viktig parameter i kostnadsberäkningen är kalkylräntan (WACC), som är ett mått på kostnaden för kapital. Antagandet avser kostanden för ett region- eller lokalnätsbolag, och baseras på Sweco's bedömning om en sannolik kalkylränta i intäktsramen för nästkommande tillsynsperiod. Löpande kostnader för drift och underhåll bedöms vara små i förhållande till investeringskostnaderna, och inkluderas inte i beräkningen.

Tabell 11. Kostnadsantaganden för shuntkondensatorer och shuntreaktorer

	Kondensator	Reaktor	Kommentar
Investering (inkl. installation)	150 000 SEK/MVAr	250 000 SEK/MVAr	Baseras på kostnader i EBR ³⁶ för komponenter och installation, inklusive styr- och kontrollutrustning, i lokalnät (8 MVAr). För shuntreaktorer antas kostnader för installation utgöra 10 % av den totala investeringen
WACC		4 %	Swecos bedömning om sannolik (reell) WACC i nätbolagens intäktsram för nästkommande tillsynsperiod
Livstid		40 år	Antagen teknisk livstid
Tillgänglighet		95 %	
Alternativkostnad	0,9 SEK/MVAr, h	1,5 SEK/MVAr, h	

Kraftvärmens förmåga att bidra med reaktiv effektkompensering varierar mellan olika anläggningar, och det är svårt att uppge ett generellt värde utan att undersöka förutsättningarna för den specifika anläggningen. Typanläggningens förmåga baseras på vad kraftvärmebolagen uppgivit för förmåga i enkätsvar (medelvärde). Antagandet baseras på endast ett fåtal svar, men ger en fingervisning om förmågan:

- Förmågan till generering av reaktiv effekt antas uppgå till 60 % av den momentana aktiva effekten (minst 33 % i EIFS 2018:2³⁷)
- Förmågan till konsumtion av reaktiv effekt antas uppgå till 40 % av den momentana aktiva effekten (minst 17 % i EIFS 2018:2)

Noteras bör att antagen förmåga till generering (60 %) och konsumering (40 %) av reaktiv effekt utgår från svar som anläggningsägare lämnat, i praktiken finns det anläggningar som har utmaningar med att klara minikraven om 33% respektive 17% vid vissa arbetspunkter, vilket skulle kunna betyda att värdet är något övervärderat i denna beräkning.

4.5.2 Spänningsreglering

För att uppskatta värdet utgår alternativkostnadsberäkningen i detta fall från en statisk VAR-kompensator (STATCOM). STATCOM-anläggningar bidrar med styrbar reaktiv effekt till systemet och kan på så vis automatiskt reglera

³⁶ Energiföretagen, *EBR Kostnadskatalog*, 2023

³⁷ Krav för typ C- och D-anläggningar, som i Sverige motsvarar anläggningar över 10 MW

spänningen i nätet. Dessa anläggningar är inte vanligt förekommande i Sverige, de är stora anläggningar som installeras i transmissionsnätet (alltså inte lokal- eller regionnät där kraftvärmeanläggningar vanligtvis är anslutna). Det är i praktiken en väldigt stor åtgärd som inte riktigt återspeglar kraftvärmens förmåga specifikt vad gäller spänningsreglering, men tillräckligt bra som alternativkostnad. Givetvis skulle alternativkostnaden också kunna vara exempelvis en ny vattenkraftsanläggning eller annan ny anläggning som har samma förmåga som kraftvärmens.

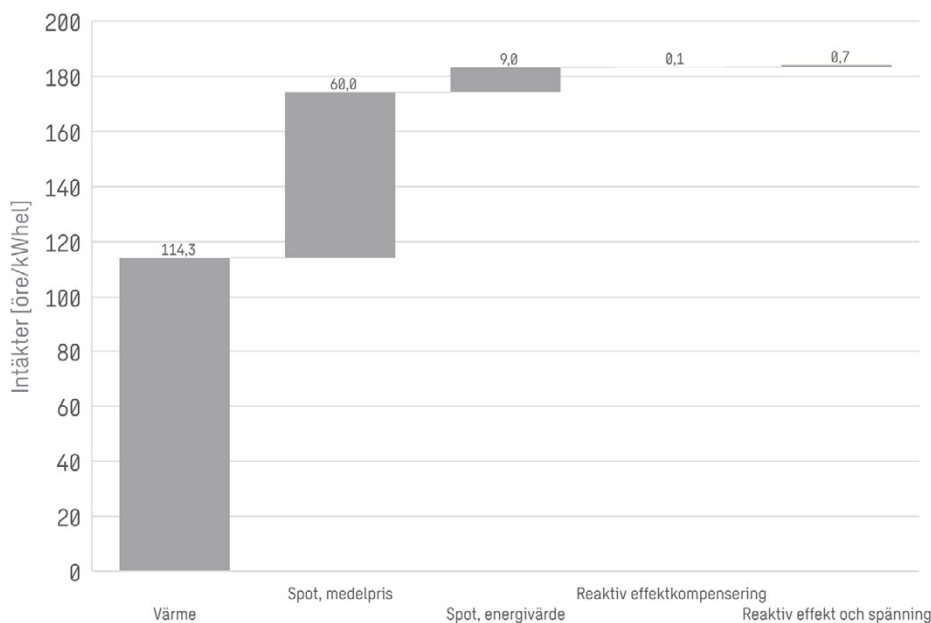
Antaganden och resultat för alternativkostnadsberäkningen visas i Tabell 12. STATCOMs är som sagt ej vanligt förekommande i Sverige, och till skillnad från shuntreaktorer och shuntkondensatorer finns inga kostnadsuppskattningar likt de i Energiföretagens kostnads katalog för lokal- och regionnät för kompenseringsutrustningen. Kostnaderna baseras i stället på budgeterad kostnad för en STATCOM-anläggning ansluten till transmissionsnätet.

Tabell 12. Kostnadsantaganden för STATCOM

Antagande		Kommentarer
Investering (inkl. installation)	900 000 SEK/MVAr	Budgeterad kostnad för en större anläggning ansluten till transmissionsnätet, justerad för att ta hänsyn till de senaste årens kostnadsökningar
WACC	4 %	
Livstid	40 år	Teknisk livstid
Tillgänglighet	95 %	
Alternativkostnad	5,7 SEK/MVAR, h	

4.5.3 Påverkan på kraftvärmens lönsamhet

Figur 21 visar typanläggningens intäkter för reaktiv effektkompensering och spänningsreglering, då ersättningen baseras på alternativkostnaderna för shuntreaktorer/kondensatorer och STATCOM, i förhållande till intäkterna från försäljningen av el och värme. En STATCOM bidrar inte enbart med spänningsreglering utan även andra förmågor. Det beräknade värdet ska därför ses som det samlade värdet av flera nyttor kopplade till reaktiv effekt och spänningsreglering.



Figur 21. Intäkter från reaktiv effekt och spänning för typanläggningen, då ersättningen baseras på alternativkostnaden för en STATCOM

De potentiella intäkterna med presenterade alternativkostnader är små, och har bara en marginell påverkan på kraftvärmens lönsamhet. Detta har att göra med att shuntkondensatorer (och i viss mån reaktorer³⁸) är relativt enkla, billiga och vanligt förekommande komponenter i kraftsystemet (även på lokal- och regionnät), vilket ger en låg alternativkostnad. När alternativkostnaden beräknas utifrån en STATCOM blir värdet större, men är fortsatt begränsat i förhållande till anläggningens huvudsakliga intäktskällor.

4.6 Rotationsenergi

Rotationsenergin i det nordiska kraftsystemet utgörs idag huvudsakligen av synkront ansluten kraftproduktion. Ett annat alternativ för att bidra med rotationsenergi är synkronkompensatorer, som i detta avseende har i stort sett samma egenskaper som synkrongeneratorer, även om synkrongeneratorer inte är vanligt förekommande i kraftsystemet idag.

Det är också möjligt att i viss mån ersätta nyttan med produktion och förbrukning ansluten via kraftelektronik, såsom vind- och solkraft eller batterier. Skillnaden gentemot synkrongeneratorer är dock att detta kräver aktiv styrning. Snarare än att inneboende bidra till en tröghet till systemet kan dessa ses som reserver som snabbt kan regleras för att motverka transienta/djupa frekvensförändringar i kraftsystemet.

För att uppskatta värdet av rotationsenergi beräknas alternativkostnaden för att ersätta kraftvärmens med en synkronkompensator. Synkronkompensatorer fungerar i praktiken på samma sätt som en synkrongenerator, med skillnaden att

³⁸ Idag är det relativt ovanligt med shuntreaktorer i Sverige, eftersom kraftsystemets behov generellt sett avser generering av reaktiv effekt. Shuntreaktorer är dock en mogen teknik och har tidigare varit mer vanligt förekommande i Sverige

denna inte producerar någon aktiv effekt. Svenska kraftnät har sedan tidigare gjort bedömningen att installationen av synkronkompensatorer är en åtgärd som på kort sikt kommer att behövas för att ersätta förlust av rotationsenergi i systemet, och även på lång sikt kan vara en möjlig åtgärd för att hantera låg rotationsenergi i systemet³⁹. Alternativkostnaden utgör även i detta fall, likt som för STATCOM-anläggningen kostnaden för en anläggning som skulle anslutas till transmissionsnätet, och inte lokal- eller regionnät där kraftvärmens primärt är ansluten. Det är i praktiken en stor åtgärd som inte riktigt återspeglar kraftvärmens förmåga specifikt vad gäller rotationsenergi, men tillräckligt bra som alternativkostnad. Givetvis skulle alternativkostnaden också kunna vara exempelvis en ny vattenkraftsanläggning eller annan ny anläggning som har samma förmåga som kraftvärmens på samma plats i nätet.

Tabell 13 visar antaganden och resultat för alternativkostnadsberäkningen. Rotationsenergi mäts vanligen i enheten GWs i kraftsystemsammanhang, som avser det momentana bidraget. I dagsläget är det ovanligt med just synkronkompensatorer i det nordiska kraftsystemet och det finns inga sådana anläggningar anslutna i Sverige. Investeringskostnader och elbehov baseras på kostnadsantaganden i rapporten *Kraftsamling elförsörjning*⁴⁰, som bygger på nyligen uppförda projekt i övriga Europa.

Tabell 13. Kostnadsantaganden för alternativkostnadsberäkningen för en synkronkompensator

Antagande	Kommentarer
Investering (inkl. installation)	150 000 SEK/MWs
WACC	4 % Reell WACC för nätbolag, baserat på Swecos bedömning om intäktsramen för nästkommande period
Livstid	40 år Teknisk livstid
Tillgänglighet	95 %
Elbehov	3 kW/MWs
Elpris	60 öre/kWh
Alternativkostnad	2,5 SEK/MWs, h

Synkronkompensatorer bidrar även med andra förmågor till kraftsystemet, inte minst avseende reaktiv effekt och spänning. Beräkningen ovan tar inte hänsyn till detta, utan motsvarar en situation då man enbart investerar i en synkronkompensator för rotationsenergi. Om det, likt i alternativkostnadsberäkningen för reaktiv effektkompensering och spänningsreglering, även skulle finnas ett behov för dessa andra förmågor skulle kostnaderna för synkronkompensatorerna fördelas över flera kostnadsposter, och alternativkostnaden för rotationsenergi vara mindre.

För att undersöka hur detta påverkar värdet av rotationsenergi beräknas även alternativkostnaden i ett fall där det värde för reaktiv effektkompensering och spänningsreglering som synkronkompensatorn bidrar med dras av från alternativkostnaden för rotationsenergi. Värdet för reaktiv effektkompensering och spänningsregleringen baseras på alternativkostnadsberäkningen för en

³⁹ Svenska kraftnät, *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring*, 2021

⁴⁰ Svenskt Näringsliv, *Kraftsamling elförsörjning – stödtjänster*, 2022

STATCOM i avsnitt 4.5.2. Antagen och resultat visas i Tabell 14. När man tar hänsyn till andra förmågor minskar alternativkostnaden med nästan 50 %.

Tabell 14. Antaganden för beräkning av alternativkostnad för rotationsenergi utifrån en synkronkompensator, med hänsyn tagen till synkronkompensatorns förmåga till reaktiv effektkompensering och spänningsreglering

Antagande	Kommentarer
Reaktiv effekt (förmåga), generering	0,14 MVAR/MWs Indikativt värde baserat på egenskaper hos befintliga projekt ⁴¹
Reaktiv effekt (förmåga), konsumtion	0,07 MVAR/MWs Indikativt värde baserat på egenskaper hos befintliga projekt ⁴²
Kompensation reaktiv effekt och spänning	5,7 SEK/MVArh Alternativkostnad för en STATCOM, se avsnitt 4.6.2
Tillgänglighet	95 %
Alternativkostnad	1,2 SEK/MWs, h

Alternativkostnadsberäkningen tar inte hänsyn till behovet av rotationsenergi, utan utgår från att behovet finns. I praktiken finns det andra synkrona kraftproduktionsanläggningar som naturligt bidrar med rotationsenergi vilket minskar behovet, och därmed värdet, av kraftvärmens bidrag till systemet. Beräkningen tar inte heller hänsyn till att behovet av rotationsenergi idag är som störst under sommaren, när kraftvärmeproduktionen är begränsad.

Ett alternativ tillvägagångssätt för att uppskatta värdet av rotationsenergi är att utgå från priser och volymer på FFR-marknaden. Som nämns i avsnitt 2.6 är FFR-marknaden tätt förknippad med rotationsenergi, där dimensioneringen av FFR är direkt relaterat till den momentant tillgängliga rotationsenergin i systemet. Detta innebär att ett behov av FFR-resurser signalerar om ett behov av rotationsenergi, och att priset (kostnaden) för FFR ger en indikation om värdet av rotationsenergi under de timmar då behovet finns. När det inte finns ett behov av FFR, är den "naturliga" rotationsenergin tillräcklig för att upprätthålla driftsäkerheten, och värdet av att bidra med rotationsenergi är noll. Detta är i linje med den ersättning som Svenska kraftnät tidigare övervägt för rotationsenergi, där ersättningen skulle införas under de timmar FFR upphandlas⁴³.

Tabell 15 visar en sammanställning av värderingen av rotationsenergi utifrån nuvarande priser och volymer på FFR. I beräkningen antas anläggningar som bidrar med mekanisk rotationsenergi få samma ersättning som resurserna på FFR under de timmar när det finns ett behov av FFR, där förhållandet mellan behovet av FFR och rotationsenergi baseras på dimensioneringen av FFR. Värdena i tabellen kan vara något svåra att tolka, men avser värdet av rotationsenergi där man slagit ut intäkterna över alla timmar då anläggningen är i drift och bidrar med rotationsenergi. För att bedöma värdet för en anläggning behöver man även ta hänsyn till när denna bidrar och hur väl detta överensstämmer med när behovet av FFR uppstår ("capture rate"). För typanläggningen har capture rate uppskattats till 25 %, baserat på antagen produktionsprofil och prisprofil för FFR under 2022.

⁴¹ ENTSO-E, *Synchronous Condensers*, information för antagandet tagit den 2023-04-25 från <https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/synchronous-condenser>

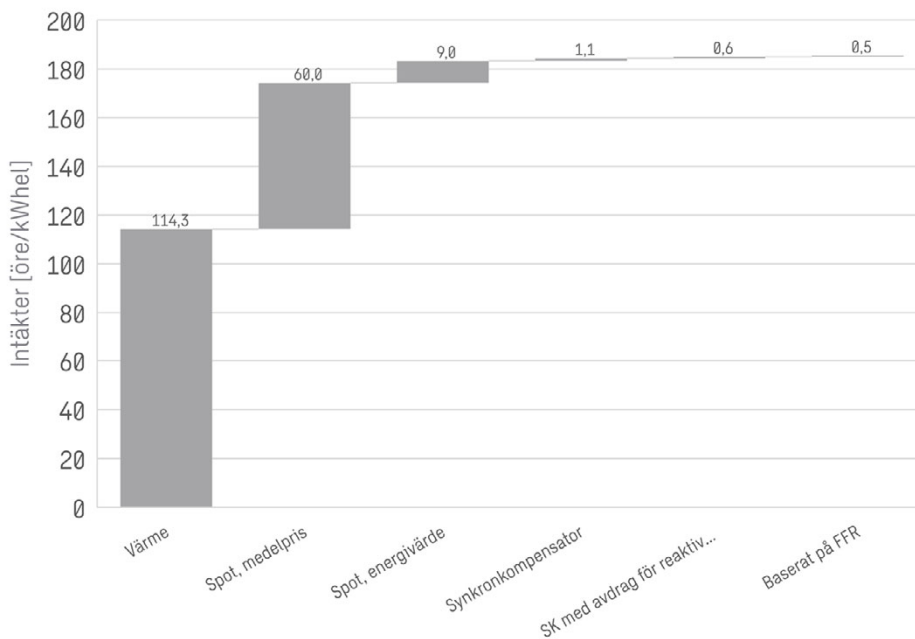
⁴² Ibid.

⁴³ Svenska kraftnät, *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring*, 2021

Tabell 15. Värdering av rotationsenergi utifrån nuvarande priser och volymer på FFR

Antagande		Kommentarer
Förhållande mellan behov av FFR (MW) och rotationsenergi (GWs)	8,3 MW/GWs	Indikativt värde baserat på Svenska kraftnäts dimensionering av FFR
Medelpris FFR 2022 (sett över årets alla timmar)	213 SEK/MW	Prisinformation från Svenska kraftnät
Värde	1,8 SEK/MWs, h	För synkron kraftproduktion med en jämn produktionsprofil, "per producerad rotationsenergi"
Capture rate för typanläggningen	60 %	Uppskattad utifrån antagen produktionsprofil och prisprofilen för FFR under 2022
Värde (typanläggningen)	1,1 SEK/MWs, h	"Per producerad rotationsenergi" för typanläggningen

Figur 22 visar påverkan på typanläggningens lönsamhet, där ersättningen beräknats med de tre olika metoderna beskrivna ovan. Typanläggningens bidrag har uppskattats utifrån en generell tröghetskonstant för värmekraft, se Tabell 4. Som beskrivs ovan är det inte självklart hur rotationsenergi ska värderas, och värdet av kraftvärmens bidrag varierar beroende på vilken metod som används. En värdering utifrån FFR-marknaden kan ses som en bättre representation av rotationsenergens värde utifrån hur kraftsystemet ser ut idag, medan alternativkostnaden för synkronkompensatorer beskriver värdet i en framtid med en större andel icke-synkron elproduktion, där det finns ett större behov av ytterligare rotationsenergi i systemet.



Figur 22. Ersättning för rotationsenergi för typanläggningen i förhållande till intäkter för försäljning av el och värme

4.7 Beredskapsförmågor (förmågor ö-drift, dödnätsstarts-förmåga)

Det finns ett värde i sig att dessa förmågor finns tillgängliga systemet även om förmågorna inte används men de höjer systemets nivå av beredskap. Nyttan är i huvudsak lokal, eftersom det innebär möjligheten att starta och driva ett geografiskt avgränsat nät. Ö-drift är en aggregerad förmåga och kräver åtminstone möjlighet till frekvensreglering, spänningsreglering och husturbindrift. Större rotationsenergi och högre felströmsbidrag ger bättre ö-driftsförmåga. Med begreppet ö-driftsförmåga avses här stationens möjlighet att driva ett potentiellt ö-nät. Huruvida det faktiskt går att köra en ö beror också på det omgivande nätets egenskaper. När anläggningar rustas för ö-drift brukar åtgärder i nätet också göras, eftersom förmågan är oanvändbar om inte förutsättningar i nätet finns också.

Det är svårt att identifiera ett ersättande alternativ. Om nyttan från kraftvärmen skulle försvinna eller behöva ersättas på annat vis krävs i första hand en ny produktionsanläggning. Ett alternativ skulle kunna vara en gasturbin, ett annat kraftvärmeverk eller något typ av reservkraft, t.ex dieselgeneratorer. Dieselgeneratorer kan starta upp en ö och bidra till en början, men begränsade lager och storlek på anläggningarna gör att de har en mindre kapacitet för längre drift och för större öar.

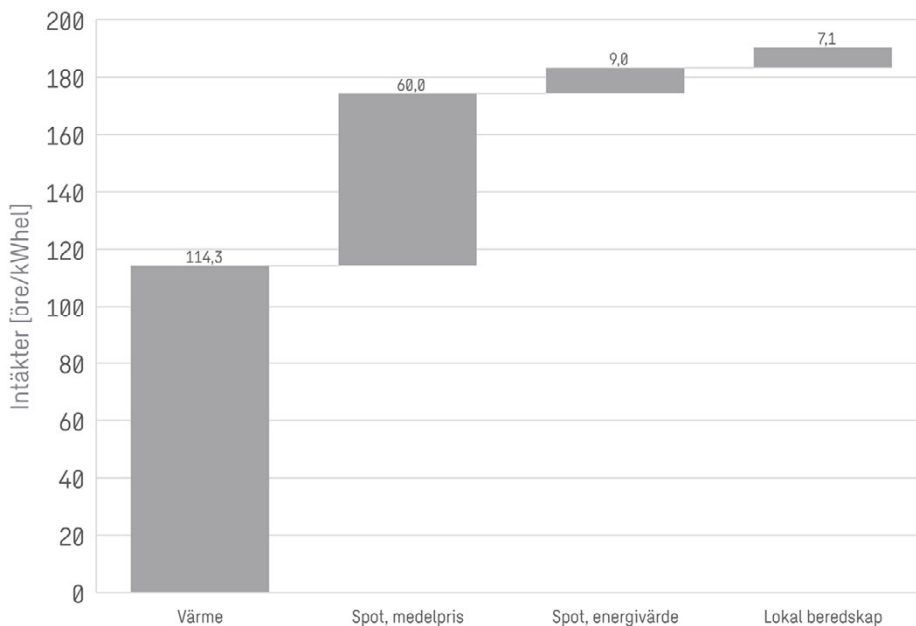
För att räkna på en alternativ kostnad har utredningen antagit dieselgeneratorer som alternativkostnad, vilket kan utgöra en lite lägre eller högre kostnad än att till exempel räkna på en ny gasturbin. Även om dieselgeneratorer, som nämns ovan, har vissa begränsningar för längre tidshorisonter och större öar bedöms dessa vara det rimligaste alternativet sett till kostnader och komplexitet (utöver att jämföra med en helt ny anläggning).

Antaganden för alternativkostnadsberäkningen visas i Tabell 16. Kostnaderna utgår från ett reservkraftsaggregat om 200 kVA. Beräkningen utgår endast från de fasta kostnaderna eftersom anläggningen kan antas komma att utnyttjas i en mycket begränsad utsträckning.

Tabell 16. Kostnadsantaganden för alternativkostnadsberäkningen för dieselgeneratorer

Antagande		Kommentarer
Investering (inkl. installation)	5 700 000 SEK/MW	200 kVA reservkraftsaggregat (~0,2 MW). Komplet anläggning, container m.m
WACC	4 %	
Livstid	40 år	Teknisk livstid
Årlig O&M	50 000 SEK/MW	Baseras på liknande typer av anläggningar
Alternativkostnad	340 000 SEK/MW, år	

Figur 23 visar påverkan på typanläggningens lönsamhet, då ersättningen för lokal beredskap baseras på alternativkostnaden för etablering av dieselgeneratorer i det lokala området. Ersättningen har en förhållandevis stor påverkan på lönsamheten, även om den är liten i förhållande till intäkterna från försäljningen av el och värme. Detta tyder också på att kraftvärmens värde för den lokala beredskapen kan vara stort, under förutsättning om att det finns ett behov av ö-drift och dödnätsstarts-förmåga i området.



Figur 23. Ersättning för lokal beredskap för typanläggningen i förhållande till intäkter för försäljning av el och värme

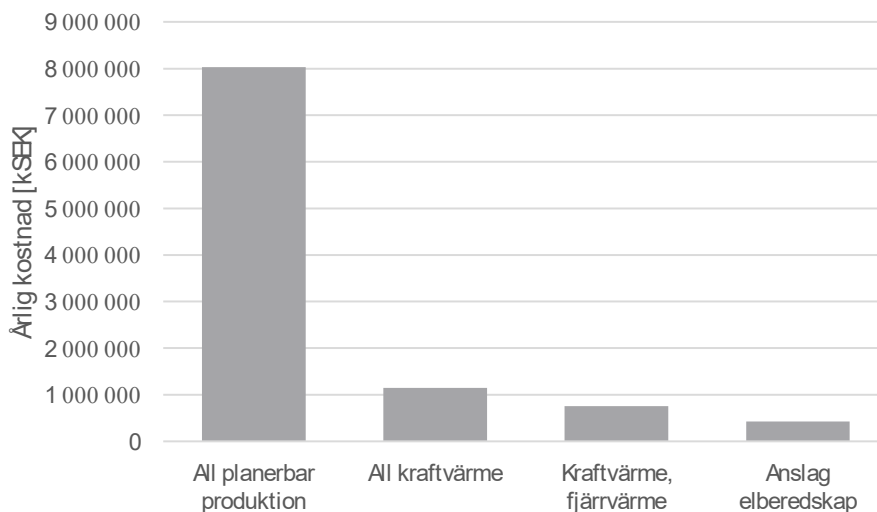
Alternativkostnadsberäkningen ska ses som en mycket förenklad bild över värdet av förmågorna, och utgår från ett antal förenklingar och specifika förutsättningar:

- Beräkningen förutsätter att andra förmågor som krävs för ö-drift är uppfyllda, exempelvis god reglerprestanda vad gäller både spänning och frekvens.
- Beräkningen förutsätter att kraftvärmens kan bidra med full kapacitet när behovet uppstår. I verkligheten varierar kraftvärmens förmåga över året, och deltagande under sommar, höst och vår kräver utrustning för fläktning och bortkylning
- En dieselgenerator har även möjlighet att bidra med andra nyttor, som till exempel att delta i störningsreserven eller bidra med effekt vid ansträngda situationer. Beräkningen tar inte hänsyn till detta, utan hela kostnaden fördelas till lokal elberedskap
- Dieselgeneratorer har ofta begränsade lager, och har därför inte samma möjligheter som kraftvärmens över längre perioder även om kraftvärmens också har begränsningar vad gäller lager av bränsle tex.

Idag ersätts ö-drift och dödnätsstartsförmåga genom att Svenska kraftnät i egenskap av elberedskapsmyndighet ersätter kostnader för att upprätthålla förmågorna. Innehavandet av förmågorna har därmed ingen påverkan på kraftvärmens lönsamhet. Skillnaden mellan hur förmågorna ersätts idag och i alternativkostnadsberäkningen beror på vilket perspektiv man utgår ifrån. Svenska kraftnät i egenskap av elberedskapsmyndighet arbetar idag i första hand utifrån att befintliga anläggningar så långt som möjligt ska rustas för att bidra med förmågorna, och kan i vissa fall fatta riktade beslut där behovet anses vara betydande. Alternativkostnadsberäkningen utgår i stället från att ö-drift och dödnätsstartsförmåga, liksom vissa andra förmågor, tillförskaffas till lägsta

kostnad utifrån ett på förhand tydligt definierat behov, vilket skulle kunna innebära en extra ersättning till kraftvärmen i områden där tillgången till förmågorna i övriga befintliga anläggningar är begränsad. För att en sådan extra ersättning skulle kunna ges behöver behovet tydligare identifieras, och någon part vara beredd att stå för de ytterligare kostnaderna. Detta hör ihop med att frågor kring lokal beredskap i ett visst område är en utmaning sett till ansvarsfördelning mellan olika intressenter.

Kostnaderna för att ge den beräknade ersättningen för förmågorna kan även ställas i relation till det nuvarande beredskapsanslaget. Anslaget ska täcka Svenska kraftnäts kostnader för sin myndighetsutövning som elberedskapsmyndighet, som utöver lokala och regionala ö-drifter omfattar åtgärder för att säkerställa nationell drift (öka robusthet i elnätet med bland annat skydd för ledningar och transformatorer), reparationsberedskap och sambandsfrågor. Figur 24 visar en jämförelse mellan det årliga anslaget för elberedskap och kostnaderna för att ersätta planerbar kraftproduktion för ö-drift och dödnätsstart, då ersättningen baseras på alternativkostnaden för dieselgeneratorer. Även om det i praktiken är orealistiskt att all planerbar elproduktion skulle ha förmåga till ö-drift samt att det skulle finnas ett tydligt behov av ö-drift i samtliga områden där produktionen befinner sig är det i jämförelsen tydligt att de beräknade kostnaderna för att ersätta förmågorna enligt alternativkostnadsberäkningen är betydligt större än de kostnader som idag används för ändamålet.

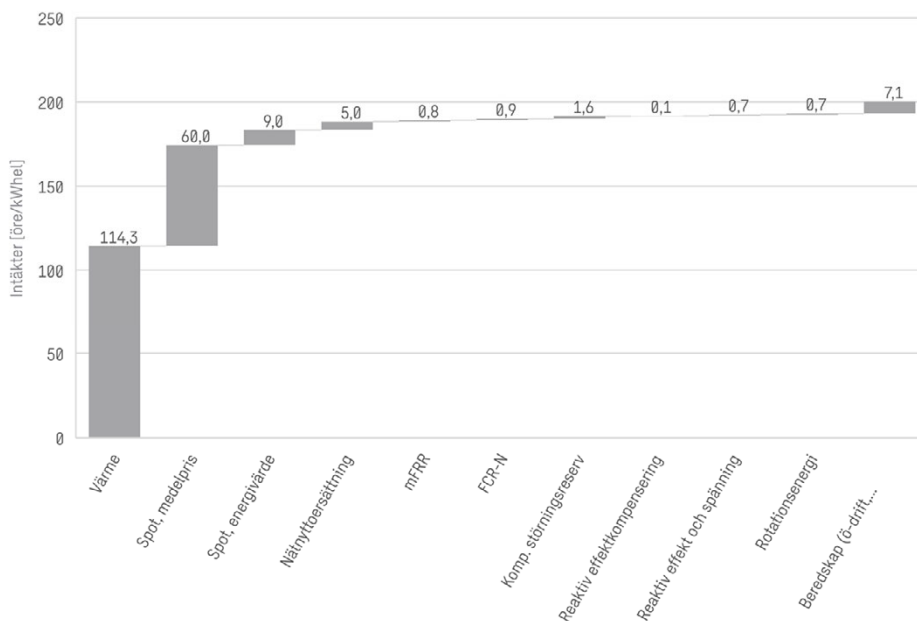


Figur 24. Jämförelse mellan det årliga anslaget för elberedskap och kostnaderna för att ersätta planerbar kraftproduktion för ö-drift och dödnätsstart, då ersättningen baseras på alternativkostnaden för dieselgeneratorer. Den installerade kapaciteten har baserats på prognosticerad tillgänglig kapacitet under topplasttimmen i Svenska kraftnäts årliga kraftbalansrapport.

4.8 Diskussion kvantifiering av värde

Figur 25 visar en sammanställning av påverkan på typanläggningens lönsamhet från att bidra med olika förmågor. Ersättningarna i figuren utgörs av en mix av

intäkter från befintliga marknader (spotmarknaden nätnyttosättning, mFRR, FCR-N, kompletterande störningsreserv) och alternativkostnadsberäkningar för åtgärder som kan ersätta de förmågor som kraftvärmens skulle kunna bidra med som inte är prissatta idag. Ersättningarna har generellt sett en begränsad påverkan på kraftvärmens lönsamhet, och är små i förhållande till kraftvärmens huvudsakliga intäktskällor.



Figur 25. Sammanställning av kvantifiering av systemnytornas värde och påverkan på kraftvärmens lönsamhet för typanläggningen

Som nämns ovan ska kostnadsuppskattningarna ses som grova, och utgår från specifika förhållanden i kraftsystemet. Alternativkostnads-beräkningarna förutsätter till exempel att det finns ett behov av kraftvärmens förmåga, vilket riskerar att felskatta värdet av förmågan.

Kostnadsuppskattningarna gäller också endast för den definierade typanläggningen. I verkligheten varierar förutsättningarna i stor utsträckning mellan olika anläggningarna, och såväl bidraget som påverkan på lönsamheten varierar därmed från fall till fall. Detta gäller i synnerhet beräkningarna av intäkter från befintliga marknader, som utgår från specifika antaganden om olika driftskeden för anläggningen och värmesystemet. Typanläggningen reflekterar en anläggning som producerar under större delen av året, vilket ger större intäkter från försäljning av el och värme. För en anläggning som används mer sällan finns det större utrymme att delta i olika typer av reservmarknader, vilket gör att intäkterna från sådana marknader kan utgöra en större del av de totala intäkterna. Samtidigt minskar bidraget, och eventuella intäkter, för rotationsenergi och reaktiv effekt och spänning.

Även om kostnadsuppskattningarna i många fall är grova eller anläggnings-specifika går det dock att dra ett antal slutsatser om värdet av att delta på marknaderna och de förmågor som inte är prissatta idag:

- **Ersättningar för olika typer av kraftsystemnyttor har generellt sett en begränsad påverkan på kraftvärmens lönsamhet.** Intäkterna kan ha en inverkan på marginalen, men är små i förhållande till intäkterna från försäljning av värme och el.
- **Ett undantag gäller ersättning för lokala beredskapsförmågor i form av ö-drift och dödnätsstartsförmåga.** Den beräknade intäkten för beredskapsförmågorna, se Figur 25, är dock högre än den ersättning som ges i dagsläget, som endast kompenserar för kostnaderna för beredskapsåtgärder som beslutats av elberedskapsmyndigheten. För att en mer värdebaserad ersättning över tid ska komma till behöver behovet tydligare identifieras och någon vara beredd att stå för kostnaderna, vilket kräver ett tydligare ansvar för frågor kring lokal beredskap i ett visst område. Detta hör ihop med att frågor kring lokal beredskap i ett visst område är en utmaning sett till ansvarsfördelning mellan olika intressenter.
- **Vissa viktiga nyttor finns inte med i kostnadsjämförelsen, i synnerhet tillförlitlig och lokal elproduktion.** Värdet av tillförlitlig elproduktion och lokal elproduktion ingår delvis i ersättningarna från spotmarknaden respektive nätnyttoersättningen, men ersättningarna fångar inte hela värdet av den nytta kraftvärmens bidrar med. En kvantifiering av detta "ytterligare värde" försvåras av att en värdering i stor utsträckning hänger ihop med valet av marknadsdesign (tillförlitlig elproduktion), eller i hög grad beror på de specifika geografiska förhållandena (lokal elproduktion). Svenska kraftnäts förslag om en kapacitetsmekanism kan komma att innebära en mer direkt ersättning för kraftvärmens tillförlitlighet, men hur stor ersättningen blir kommer att bero på flera designval och parametrar i mekanismens utformning. För lokal elproduktion kan bilaterala avtal på kort sikt innebära en extra ersättning för kraftvärmens, men för att få till en mer långsiktig och förutsägbar ersättning krävs en mer omfattande analys av hur lokal elproduktion och flexibilitet kan värderas högre i nätregleringen.
- **Värdet av förmågorna kan komma att öka i framtiden.** Detta gäller huvudsakligen värdet av att delta på de befintliga marknaderna, där ersättningarna beräknats utifrån dagens priser. Med en högre andel förnybar elproduktion och större prisvariationer ökar värdet av att bidra med balansering, både på spot och de mer kortsiktiga marknaderna. Hur stort värdet blir och var kraftvärmens nytta är som störst avgörs i slutändan av utvecklingen av elmarknaden och vilka andra resurser som kan bidra med balanseringen. För de nyttor som inte är prissatta idag förutsätter alternativkostnadsberäkningen att behovet av förmågan finns, vilket gör att ersättningarna redan tar hänsyn till ett växande behov.
- **Värdet av att bidra med förmågorna blir också viktigare om intäkterna från spotmarknaden blir mindre.** Jämförelsen utgår från prisnivåerna på spotmarknaden idag. En större andel vind- och solkraft i kraftsystemet kan dock komma att innebära lägre priser, eftersom dessa genererar el till låga marginalkostnader. Lägre priser innebär att kraftvärmens intäkter från spotmarknaden blir mindre, vilket gör att betydelsen av andra intäktskällor blir större.

Vilka förmågor går att kombinera och vilka utesluter varandra?

En annan viktig faktor att ta hänsyn till när man tolkar figuren ovan är möjligheterna för kraftvärmens att bidra med flera av förmågorna samtidigt, det vill säga vilka förmågor som går att kombinera med varandra och vilka som utesluter

varandra. Tabell 17 visar en kartläggning av hur de olika förmågorna går att kombinera med varandra. Bedömningen avser samma kapacitet vid ett och samma tillfälle. Även om vissa förmågor enligt tabellen inte kan bidra samtidigt, är det möjligt för en anläggning att bidra med båda förmågorna, antingen genom att delta med olika kapaciteter eller vid olika tillfällen (co-optimering). Till exempel är det vanligt att anläggningarna idag deltar på såväl spot- och intradagsmarknaden som på mFRR-marknaden eller lokala flexibilitetsmarknader, genom att optimera buden på respektive marknad för varje timme.

Tabell 17. Översikt av hur förmågorna går att kombinera med varandra. Grön färg betyder att de går att kombinera med varandra, röd färg innebär att de utesluter varandra och gul färg innebär att de i vissa fall går att kombinera. Bedömningen avser förmågan att bidra med samma kapacitet vid ett och samma tillfälle.

	Tillförlitlig elproduktion	Reserver - Resurstillräcklighet	Reserver - Frekvensreglering	Reserver - Mothandel/omdirigering	Reserver - Lokal flexibilitet	Lokal elproduktion	Rotationsenergi	Reaktiv effektkompensering	Spänningsreglering	Felströmsbidrag	Dödnätsstartsförmåga	Ö-driftsförmåga
Deltagande på spotmarknaden												
Tillförlitlig elproduktion	x											
Reserver – Resurstillräcklighet		x										
Reserver - Frekvensreglering			x									
Reserver - Mothandel/omdirigering				x								
Reserver - Lokal flexibilitet					x							
Lokal elproduktion						x						
Rotationsenergi							x					
Reaktiv effektkompensering								x				
Spänningsreglering									x			
Felströmsbidrag										x		
Dödnätsstartsförmåga											x	
Ö-driftsförmåga												x

Flera av förmågorna kan bidra till kraftsystemet samtidigt, och vissa förmågor är en förutsättning för att kunna bidra med andra. Storleken på bidraget från förmågorna reaktiv effektkompensering och spänningsreglering påverkas till exempel inte negativt av en ökad produktion av aktiv effekt, utan minskar snarare när produktionen är lägre. På samma sätt ökar storleken på bidraget för förmågan

rotationsenergi med storleken på produktionen. Ö-drift och dödnätsstartsformåga avser annat systemdrifttillstånd, där tillgången till yttre nät är obefintligt, vilket gör att det nationella behovet av andra formågor spelar en mindre roll, dock är exempelvis god prestanda vad gäller spänning och frekvens en förutsättning för att kunna bidra med ö-drift. Dock tillgodoses inte nyttan till det stora systemet, utan snarare till den ö som produktionsanläggningen driver.

De formågor som är svårare att kombinera (dvs bidra med till systemet samtidigt) med varandra utgörs av balansering och reserver för att upprätthålla balansen mellan produktion och användning avseende aktiv effekt. Detta har att göra med att en anläggning som producerar för fullt inte har något utrymme för att reglera upp produktionen, anläggningen kan därför inte samtidigt och *med samma kapacitet* bidra med balansering på spotmarknaden och utgöra en reserv för uppreglering. Detta tas i stor utsträckning hänsyn till i sammanställningen i Figur 25, där beräkningen av deltagandet på befintliga marknader, i synnerhet mFRR, utgår från att anläggningen i första hand deltar på spotmarknaden.

Det samma gäller deltagandet i olika typer av reservmarknader. Deltagande i reservmarknader kan till viss mån kombineras med varandra, till exempel deltagande på mFRR-marknaden som både kan användas för frekvensreglering och uppreglering för mothandel och omdirigering. Deltagandet i flera reservmarknader samtidigt beror dock på hur regelverket ser ut och hur avropen sker då behovet uppstår. Idag får till exempel kapacitet i effektreserven inte användas på andra marknader under avtalsperioden och det är inte heller möjligt att samtidigt delta med samma kapacitet för samma timmar på flera stöd tjänstmarknader för uppreglering.

Även om många av formågorna går att kombinera med varandra kan det även finnas tillfällen då behoven skiljer sig åt, och prissignalerna från en marknad påverkar möjligheterna att bidra på en annan/bidra med en annan formåga negativt. Detta gäller till exempel den grundläggande balanseringen och lokal elproduktion där prissignalerna på spotmarknaden (som styr den grundläggande balanseringen) oftast går hand i hand med det lokala behovet, genom att elpriserna är höga då det lokala behovet är stort, men det kan uppstå situationer då behoven skiljer sig från varandra, då ett lågt elpris minskar den lokala elproduktionen vid en ansträngd kapacitetssituation. På samma sätt kan ett lågt elpris minska formågan att bidra med spänning, reaktiv effekt och rotationsenergi. För att kunna optimera produktionen och se till att kraftvärmen bidrar där formågan är som störst, behövs prissignaler som speglar behovet av dessa andra formågor.

5 Värmepumparnas bidrag till den lokala kapacitetssituationen

Som ett komplement till kraftvärmens möjlighet att bidra med stödtjänster och systemnyttor ges här en översikt kring värmepumpars möjlighet till detsamma. Fokus ligger på det bidrag fjärrvärmen kan ge till den lokala och regionala kapacitetssituationen genom anpassning i hur värmepumparna körs.

5.1 Värmepumpar i fjärrvärmesystemet

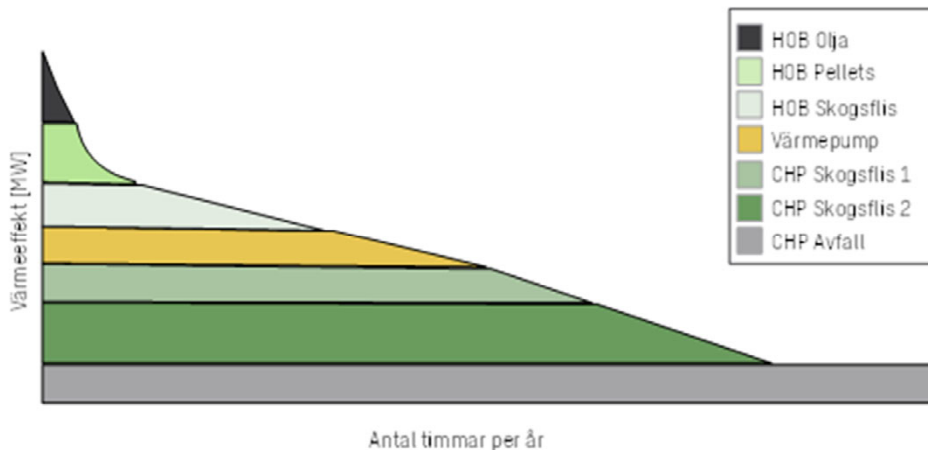
Det förekommer att värmebolag äger och inkluderar värmepumpar som en del av fjärrvärmesystemet. Till skillnad från kraftvärmen, som producerar både värme och el, bidrar värmepumpar endast med värme till fjärrvärmenätet. Värmepumpar ökar fjärrvärmens förmåga till värmeproduktion och kan tillföra extra värmeeffekt när värmebehovet är stort eller ersätta värmeproduktion i ett kraftvärmeverk som är ansluten till samma fjärrvärmenät.

Värmepumpar kan regleras snabbt för att öka eller minska värmeproduktionen. Effektuttaget ökar, respektive minskar, från elnätet när pumpen ökar eller minskar sin värmeproduktion. Även om värmepumpar rent teknisk är lättreglerade så kan värmepumpens reglerförmåga begränsas av fjärrvärmenätet. Eftersom värmebalansen måste bibehållas innebär en ökning av värmeproduktion i systemet att ökningen måste avsättas genom att kylas bort eller lagras i en ackumulatortank, alternativt att det sker en minskning av värmeproduktion i en annan del av systemet. Omvänt innebär en minskning av värmeproduktion att minskningen måste täckas upp genom extra värmeproduktion i en annan del av systemet, genom laststyrning i byggnader eller genom att utnyttja systemets/byggnaders tröghet som lagring. En fördel med fjärrvärmesystemet är att det har en inneboende tröghet vilket gör att ett visst mått av reglering alltid är möjlig utan att "störa" värmeleveransen till kund. Denna reglering utan att störa lämpar sig väl för deltagande på flexibilitetsmarknader och skulle kunna tillgodoses med hjälp av värmepumpens reglerförmåga.

Som en komponent i fjärrvärmenätet beror användningen av värmepumparna på systemet i sin helhet. Vad som avgör om värmepumpar körs över huvud taget, och i vilken omfattning, kan variera. Liksom för kraftvärmen är nyttjandet av värmepumpen beroende av värmeunderlaget, värmepumpen körs endast när det finns ett värmebehov att möta.

Fjärrvärmenätets värmeleverans under året beskrivs principiellt av varaktighetsdiagrammet i Figur 26. Det finns en naturlig körordning av ingående bränsle, där de mest kostnadseffektiva används först för att producera den värme som behövs. Varaktighetsdiagrammet presenterar principiellt denna ordning, där baslasten vanligen består av avfall följt av biobränsle. Därefter kommer användningen av värmepumpar. Spetslasten möts sedan typiskt av olja och pellets. Om värmepumpar fungerar som ren baslast, eller snarare går in som mellanlast vid kallare temperaturer, kan skilja mellan fjärrvärmesystem och beror till stor del på fjärrvärmenätets storlek. Värmepumpar tenderar att gå in som

baslast i mindre system medan det i större system snarare agerar mellanlast alt. topplast eftersom det ofta finns billigare bränslen och värmeproduktionsalternativ att tillgå.



Figur 26. Principiellt varaktighetsdiagram för värmeproduktionen i ett (större) fjärrvärmesystem

Hur kostnadseffektivt det är att köra värmepumpar beror på rådande elpris i jämförelse med förutsättningarna för andra bränslen. Vid låga elpriser är värmepumparen fördelaktig värmeproduktionskälla som kan producera flera gånger mer värme än förbrukad el. Vid höga elpriser kan det istället vara fördelaktigt att dra ner produktionen, givet att det finns någon alternativ värmeproduktion att tillgå. Det finns ofta en korrelation mellan högt värme- och elbehov, vilket innebär att priset för el tenderar att vara högt vid kalla temperaturer och därmed används om möjligt hetvattenpanna i första hand istället för värmepump.

De kraftvärmebolag Sweco har intervjuat styr idag aktivt värmeproduktionen från värmepumparna efter elpriset, som en del av driftoptimeringen av värmesystemet. Stockholm Exergi, som använder stora värmepumpar i sitt nät, nämner vid en intervju att de optimerar systemet genom att köra pumparna nattetid vid låga elpriser. De framhåller även att värmepumpar skulle kunna regleras oftare under dygnet, men att det i nuläget inte finns tillräckliga ekonomiska värden för att göra det.

5.2 Bidrag till den lokala kapacitetssituationen

Värmepumpar kan bidra till att avhjälpa den lokala kapacitetssituationen genom att reglera ner produktionen under ansträngda situationer. Värmepumparna skiljer sig i detta fall från kraftvärmen som utöver flexibilitet även bidrar med elproduktion lokalt i systemet. Värmepumparna kan endast bidra med flexibilitet, dels genom att värmeproduktionen ersätts med annan produktion, dels genom att ta tillvara på den (värme-)flexibilitet som finns i värmesystemet.

För att kunna bidra med nedreglering behöver det finnas andra resurser tillgängliga i värmesystemet som kan ersätta värmeproduktionen från värmepumparna. Som beskrivs ovan finns det ofta spetslast i form av

hetvattenpannor som kan användas för att optimera driften av värmesystemet och ersätta produktionen från värmepumparna vid höga elpriser eller ansträngda situationer i elnätet. När och i vilken utsträckning detta är möjligt beror dock på dimensioneringen av värmepumparna och resten av värmesystemet, som i stor uträkning varierar från fall till fall. Stockholm exergi och Göteborg energi nämner i intervju att de överlag har goda förutsättningar att reglera produktionen i värmepumparna under större delen av året, men att det kan uppstå situationer då möjligheterna för nedreglering är begränsad. Båda aktörerna poängterar också att det kan vara svårt att garantera förmågan över längre tidshorisonter, då det på förhand kan vara svårt att prognosticera värmebehovet och tillgängligheten för övriga värmeproduktionskällor. För att reglera ner produktionen behöver värmepumparna förstås även vara i drift, vilket kan utgöra ett hinder för att bidra under sommarhalvåret, Samtidigt är behovet av lokala resurser också begränsat på sommaren.

Utöver att ersätta värmeproduktionen med annan värmeproduktion kan nedreglering också möjliggöras av lagring av värme i värmesystemet. Lagringen av värme kan i detta fall delas in i tre sorters lager: ackumulatortankar (eller andra typer av värmelager), fjärrvärmesystemet i sig och laststyrning i byggnaderna. Stockholm Exergi nämner i intervju att man på senare år arbetat mycket med laststyrning i byggnaderna, vilket har fördelar för dimensionering och driften av systemet. Genom sammankopplingen av el- och värmesektorn via värmepumparna kan flexibiliteten i värmesystemet även bidra till flexibilitet i kraftsystemet.

Värmepumparna bidrar delvis redan idag till den lokala kapacitetsituationen genom att värmeproduktionen regleras ner vid höga elpriser, eftersom det på många platser finns en korrelation mellan höga elpriser och en ansträngd kapacitetsituation lokalt. Det kan dock uppstå situationer då elpriset inte korrelerar med den lokala situationen, eller inte motsvarar den extra kostnad nedreglering av värmepumparna medför. Värmepumparnas bidrag begränsas vid dessa situationer av att det inte finns tillräckliga prissignaler som speglar det lokala behovet. Driften av värmepumparna optimeras idag i princip uteslutande utifrån elpris, och inte utifrån den lokala kapacitetssituationen.

För att värmeaktörerna ska bidra till den lokala kapacitetssituationen genom att anpassa hur de kör sina värmepumpar krävs det prissignaler som speglar behovet av denna typ av reglering. Ett alternativ för att skapa sådana prissignaler är införandet av en lokal flexibilitetsmarknad, som beskrivs mer ingående i delrapport 1 av detta uppdrag. Jämfört med kraftvärme har denna typ av marknad bättre förutsättningar för att spegla värmepumparnas förmåga, eftersom marknaderna avser just flexibilitet (och inte lokal produktion eller kapacitet). Värmepumpar deltar idag även på befintliga eller tidigare flexibilitetsmarknader i såväl Stockholm (Sthlmflex), Malmö (Coordinet) som Göteborg (Effekthandel väst). Liksom för kraftvärmen begränsas dock deltagandet idag av få avrop och låga ersättningar på marknaderna. Hittills har deltagandet i stor utsträckning motiverats av andra värden som lärande och förståelse för hur marknaderna fungerar, men på sikt krävs det att intäktsmöjligheterna blir större för att leverantörerna ska fortsätta att delta. En annan aspekt som lyfts av värmeaktörerna är att marknaderna idag är utformade för mindre aktörer. För värmeaktörerna är potentialen betydligt större än de volymer som handlas på marknaderna, men det krävs också större volymer för att det ska vara värt besvären med att delta.

5.3 Övriga förmågor

Värmepumpars goda reglerförmåga gör det även möjligt att bidra med frekvensregleringsnytta till kraftsystemet och delta på svenska kraftnäts stödtjänstmarknader. Begränsningen i värmepumpens förmåga att delta ligger i dess användning som till stor del sker vintertid och så länge elpriset understiger bränslekostnaden för andra värmeproduktionsalternativ, blir elpriset för högt väljs annat värmeproduktionsalternativ. Att bidra med mer uthållig reglering så som resurstillräcklighet och mothandel och omdirigering innebär ett större optimeringsutmaning för anläggningsägaren. Sker nedreglering av värmepumpen under en längre tidsperiod, timmar eller dygn måste den minskade värmeproduktionen från värmepumpen i större utsträckning ersättas av annat värmealternativ. Om värmealternativet är ett kraftvärmeverk som även bidrar med elproduktionskapacitet innebär även en ökad värmeproduktion i kraftvärmeverket ett minskat bidrag med elproduktion till elnätet.

Together with our clients and the collective knowledge of our 18,500 architects, engineers and other specialists, we co-create solutions that address urbanisation, capture the power of digitalisation, and make our societies more sustainable.

Sweco – Transforming society together