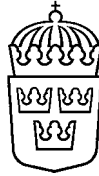


Kommittédirektiv



**Fjärrvärme på värmemarknaden
(N 2003:03)**

**Dir.
2002:160**

Beslut vid regeringssammanträde den 12 december 2002.

Sammanfattning av uppdraget

En utredare tillkallas med uppdrag att

- belysa fjärrvärmens konkurrenssituation på värmemarknaderna,
- föreslå åtgärder för att bättre skydda konsumenten mot oskäligen prissättning på fjärrvärme,
- analysera om det är lämpligt att införa tredjepartstillträde på fjärrvärmemarknaden och, om det bedöms lämpligt, föreslå regler för detta,
- analysera de samhälls- och företagsekonomiska konsekvenserna samt miljökonsekvenserna av tredjepartstillträde,
- bedöma vilka tekniska och andra begränsningar som finns för tredjepartstillträde till fjärrvärmenäten, och
- genomföra den kompletterande analys på el- och värmeområdet som riksdagen tillkännagivit när det gäller åtskillnad mellan nätverksamhet och konkurrenssatt verksamhet på elmarknaden såvitt avser avgränsningen till fjärrvärmeverksamhet (bet.2001/02:NU9,rskr.2001/02:180) och om det behövs föreslå reglering eller andra åtgärder.

Uppdraget skall delredovisas senast den 30 juni 2003 och vara avslutat senast den 30 juni 2004. Utredaren skall i delredovisningen genomföra den kompletterande analys som riksdagen tillkännagivit avseende åtskillnad mellan elverksamhet och fjärrvärmeverksamhet (bet. 2001/02:NU9, rskr. 2001/02:180).

Bakgrund

Fjärrvärmens har en viktig roll i omställningen av energisystemet. Utbyggnaden av fjärrvärme har bidragit till ett kraftigt minskat oljeberoende, ett effektivare energiutnyttjande, en allt högre användning av förnybara bränslen, en förbättrad tätortsmiljö och minskade utsläpp av koldioxid. Fjärrvärmeutbyggnad kan därutöver bidra till att minska användningen av elvärme och utgör samtidigt en viktig förutsättning för utbyggnad av kraftvärme. Fjärrvärmens medger vidare en större flexibilitet i valet av energikälla jämfört med individuell bränsleledning.

Fjärrvärmeverksamhet består huvudsakligen av produktion och distribution av hetvatten i ett rörledningssystem för kollektiv uppvärmning av byggnader. Fjärrvärme står idag för ca 43 % av den totala uppvärmningen av bostäder och lokaler. Utbyggnaden av fjärrvärme har till största delen bedrivits i kommunal regi. I samband med avregleringen av elmarknaden 1996 infördes en bestämmelse för kommunala företag som bedriver produktion och handel med el. Bestämmelsen innebär att ett sådant företag skall bedriva verksamheten på affärsässig grund i stället för med iakttagande av de kommunala självkostnads- och likställighetsprinciperna. Syftet med bestämmelsen är att de kommunala elföretagen skall verka under samma förutsättningar som de privata elföretagen. Samtidigt infördes en motsvarande bestämmelse för kommunala företag som bedriver distribution av fjärrvärme. Syftet med den bestämmelsen är att upprätthålla konkurrensneutraliteten mellan energislagen, dvs. el och fjärrvärme. Detta innebär att fjärrvärmesektorn för närvarande är i stort sett oreglerad.

Vad gäller distributionen av hetvatten utgör denna ett naturligt monopol. Statsmakterna har därför i ökad grad följt utvecklingen på fjärrvärmemarknaden sedan 1996 i syfte att uppmärksamma ett eventuellt behov av åtgärder. Uppföljningar visar att konsumenternas ställning är svag i förhållande till fjärrvärmeföretagen och att konkurrensen behöver stimuleras på värmemarknaden. Uppföljningar visar även att betydande strukturförändringar har skett på fjärrvärmemarknaden sedan 1996. Det kommunala ägandet har minskat. Nationellt och internationellt verksamma integrerade energikoncerner står för en ökad andel av ägandet av fjärrvärmeföretagen. Fjärrvärmeverksamhet bedrivs också i allt högre grad med ökade avkastningskrav av såväl privata som statliga och kommunala ägare. En stor prisspridning mellan fjärrvärmeföretagen och

en ökad grad av prissättning efter alternativa uppvärmningsformer kan även konstateras.

Kommunala fjärrvärmeföretag

Sedan 1996 skall kommunala fjärrvärmeföretag bedrivas på affärs-
mässig grund (7 kap. 2 § ellagen (1997:857)). I samband med
Elbörsutredningens betänkande *Regler för handel med el* (SOU
1996:49) påpekade flera remissinstanser i sina yttranden att den
kommunala lokaliseringsprincipen förhindrade effektiva värmeför-
sörjningslösningar i områden nära kommunområdesgränser.
Kommunallagens lokaliseringsprincip innebär att en kommun som
bedriver värmeproduktion i princip endast får leverera värme inom
den egna kommunen. Den 4 juni 1998 tillkallade regeringen en
särskild utredare (dir. 1998:41) för att studera regelverket för
handel med och distribution av naturgas och annan rörbunden
energi. Utredaren fick i detta sammanhang i uppdrag att överväga
om kommunala värmeföretag bör undantas från kommunallagens
lokaliseringsprincip. Den 1 februari 1999 överlämnades delbetän-
kandet *Effektiva värme- och miljölösningar* (SOU 1999:5). Utred-
ningen föreslog att kommunal fjärrvärmeverksamhet även skulle få
bedrivas i geografisk närhet till företagets fjärrvärmeverksamhet
inom kommunen i syfte att uppnå en ändamålsenlig fjärrvärme-
verksamhet. Regeringen bedömde i propositionen *Energimarknader
i utveckling - bättre regler och tillsyn* (prop. 2001/02:56) att ett
undantag från lokaliseringsprincipen bör genomföras på sikt, men
först efter en ytterligare utredning av möjligheterna att införa pris-
tillsyn av värmedistribution. Riksdagen delade regeringens bedöm-
ning när det gäller lokaliseringsprincipen (bet. 2001/02:NU9).

Utredningar om konkurrensen för fjärrvärmens på värmemarknaderna

Den 17 december 1998 fick Energimyndigheten regeringens upp-
drag att göra en förstudie i syfte att beskriva situationen på
värmemarknaden ur ett användarperspektiv. Uppdraget redovisades
den 26 oktober 1999 (dnr N1999/11368/ESB). Efter remiss-
behandling fick Energimyndigheten i uppdrag av regeringen att i
samråd med Konkurrensverket och Konsumentverket samt före-
trädare för bransch- och konsumentorganisationer senast den 1

oktober 2000 redovisa en översyn av fjärrvärmemarknaden och ett förslag till metod för att följa utvecklingen på denna (dnr N1999/11368/ESB). I uppdraget ingick att ta fram ett system för riktmärkesjämförelser (s.k. benchmarking) mellan fjärrvärmeföretagen. Energimyndigheten överlämnade den 16 oktober 2000 rapporten *Fjärrvärmen på värmemarknaderna – Rapport över uppdrag att följa utvecklingen på fjärrvärmemarknaden* till regeringen (dnr N1999/11368/ESB). Rapporten innehöll förslag om ökad prisinformation, produktivitetmätningar och nyckeltal. Den innehöll också förslag om att utreda krav på särredovisning eller juridisk separation av fjärrvärmeföretag, att utreda möjligheterna att införa tredjepartstillträde till fjärrvärmenäten samt att utreda möjligheterna för fjärrvärmekunderna att ta upp klagomål mot priser och andra leveransvillkor. Rapporten har remissbehandlats.

Regeringen bedömde i propositionen *Energimarknader i utveckling – bättre regler och tillsyn* (prop. 2001/02:56) att konkurrensituationen, strukturförändringarna på fjärrvärmemarknaden och fjärrvärmens betydelsefulla roll i energiomställningen medför att en ökad pristransparens bör eftersträvas. För att tillgodose konsumentens intresse av låga fjärrvärmepriser bedömdes en ökad uppföljning av fjärrvärmepriserna vara motiverad. Även riksdagen bedömde att fri prissättning för fjärrvärme kombinerat med naturliga monopol riskerar att leda till oskäligen prishöjningar (bet. 2001/02:NU9). Energimyndigheten har fått i uppdrag att följa och analysera utvecklingen på värmemarknaderna med avseende på priser, konkurrensförhållanden, bränsleslag och utsläpp av koldioxid och andra miljöfarliga utsläpp från olika typer av uppvärmning. I detta arbete ingår att ta fram relevanta nyckeltal för att följa fjärrvärmens utveckling i olika avseenden i syfte att få kunskap om produktionsförhållanden och sambandet mellan produktion och kostnader. En första årlig uppföljningsrapport, *Värme i Sverige*, redovisades till Näringsdepartementet den 20 december 2001 (dnr N2001/11486/ESB).

Åtskillnad mellan nätverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet i el- och fjärrvärmeföretag

Regeringen föreslog i propositionen *Energimarknader i utveckling – bättre regler och tillsyn* (prop. 2001/02:56) ett förbud mot gemensam verkställande direktör och gemensam styrelsemajoritet i

elhandels- eller elproduktionsföretag och elnätsföretag. Syftet med förslaget var att försvåra möjligheterna att övervältra kostnader mellan monopolverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet. Att förhindra s.k. korssubventionering är en viktig förutsättning för väl fungerande el- och värmemarknader.

Riksdagen avslag dock regeringens förslag i denna del (bet. 2001/02:NU9, rskr. 2001/02:180). Riksdagen menade att förslaget var behäftat med ett antal problem som kräver ytterligare beredning och överväganden. Riksdagen anmodade regeringen att göra en förnyad prövning av frågan och återkomma till riksdagen med ett nytt förslag. Särskilt bör frågan om kongruensen i regelverket för å ena sidan nätföretag och företag som bedriver produktion av och handel med el och å andra sidan fjärrvärmeföretag och elhandelsföretag uppmärksammas.

Konkurrenssituationen på värmemarknaden

Utbyggnaden av fjärrvärme har lett till att denna uppvärmningsform, där den är etablerad, har en dominerande ställning på värmemarknaderna. Distributionen av hetvatten utgör ett s.k. naturligt monopol. Detta innebär att det inte är möjligt att införa rimliga konkurrenslösningar i denna del.

Monopolprissättning är därför en risk. En stor prisspridning mellan fjärrvärmeföretagen och en ökad grad av prissättning efter vad alternativa uppvärmningsformer kostar kan även konstateras. Konkurrensen från andra uppvärmningsformer är ur fjärrvärmekundens synvinkel begränsad. Värmemarknaden kännetecknas även av betydande trögheter. Kostnaderna för att byta uppvärmningssystem är det största hindret. Ett byte av uppvärmningssystem är ofta en betydande investering som kräver tillgång till kapital hos den enskilde konsumenten. Även de praktiska möjligheterna att byta uppvärmningssystem utgör ofta en begränsning för konvertering från fjärrvärme. Eftersom andra uppvärmningsformer inte direkt konkurrerar då fjärrvärmeanslutning skett är därmed fjärrvärmemarknaden i konkurrensrättsligt hänseende att betrakta som relevant marknad. En värmekonsument som tillgodoser sin uppvärmning med el eller andra bränslen har möjlighet att välja och byta leverantör på ett sätt om fjärrvärmekonsumenten saknar. En ökad utbyggnad av fjärrvärme i småhusområden medför även att de små värmekonsumenternas intressen behöver tillgodoses i större

utsträckning. I övrigt bestäms konkurrensförhållandena mellan bränslena inom värmesektorn i hög grad av energibeskattningen.

Åtgärder för att förbättra konkurrensen på värmemarknaden

Konkurrensen inom värmesektorn bör stimuleras så att ökad effektivitet och lägre priser kan uppnås. För att uppnå en dynamisk konkurrens på värmemarknaden är det viktigt att motverka olika inträdesbarriärer. Ett sätt att öka konkurrensen på fjärrvärmemarknaden kan vara att låta spillvärmeleverantörer sälja värme direkt till konsumenten genom att få tillträde till nätet för själva distributionen, s.k. tredjepartstillträde. En sådan ordning torde kunna vara aktuell främst i de stora fjärrvärmesystemen. En potentiell leverantör av spillvärme har i dag i princip endast ett alternativ för nyttiggörande av spillvärme genom att leverera till nätet på villkor fastställda av nätägaren. Ett bättre utnyttjande av spillvärme innebär även hushållning med naturresurser och en effektivare energi-användning. I främst de stora fjärrvärmesystemen i landet skulle en sådan möjlighet kunna ge ett stimulerande konkurrenstryck på fjärrvärmeföretagen som då inte är den enda köparen av spillvärmens. Vidare kan en utbyggnad av fjärrvärmens mellan tätorter stimuleras genom tredjepartstillträde, då nätet öppnas för den som kan erbjuda värme till lägre pris. Ett utökat värmeunderlag för kraftvärme kan även innebära en effektivare elproduktion.

Uppdraget

Konkurrensen för fjärrvärmens på värmemarknaderna och kommunala fjärrvärmeföretag

Utredaren skall belysa fjärrvärmens konkurrenssituation på värmemarknaderna och särskilt beakta effekterna av förändringarna i regelverket för kommunala fjärrvärmeföretag som genomfördes 1996. Utredaren skall även belysa de affärsmässiga riskerna med att bedriva fjärrvärmeverksamhet, exempelvis hur behovet av bränsleflexibilitet påverkar värmepriserna.

Åtgärder mot oskälig fjärrvärmeprissättning

Utredaren skall föreslå åtgärder för att bättre skydda konsumenten mot oskälig fjärrvärmeprissättning. Utredaren skall analysera behovet av pristillsyn på fjärrvärmemarknaden och, om det bedöms nödvändigt, föreslå hur ett regelverk och en tillsynsmodell för fjärrvärmemarknaden lämpligen kan utformas. Utgångspunkten bör vara motsvarande regelverk för el- och gasmarknaderna. Olika system för tillsyn bör emellertid studeras såsom prisjämförelser, pristaks- och indexreglering samt inrättande av fjärrvärmekonsumentråd. Riktmarkesjämförelser av priserna för värmedistribution kan vara en sådan modell. För fjärrvärmesystem som är lokal till sin karaktär bör de lokala skillnaderna kunna tillgodoses genom en inriktning som bygger på prisjämförelser. Erfarenheterna från tillsynen av elnätsföretag bör även tillvaratas. I Sverige finns det ett 30-tal energiföretag som driver såväl elnäts- som fjärrvärmeverksamhet, vilka tillsammans svarar för huvuddelen av el- och fjärrvärmeförsäljningen i landet. Detta medför att det kan finnas samordningsfördelar med likvärdiga regelverk för el- och värmedistribution. Konkurrenslagstiftningens roll att stävja oskälig fjärrvärmeprissättning bör även belysas. Utredaren skall också överväga om ett eventuellt regelverk bör omfatta även fjärrkylamarknaden och fjärrånga.

Utredaren skall även studera behovet av och förutsättningarna för att inrätta en instans för klagomål mot priser och leveransvillkor för konsumenterna på fjärrvärmemarknaden samt införande av en förhandlingsordning vad gäller prissättningen av fjärrvärme, och i sådana fall lämna förslag på lämpliga åtgärder. Utredaren skall vidare analysera hur en ökad pristransparens på värmemarknaden skapar förutsättningar för konsumenten att bättre utvärdera sin situation. Utredaren skall i detta sammanhang beakta det arbete Energimyndigheten bedriver för att följa utvecklingen på värmemarknaden. Utredaren skall om så bedöms lämpligt lämna förslag om, i det fall att ett system för pristillsyn föreslås, att medge undantag från lokaliseringsprincipen vad gäller fjärrvärmeverksamhet i geografisk närhet till företagets fjärrvärmeverksamhet inom kommunen.

Tredjepartstillträde

För att åstadkomma ökad konkurrens på värmemarknaderna skall utredaren analysera möjligheterna att åstadkomma ökad konkurrens vad gäller utbudet. Ett sådant sätt som skall analyseras är möjligheterna för spillvärmeleverantörer att sälja värme direkt till konsumenten genom att få tillträde till nätet för själva distributionen, s.k. tredjepartstillträde. Utredaren skall i det sammanhanget analysera effekterna av att fjärrvärmenäten integreras mellan närbelägna tätorter i fråga om möjligheterna att utnyttja spillvärmem och/eller öka värmeunderlaget för kostnadseffektiv kraftvärmeproduktion. I detta sammanhang skall en analys också göras av om den kommunala lokaliseringsprincipen innebär en begränsning för en sådan utveckling.

Utredaren skall undersöka de rättsliga förutsättningarna för ett tredjepartstillträde samt hur villkoren och administrationen för sådant tillträde till distributionen av hetvatten kan utformas. Utredaren skall vidare undersöka i vilken mån andra regelverk kan behöva ändras för att underlätta tredjepartstillträde. Utredaren skall därvid särskilt beakta behovet av ett enkelt regelverk som underlättar för nya aktörer. Vidare skall de samhälls- och företagsekonomiska konsekvenserna samt miljökonsekvenserna av tredjepartstillträde analyseras. Utredaren skall även bedöma de tekniska begränsningar för tredjepartstillträde som följer av fjärrvärmenätens tekniska utformning. Då den nuvarande beskattningen av värmeproduktion beror på om den produceras inom industri, fjärrvärmeverk eller kraftvärmeverk skall energiskattesystemets utformning också uppmärksammas vid analysen. Arbetet med ett program för långsiktiga avtal för en konkurrenskraftig energiintensiv industri skall även beaktas. Vidare skall arbetet inom EU med relevanta direktivförslag, såsom kommissionens förslag till direktiv om främjande av kraftvärme på grundval av efterfrågan på nyttiggjord värme på den inre marknaden för energi (KOM(2002) 415 slutlig), uppmärksammas och hänsyn tas till eventuella EG-rättsliga krav. Om utredaren finner att tredjepartstillträde bör genomföras skall ett förslag till regelverk om detta läggas fram. Utredaren skall i detta fall också föreslå nödvändiga ändringar i andra regelverk som kan behöva ändras för att underlätta tredjepartstillträde. Utredaren skall också undersöka om ytterligare åtgärder utöver tredjepartstillträde bör vidtas som kan bidra till att

öka konkurrensen på värmemarknaderna, och i sådant fall lämna förslag till sådana.

Åtskillnad mellan nätverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet i el- och fjärrvärmeföretag

Utredaren skall studera och överväga behovet av bestämmelser som reglerar åtskillnaden mellan nätverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet på elmarknaden och fjärrvärmeverksamhet. Eftersom fjärrvärmeföretag i dag ofta drivs inom integrerade energikoncerner där även såväl elhandel som elproduktion och nätverksamhet ingår, utgör korssubventionering mellan konkurrensutsatt och monopol-skyddad verksamhet en risk. I vissa fall drivs fjärrvärmeföretagen även i samma juridiska person som elproduktion och elhandel. I syfte att undvika korssubventionering och prisdiskriminering skall utredaren överväga behovet av skärpta regler och tillsyn av särredovisning av fjärrvärmeverksamhet. Kongruensen mellan kraven på åtskillnad mellan å ena sidan elnätverksamhet och elhandel och elproduktion och å andra sidan fjärrvärmeverksamhet och elhandel och elproduktion skall beaktas. Vidare skall behovet av särskilda regler för kraftvärmeföretag analyseras.

Arbetets genomförande, tidsplan m.m.

Utredaren skall samråda med utredningen om en översyn av valagstiftningen (dir. 2002:46).

Om utredaren föreslår åtgärder som kräver finansiering skall förslag till sådan lämnas. Utredaren skall även göra en bedömning av vilken miljöpåverkan som förslagen får om de genomförs. Utredaren skall, när det gäller redovisning av förslagets konsekvenser för små företag, samråda med Näringslivets nämnd för regelgranskning.

Uppdraget skall delredovisas senast den 30 juni 2003 och vara avslutat senast den 30 juni 2004. Utredaren skall i delredovisningen genomföra den kompletterande analys som riksdagen tillkännagivit avseende åtskillnad mellan elverksamhet och fjärrvärmeverksamhet (bet. 2001/02:NU9, rskr. 2001/02:180).

(Näringsdepartementet)

Kommittédirektiv



**Tilläggsdirektiv till utredningen om
fjärrvärme på värmemarknaden (N2003:03)**

**Dir.
2003:77**

Beslut vid regeringssammanträde den 12 juni 2003.

Förlängd tid för delredovisning av uppdraget

Regeringen beslutar om förlängd tid för att delredovisa uppdraget. Uppdraget skall delredovisas senast den 31 oktober 2003.

Komplettering av uppdraget

Utredaren skall om det bedöms lämpligt föreslå regler för hur förbikoppling av värmemätare i fjärrvärmesystem kan beivras. Denna del av uppdraget skall redovisas senast den 30 juni 2004.

Bakgrund

Förlängd tid

Med stöd av regeringens bemyndigande den 12 december 2002 har chefen för Näringsdepartementet tillkallat en särskild utredare med uppdrag att se över fjärrvärmens konkurrens-situation på värmemarknaderna (dir. 2002:160). Utredningen skall enligt direktiven delredovisa uppdraget senast den 30 juni 2003 och slutredovisa uppdraget senast den 30 juni 2004. Regeringen beslutade vidare den 13 februari 2003 att en utredning *Fortsatt utveckling av el- och naturgasmarknaderna* (dir. 2003:22) skulle tillsättas med uppdrag att göra en kompletterande analys av frågan om skärpning av kravet på åtskillnad mellan elnätsverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet. Utredaren skall i denna fråga samråda med utredningen Fjärrvärme på värmemarknaden (N2003:03). Av samordningsskäl

är det angeläget att denna del i uppdraget redovisas koordinerat i tid mellan de båda utredningarna.

Förbikoppling av värmemätare

Svenska Fjärrvärmeföreningen har i en skrivelse till Näringsdepartementet begärt komplettering av gällande lagstiftning för att kunna beivra förbikoppling av värmemätare. Föreningen hänvisar dels till en dom i tingsrätt där tingsrätten ogillade ett åtal för egenmäktigt förfarande avseende en förbikoppling av värmemätare, dels till att det är straffbart att förbikoppla motsvarande mätutrustning såsom vattenmätare och gasmätare liksom att olovligen avleda elektrisk kraft. Eftersom fjärrvärmen blivit en allt vanligare uppvärmningsform till följd av en kraftig utbyggnad under de senaste decennierna och utbyggnaden i dag i större utsträckning sker i småhus-bebyggelsen har antalet mätpunkter i fjärrvärmesystemen ökat betydligt. Det är därför angeläget att närmare utreda behovet av och sättet att kriminalisera förbikoppling av värmemätare i fjärrvärmesystem.

(Näringsdepartementet)

Kommittédirektiv



**Tilläggsdirektiv till Fjärrvärmeutredningen
(N2003:03)**

**Dir.
2003:102**

Beslut vid regeringssammanträde den 11 september 2003.

Sammanfattning av tilläggsuppdraget

Utredaren skall utvärdera behovet av koncessionsplikt för att bygga och använda rörledningar som utnyttjas för transport av fjärrvärme. Om utredaren bedömer att förändringar av regelverket på området behöver göras, skall förslag till ändamålsenlig reglering lämnas. Tilläggsuppdraget skall redovisas senast den 30 september 2004.

Tilläggsuppdraget

Utredaren skall utvärdera behovet av koncessionsplikt för att bygga och använda rörledningar som utnyttjas för transport av fjärrvärme. Utredaren skall även belysa förhållandena avseende koncessionsplikt för andra konkurrerande ledningsbundna energiformer, såsom el och naturgas, och vilken eventuell påverkan en sådan har på konkurrenssituationen. Om utredaren finner att rörledningar för fjärrvärme även fortsättningsvis skall vara underkastade koncessionsplikt, skall en redovisning av motiven för detta lämnas. Dessutom skall utredaren bedöma om koncessionsplikt skall gälla för alla typer av rörledningar för fjärrvärme och, om så inte bedöms vara lämpligt, lämna förslag till hur en ändamålsenlig avgränsning mellan koncessionspliktiga respektive icke-koncessionspliktiga rörledningar skall vara utformad i lagstiftningen. Utredaren skall analysera motiven för den i dag tillämpade ordningen, att även befintliga rörledningar underkastas koncessionsplikt när en planerad tillbyggnad innebär

att den sammanlagda ledningslängden överstiger 20 km. Om utredaren bedömer att förändringar av regelverket på området behöver göras, skall förslag till ändamålsenlig reglering lämnas. Tilläggsuppdraget skall redovisas senast den 30 september 2004.

Utredaren skall samråda med utredningen om fortsatt utveckling av el- och naturgasmarknaderna (N2003:04) samt med utredningen om översyn av va-lagstiftningen m.m. (M2002:02).

Bakgrund

Fjärrvärmeutredningen

Med stöd av regeringens bemyndigande den 12 december 2002 har chefen för Näringsdepartementet tillkallat en särskild utredare med uppdrag att se över fjärrvärmens konkurrenssituation på värmemarknaderna (dir. 2002:160). Regeringen beslutade den 12 juni 2003 i tilläggsdirektiv till utredningen om komplettering av uppdraget när det gäller regler för hur förbikoppling av värmemätare i fjärrvärmesystem kan beivras (dir. 2003:77) och förlängd tid för att delredovisa uppdraget. Utredaren skall enligt tilläggsdirektivet delredovisa uppdraget senast den 31 oktober 2003 och slutredovisa uppdraget senast den 30 juni 2004. Med anledning av det nu aktuella tilläggsuppdraget bör emellertid slutredovisningen av uppdraget utsträckas till den 30 september 2004.

I det ursprungliga utredningsuppdraget ingick att undersöka de rättsliga förutsättningarna för tredjepartstillträde och att föreslå ett regelverk som underlättar för nya aktörer. Uppdraget bör även innefatta en översyn och utvärdering av nuvarande regler om koncession och, om det behövs, förslag till förändrat regelverk på området.

Koncessionsplikt för fjärrvärmeledningar

I 1 § lagen (1978:160) om vissa rörledningar (rörledningslagen) finns bestämmelser om krav på koncession för att bygga och använda rörledningar som utnyttjas för transport av bl.a. fjärrvärme.

Enligt bestämmelsen är bl. a. rörledningar som understiger 20 km eller som huvudsakligen skall användas för att tillgodose

enskilda hushålls behov undantagna från koncessionsplikt. Vid tillbyggnad skall, enligt förarbetena (prop. 1977/78:86, sid. 85), koncession sökas om den planerade tillbyggnaden tillsammans med ledningen i övrigt har en längd som överstiger 20 km. Koncession skall i detta fall sökas för driften av den äldre delen av ledningen respektive för byggande och drift av den nya delen. Därutöver är rörledningar som uteslutande skall utnyttjas inom hamn- och industriområde undantagna. Regeringen får också i enskilda fall medge undantag från koncessionsplikten.

Rörledningslagen gjordes tillämplig på fjärrvärmeledningar genom ett tillägg till 1 §, i samband med vissa planer på att överföra större mängder uppvärmt spillvatten från kärnkraftverken (se lagen (1981:597) om ändring i lagen (1978:160) om vissa rörledningar, prop. 1980/81:90 bil. 1, NU 60, rskr. 381). Något krav på att söka koncession vid anläggande av vatten- och avloppsanläggningar i övrigt föreligger inte.

Av förarbetena (prop. 1980/81:90 bil. 1:13) framgår att undantagen från kraven på koncession för kortare ledningar och hushållsförbrukning tog sikte på hetvattenledningar för rent lokala behov, ofta i kommunal regi, som inte bedömdes ha sådan betydelse ur allmän synpunkt att de borde vara underkastade koncessionsplikt. I övrigt motiverades koncessionsplikten för längre överföringsledningar av samhällets behov av att kunna göra en samlad bedömning av de skilda intressen som kan göra sig gällande i fråga om natur- och miljövärd samt gällande planbestämmelser.

Fjärrvärmens har på senare år blivit en allt vanligare uppvärmningsform och de befintliga fjärrvärmenäten byggs ut och kopplas samman med varandra i snabb takt. Detta är en utveckling som stämmer väl överens med de energipolitiska intentionerna. Naturgas kan vara ett alternativ och utgör i de områden där den är utbyggd en konkurrerande energiform till fjärrvärme. Vad gäller naturgas krävs för närvarande koncession endast för högtrycksledningar. Utredningen om fortsatt utveckling av el- och naturgasmarknaderna (N2003:04) skall enligt sina utredningsdirektiv (dir 2002:22) bl.a. närmare utreda behovet av koncession för distributionsledningar. Möjligheten att välja alternativa energislag och uppvärmningsformer är avgörande för att energimarknaderna skall kunna utvecklas positivt. Trots den snabba utbyggnadstakten av fjärrvärmens har regeringen endast beviljat koncession i ett fall sedan koncession för

fjärrvärmeledningar infördes på 1980-talet. Innan det beslutet fattades prövades frågan om den aktuella ledningen var koncessionspliktig av regeringen. De nuvarande bestämmelserna om koncession för fjärrvärmeledningar framstår som otidsenliga och har visat sig medföra vissa tillämpningsproblem. Det faktum att det råder osäkerhet om när byggande av fjärrvärmeledningar kräver koncession och att koncessionsplikt i vissa fall även drabbar befintliga ledningar, främjar inte en effektiv utbyggnad av landets fjärrvärmenät.

(Näringsdepartementet)

Kommittédirektiv



**Tilläggsdirektiv till Fjärrvärmeutredningen
(N2003:03)**

**Dir.
2003:138**

Beslut vid regeringssammanträde den 30 oktober 2003.

Förlängd tid för delredovisning av uppdraget

Regeringen beslutar om förlängd tid för att delredovisa uppdraget. Uppdraget skall delredovisas senast den 1 december 2003.

Bakgrund

Med stöd av regeringens bemyndigande den 12 december 2002 har chefen för Näringsdepartementet tillkallat en särskild utredare med uppdrag att se över fjärrvärmens konkurrenssituation på värme- och naturgasmarknaderna (dir. 2002:160). Utredaren skall enligt tilläggsdirektiv (2003:77) delredovisa uppdraget när det gäller den kompletterande analys som riksdagen tillkännagivit avseende åtskillnad mellan elverksamhet och fjärrvärmeverksamhet (bet. 2001/02:NU9, rskr. 2001/02:180) senast den 31 oktober 2003.

Fjärrvärmeutredningen (N2003:03) skall samråda med utredningen om fortsatt utveckling av el- och naturgasmarknaderna (N2003:04) i frågan om åtskillnaden mellan elverksamhet och fjärrvärmeverksamhet. Utredningen om fortsatt utveckling av el- och naturgasmarknaderna har i en skrivelse den 14 oktober 2003 begärt förlängd tid för att delredovisa uppdraget till den 1 december 2003. Skälet är främst att Europeiska kommissionen har kallat medlemsstaterna till möten om tolkningen av el- och naturgasmarknadsdirektiven som antogs den 26 juni 2003. Mötena äger rum den 21 oktober respektive den 13 november 2003. Det är angeläget att utredningen om fortsatt utveckling av el- och naturgasmarknaderna ges möjlighet att beakta vad som framkommer i samband med dessa möten. Även Fjärrvärme-

utredningens tid för att delredovisa uppdraget bör därför utsträckas till den 1 december 2003.

(Näringsdepartementet)

Kommittédirektiv



**Tilläggsdirektiv till Fjärrvärmeutredningen
(N 2003:03)**

**Dir.
2004:58**

Beslut vid regeringssammanträde den 6 maj 2004.

Sammanfattning av tilläggsuppdraget

Utredaren skall lämna förslag till hur Europaparlamentets och rådets direktiv 2004/8/EG om främjande av kraftvärme på grundval av efterfrågan på nyttiggjord värme på den inre marknaden för energi och om ändring av direktiv 92/42/EEG skall genomföras i Sverige. Tilläggsuppdraget skall redovisas senast den 31 mars 2005.

Bakgrund

Fjärrvärmeutredningen

Med stöd av regeringens bemyndigande den 12 december 2002 har chefen för Näringsdepartementet tillkallat en särskild utredare med uppdrag att se över fjärrvärmens konkurrenssituation på värmemarknaderna (dir. 2002:160). Utredaren skall enligt tidigare tilläggsdirektiv (dir. 2003:102) redovisa uppdraget senast den 30 september 2004.

Europaparlamentets och rådets direktiv 2004/8/EG av den 11 februari 2004 om främjande av kraftvärme

Europeiska kommissionen lämnade i juli 2002 ett förslag till Europaparlamentets och rådets direktiv om främjande av kraftvärme på grundval av efterfrågan på nyttiggjord värme på den inre marknaden för energi och om ändring av direktiv 92/42/EEG. Direktivet antogs slutligt av rådet och Europaparlamentet i februari 2004 och trädde i kraft den 21 februari 2004 (EUT nr L 52, 21.2.2004, s. 50–

60, Celex 32004L0008). Direktivet skall vara genomfört i medlemsstaterna senast den 21 februari 2006.

EG-direktivet 2004/8/EG syftar till att främja en effektivare användning av primärenergi och att genom en ökad användning av kraftvärme minska överföringsförluster och utsläpp, framför allt av växthusgaser. En effektivare energianvändning genom kraftvärme kan även bidra till en förbättrad försörjningstrygghet avseende energi inom den Europeiska unionen.

Kraftvärme och kraftvärmens i Sverige

Kraftvärme innebär samtidig produktion av el och värme samt i en del fall även av processånga. Kraftvärme är både energi- och miljömässigt effektivt oavsett vilket bränsle som används och kan därmed på ett verkningsfullt sätt bidra till minskad miljöpåverkan.

I Sverige finns väl utbyggda fjärrvärmenät, vilka medger en förhållandevis stor potential för kraftvärme. Den fortsatta expansionen av fjärrvärmenäten skapar ytterligare potential för ökad kraftvärmeproduktion. Under 2002 uppgick elproduktionen i landets kraftvärmeverk till cirka tre procent av Sveriges samlade elproduktion, vilket är en betydligt lägre andel än i flera av våra grannländer. Den 1 januari 2004 genomfördes förändringar i energibeskattningen av kraftvärmens som syftar till att öka elproduktionen i de befintliga kraftvärmeverken och till att förbättra förutsättningarna för investeringar i ny kraftvärme. Statens energimyndighet har enligt regleringsbrevet för 2004 i uppdrag att redovisa utvecklingen på kraftvärmeområdet i syfte att följa upp de samlade effekterna på kraftvärmens av de nya reglerna för energibeskattnings och introduktionen av elcertifikatssystemet. Uppdraget skall redovisas senast den 15 juni 2004.

Tilläggsuppdraget

Genomförande av Europaparlamentets och rådets direktiv 2004/8/EG av den 11 februari 2004 om främjande av kraftvärme i Sverige

Utredaren skall lämna förslag till hur Europaparlamentets och rådets direktiv 2004/8/EG om främjande av kraftvärme på grundval av efterfrågan på nyttiggjord värme på den inre marknaden för energi och om ändring av direktiv 92/42/EEG skall genomföras i

Sverige. I uppdraget ingår att lämna förslag till de författningsändringar som krävs för att genomföra artikel 5 i EG-direktivet (2004/8/EG) om ursprungsgaranti för el från högeffektiv kraftvärme. En utgångspunkt bör vara utformningen av lagen (2003:437) om ursprungsgarantier avseende förnybar el.

Utredaren skall även analysera den svenska potentialen för högeffektiv kraftvärme enligt vad som föreskrivs i artikel 6 i EG-direktivet (2004/8/EG). I denna analys skall utredaren särskilt beakta effekterna av den förändrade energibeskattningen avseende kraftvärme som trädde i kraft den 1 januari 2004, införandet av elcertifikatssystemet den 1 maj 2003, systemet för handel med utsläppsrätter som avses träda i kraft den 1 januari 2005 samt den ekonomiska potentialen för ytterligare expansion av fjärrvärmenäten. Så långt möjligt skall potentialen för och eventuella behov av regelförändringar relateras till mikrokraftvärme och mekanisk direktdrift enligt direktivets artikel 3 a belysas.

Utredaren skall vidare lämna förslag om tillämpning av Bilaga III a i fråga om särskilda kriterier för att småskalig kraftvärme och mikrokraftvärme skall betraktas som högeffektiv.

Vidare skall utredaren utvärdera nuvarande lagstiftning och regelverk om tillståndsförfaranden enligt artikel 9 i EG-direktivet (2004/8/EG). Vid utvärderingen skall arbetet inom Miljöbalkskommittén (M 1999:03) och PBL-kommittén (M 2002:05) samt motsvarande utvärdering enligt EG-direktivet 2001/77/EG om främjande av el producerad från förnybara energikällor på den inre marknaden för el (EUT nr L 283, 27.10.2001, s. 33 - 40, Celex 32001L0077) uppmärksammas. Utredaren skall analysera eventuella fördelar och nackdelar med att tillämpa någon form av alternativa kriterier för vad som kan redovisas som kraftvärme enligt artikel 12 i EG-direktivet (2004/8/EG). I detta sammanhang skall utredaren särskilt belysa den ökade komplexitet som följer för det fall att ursprungsgarantier eller statistik skulle baseras på andra kriterier och definitioner än dem som gäller vid energibeskattnings av kraftvärme. Utredaren skall väga nyttan med alternativa kriterier mot nackdelarna med ökad komplexitet.

Arbetets genomförande, tidsplan m.m.

Utredaren skall samråda med PBL-kommittén (M 2002:05), Utredningen om fortsatt utveckling av el- och naturgasmarknaderna (N 2003:04) och Statens energimyndighet. I den del av uppdraget som rör förslag till de författningsändringar som krävs för att genomföra vad som föreskrivs i artikel 5 i EG-direktivet om ursprungsgaranti för el från högeffektiv kraftvärme skall utredaren samråda med Affärsverket svenska kraftnät. Vidare skall utredaren beakta arbetet i den föreskrivande kommitté som skall inrättas enligt artikel 14 i EG-direktivet (2004/8/EG) och genomförandearbetet i övriga medlemsstater. Utredaren skall, när det gäller redovisning av förslagens konsekvenser för små företag, samråda med Näringslivets Regelnämnd. Om utredaren föreslår åtgärder som kräver finansiering skall förslag till sådan lämnas.

Det nu aktuella tilläggsuppdraget skall redovisas senast den 31 mars 2005 och övriga delar av uppdraget, i enlighet med vad som bestämts tidigare, senast den 30 september 2004.

(Näringsdepartementet)

Kommittédirektiv



**Tilläggsdirektiv till Fjärrvärmeutredningen
(N 2003:03)**

**Dir.
2004:130**

Beslut vid regeringssammanträde den 23 september 2004.

Förlängd tid för huvuduppdraget

Regeringen beslutar om förlängd tid för huvuduppdraget. Huvuduppdraget skall redovisas senast den 31 december 2004.

Bakgrund

Med stöd av regeringens bemyndigande den 12 december 2002 har chefen för Näringsdepartementet tillkallat en särskild utredare med uppdrag att se över fjärrvärmens konkurrenssituation på värme- och marknaderna (dir. 2002:160). Utredaren skall enligt tilläggsdirektiv (dir. 2003:102) redovisa denna del av uppdraget senast den 30 september 2004. Den 6 maj 2004 beslutade regeringen om ytterligare ett tilläggsuppdrag (dir. 2004:58). Enligt tilläggsuppdraget skall utredaren lämna förslag till hur Europaparlamentets och rådets direktiv 2004/8/EG om främjande av kraftvärme på den inre marknaden för energi och om ändring av direktiv 92/42/EEG skall genomföras i Sverige. Detta tilläggsuppdrag skall redovisas senast den 31 mars 2005.

Utredaren har i en skrivelse begärt förlängd tid med att redovisa huvuduppdraget. Utredaren anger att utredningsuppdraget har vidgats genom de tilläggsuppdrag som har givits vilka medför vidgade frågeställningar och behov av ytterligare samråd med andra utredningar. Utredaren skall bl.a. samråda med El- och gasmarknadsutredningen (N2003:04) i frågan om att utvärdera behovet av koncessionsplikt för rörledningar som utnyttjas för transport av fjärrvärme. El- och gasmarknadsutredningen har beviljats förlängd redovisningstid bl.a. när det gäller frågan om att utreda behovet av

koncessionsplikt för distributionsledningar för naturgas till den 31 december 2004 (dir. 2004:104).

Då Fjärrvärmeutredningen enligt ett av sina tilläggsuppdrag skall redovisa förhållandena avseende koncessionsplikt för andra konkurrerande ledningsbundna energiformer, såsom el och naturgas, och vilken eventuell påverkan olika koncessionsregler för dessa energiformer kan ha på konkurrenssituationen dem emellan, finns skäl att samordna redovisningstidpunkten för de båda utredningarna. Fjärrvärmeutredningens huvuduppdrag bör därför redovisas senast den 31 december 2004. Tilläggsuppdraget gällande förslag till hur Europaparlamentets och rådets direktiv 2004/8/EG om främjande av kraftvärme skall genomföras i Sverige skall, som tidigare bestämts, redovisas senast den 31 mars 2005.

(Näringsdepartementet)

Kommittédirektiv



**Tilläggsdirektiv till Fjärrvärmeutredningen
(N 2003:03)**

**Dir.
2005:41**

Beslut vid regeringssammanträde den 7 april 2005

Sammanfattning av tilläggsuppdraget

Utredaren skall utreda och lämna förslag till lämplig reglering i syfte att säkra leveranser av värmeenergi till fjärrvärmekunder vid en obeståndssituation i ett fjärrvärmeföretag. Tilläggsuppdraget skall redovisas senast den 30 juni 2005.

Bakgrund

Fjärrvärmeutredningen (N 2003:03)

Med stöd av regeringens bemyndigande den 12 december 2002 har chefen för Näringsdepartementet tillkallat en särskild utredare med uppdrag att se över fjärrvärmens konkurrenssituation på värmemarknaderna (dir. 2002:160). Utredaren redovisade huvuduppdraget i betänkandet *Skäligt pris på fjärrvärme* (SOU 2004:136).

Den 6 maj 2004 beslutade regeringen om ett tilläggsuppdrag (dir. 2004:58). Enligt tilläggsuppdraget skall utredaren lämna förslag till hur Europaparlamentets och rådets direktiv 2004/8/EG om främjande av kraftvärme på den inre marknaden för energi och om ändring av direktiv 92/42/EEG skall genomföras i Sverige. Detta tilläggsuppdrag skall redovisas senast den 31 mars 2005. Utredaren kommer i samband med redovisningen av detta uppdrag även att lämna förslag till en samlad lagstiftning för de frågor som bl.a. avser förbättrat kundskydd för fjärrvärmekunder.

Konkurser i fjärrvärmeföretag

I december 2004 försattes tre fjärrvärmeföretag verksamma inom Vaxholms, Trosa och Vingåkers kommuner i konkurs. Konkursförvaltaren har uppgett att han kommer att stänga av fjärrvärmeleveranserna i de nämnda kommunerna om inte kunderna tecknar avtal med konkursboet till ett betydligt högre pris än det som gällde mellan kunden och konkursgäldenären. Detta aktualiserar frågan om behovet av skydd för fjärrvärmekunder mot att fjärrvärmeleveranserna upphör.

Vid konkurs skall en konkursförvaltare ta ställning till om konkursbolagets verksamhet skall drivas vidare i konkursboets regi för att senare säljas i sin helhet eller om verksamheten skall upphöra. Avgörande för ställningstagandet är vad som framstår som mest fördelaktigt för fordringsägarna. Väljer konkursförvaltaren att upphöra med verksamheten i ett fjärrvärmeföretags konkurs riskerar företags kunder att bli utan värmeleveranser.

En kontinuerlig försörjning med värmeenergi för uppvärmning utgör en väsentlig nyttighet för såväl hushåll som annan verksamhet. Ett avbrott i värmeleveranserna kan orsaka betydande olägenheter för den enskilde och även innebära att vattenförsörjningssystem och annan utrustning i byggnaderna kan ta skada. I de flesta fall är även möjligheterna till alternativ värmeförsörjning starkt begränsade, särskilt på kort sikt. Fjärrvärmekunder befinner sig således i en utsatt ställning om en fjärrvärmedistributör av någon anledning upphör med att leverera värmeenergi. Genom ett reglerat kundskydd för fjärrvärmekunder i en obeståndssituation kan även förtroendet för fjärrvärmen som uppvärmningsform stärkas.

Inom ramen för utredarens uppdrag att lämna förslag till åtgärder för att bättre skydda fjärrvärmekonsumenten mot oskäligen prissättning på fjärrvärme har utredaren föreslagit att en reglering av avbrottssituationer inom ett avtalsförhållande införs. Den föreslagna regleringen ger dock inget skydd vid en konkurssituation. Då det inom ramen för den tid som stått till förfogande för Fjärrvärmeutredningens uppdrag inte funnits utrymme för att mer än översiktligt låta utreda frågan om skydd mot att fjärrvärmeleveranserna upphör vid en konkurssituation, bör utredaren nu få ett tilläggsuppdrag att närmare utreda denna fråga.

Tilläggsuppdraget

Utredaren skall utreda och lämna förslag till lämplig reglering i syfte att säkra leveranser av värmeenergi till fjärrvärmekunder vid en obeståndssituation i ett fjärrvärmeföretag. Utredaren skall närmare analysera alternativa former för ett sådant kundskydd, exempelvis leverantörens ställande av säkerhet, fondering av medel eller obligatoriska försäkringslösningar. Om utredaren föreslår åtgärder som kräver finansiering skall förslag till sådan lämnas. Tilläggsuppdraget skall redovisas senast den 30 juni 2005.

(Miljö- och samhällsbyggnadsdepartementet)

Tekniska förutsättningar för tredjepartstillträde i fjärrvärmenäten

En rapport av ÅF Energi & Miljö AB

1	Sammanfattning	334
2	Bakgrund	337
3	Fjärrvärmesystem i Sverige	338
3.1	Fjärrvärme – ett tekniskt system	339
3.2	Produktionsanläggningar.....	340
3.3	Distributionsnätet.....	342
3.4	Mätning.....	345
3.5	Statistik	347
4	Begrepp och problemställning	350
4.1	Fjärrvärme	351
4.2	Tekniska funktioner som bör vara uppfyllda	351
5	Tekniska förutsättningar för tredjepartstillträde	353
5.1	Nätstruktur	353
5.2	Bränsleförsörjning och produktionsanläggningar	354
5.3	Driftoptimering.....	356
5.4	Reserveffekt.....	361
5.5	Balansansvar	361
5.6	Uppdelning i nät och produktion	362
6	Kraftvärmeverk – en driftsteknisk komplikation?	364

6.1	Förutsättningar för utbyggnad av kraftvärme	368
7	Marknadspotential för flera aktörer	369
7.1	Potential för spillvärme.....	370
7.2	Potential för avfallsförbränning	371
7.3	Övrig potential	372
8	Dagens skattesystem.....	373
8.1	Skatt på värmeproduktion	373
9	Konkurrensutsättning av driften, ett alternativ till tredjepartstillträde?.....	377
10	Tredjepartstillträde i andra länder	378
11	Strategiska frågeställningar att belysa	379
12	Slutsatser	381
12.1	Alternativa inmatningspunkter i nätet	382
12.2	Möjlighet att mäta effekt- och energiförbrukning kontinuerligt	383
12.3	Bör man skilja på nät och produktion?	383
12.4	Balansansvar	384
12.5	Reservkapacitet måste upprätthållas	385
12.6	Teknisk potential för fler aktörer.....	385
12.7	Är det någon skillnad på stora och små nät?	386
12.8	Kan konkurrensutsättning av driften vara ett alternativ?	388
12.9	Är nuvarande skattesystem en begränsning?	388
12.10	Utgör kraftvärme en driftsteknisk komplikation?	389
12.11	Finns tredjepartstillträde i grannländerna?	390
12.12	Övriga frågor	390
13	Litteraturförteckning	392

Appendix: Stockholms, Göteborgs och Östersunds fjärrvärmenät		393
1	Stockholms fjärrvärmenät	393
1.2	Distributionsnät.....	393
1.3	Produktionsanläggningar	395
1.4	Kraft- och värmeproduktion.....	397
2	Göteborg Energi AB	397
2.1	Allmänt.....	397
2.2	Distributionssystem	398
2.3	Kraftvärme- och värmeproduktionsanläggningar.....	400
2.4	Kraft- och värmeproduktion.....	402
3	Östersunds fjärrvärmenät.....	403
3.1	Distributionsnät.....	403
3.2	Produktionsanläggningar	403
3.3	Fjärrvärmeproduktion	404

1 Sammanfattning

ÅF har på uppdrag av Fjärrvärmeutredningen belyst de tekniska förutsättningarna för ett fullständigt tredjepartstillträde i fjärrvärmenäten.

Nedan sammanfattas kortfattat våra bedömningar kring de frågor som vi fått i uppdrag att besvara.

Tekniska förutsättningar för tredjepartstillträde i fjärrvärmesystemen

För att skapa förutsättningar för ett fungerande tredjepartstillträde behöver de flesta näten byggas ut med tvärförbindelser och kraftigare rördimensioner, vilket leder till ökade kostnader för distributionen. Tekniskt är det i de flesta fall möjligt.

Enligt vår bedömning bör de tekniska möjligheterna att mäta effekt och energi inte utgöra en begränsning för tredjepartstillträde i fjärrvärmesystemen. Tredjepartstillträde innebär att kostnaderna för mätning kommer att öka, särskilt om varje enskilt lägenhet i flerbostadshus skall ha egen mätning.

Bör man skilja på nät och produktion om tredjepartstillträde skall införas?

Vår bedömning är att det tekniskt är mindre lämpligt att skilja på driften av produktionsanläggningar och nät. I dag sker optimeringen av driften genom en nära samordning av produktionsanläggningar och pumpar för distribution. Den som skall sköta driften av näten måste bygga upp kompetens och ha kunskap om hur olika anläggningar kan kombineras för att en optimal drift skall kunna säkerställas samtidigt som denna kompetens även måste upprätthållas hos producenten.

Rent teknisk finns det dock inte några hinder för att separera nät och produktion, men vissa extrakostnader bedöms uppstå genom att kompetens generellt och speciellt systemkompetens måste dubbleras och upprätthållas av flera aktörer.

Talar andra faktorer än tekniska för att ett obegränsat tredjepartstillträde bör införas torde en konsekvens bli att nät och produktion bör skiljas ägandemässigt från varandra och att nätet som utgör ett naturligt monopol vara kostnadsmässigt transparent.

Vem bör vara balansansvarig och svara för reservkapacitet?

Vår bedömning är att den aktör som har flest produktionsanläggningar har de bästa förutsättningarna att sköta driften av nätet och även är mest lämpad att vara balansansvarig. Strikt tekniskt finns det dock inte något som hindrar andra lösningar. Inför ett obegränsat tredjepartstillträde är vår uppfattning att den oberoende nätoperatören skall ha det övergripande ansvaret för att balansen fungerar.

Olika aktörer i nätet kan åta sig att ha balanseffekt som kan beordras in vid behov.

Den som åtar sig att leverera värme till en kund måste antingen själv ha tillräckligt med effekt för att försörja sina kunder eller via avtal förvissa sig att det finns kapacitet för värmeleverans från annan leverantör. Genom nätens struktur har kundernas placering i relation till värmeleverantören betydelse för dess möjligheter att uppfylla sina åtaganden. Den mest lämpade att ta effektansvaret är den som förfogar över de anläggningar som är anpassade för ändamålet, det vill säga dagens reservkapacitet. I dag är det, det energibolag som driver fjärrvärmeverksamheten som förfogar över dessa anläggningar.

Är potentialen för industriell spillvärme och avfallsvärme tillräckligt stor för att motivera en öppning av näten?

Det finns en potential för ökade spillvärmeleveranser och ökad avfallsförbränning. Potentialen för tillkommande värmeleveranser via expansion av distributionsnätet och anslutning av nya kunder motsvarar i storleksordningen drygt 10 procent av dagens fjärrvärmeleveranser, vilket innebär 5–7 TWh. Enligt prognoser gjorda av Svensk Fjärrvärme kommer leveranserna att öka med 10 TWh de närmaste 6–7 åren i konkurrens med andra uppvärmningsalternativ. Det innebär cirka 20 procent av fjärrvärmemarknaden. Till det kommer att nya anläggningar kan konkurrera ut existerande på sikt. Med en fortsatt fjärrvärmeutbyggnad, och en ökad potential för såväl avfallseldning och spillvärme som ett intresse för bio-bränsleeldade anläggningar och fortsatt kraftvärmeutbyggnad, är det vår bedömning att den tekniska potentialen för ny värmeproduktion är tillräcklig om förutsättningarna i övrigt är de rätta.

Finns det någon skillnad mellan stora och små nät?

Det finns inga tekniska hinder att samköra olika produktionsanläggningar i ett fjärrvärmenät oavsett storlek. Skillnader mellan stora och små nät är dels nätstrukturen, dels antalet produktionsanläggningar. I små nät är utrymmet för fler konkurrerande producenter av hetvatten begränsat jämfört med stora nät. Små nät har oftast också en mer renodlad trädstruktur, medan större nät ibland har alternativa matningsvägar för sina värmeleveranser. Antalet alternativa driftsfall är större i stora nät än i små, vilket ger en större flexibilitet.

Kan konkurrensutsättning av driften i en fjärrvärmeanläggning vara ett alternativ till tredjepartstillträde?

I dag finns inga hinder för driftupphandling av energiproduktionsanläggningar. Om inte tanken är att en sådan upphandling skall vara tvingande, finns i dag inga tydliga incitament för att så kommer att ske. Av den anledningen kan inte en konkurrensutsättning av driften anses utgöra ett alternativ till tredjepartstillträde.

Är nuvarande skattesystem en begränsning för tredjepartstillträde?

Dagens skattesystem bidrar generellt sett till lägre rörliga kostnader för spillvärme och avfallseldade anläggningar. I de fall dessa är aktuella som tredjepart i ett befintligt system gynnar dagens skattesystem tredjepartstillträde på marginalen.

Dagens värmeproduktion blir totalt sett hårdare beskattad om oljepannor för topplast och fossileldade kraftvärmeverk utgör produktionsalternativen.

Utgör kraftvärme en driftsteknisk komplikation?

Kraftvärme utgör inte någon driftsteknisk komplikation för ett tredjepartstillträde. Däremot kan en situation med tredjepartstillträde få negativa konsekvenser för kraftvärmeproduktionen genom minskade drifttider för anläggningarna.

Finns det tredjepartstillträde i andra länder (lägre prioritet)?

Tredjepartstillträde enligt den definition som utreds här finns inte i grannländerna. I rapportens kapitel 11 har frågor som enligt vår bedömning bör analyseras i ett fördjupat arbete lyfts fram. Innan ett uttömmande svar kan ges beträffande de tekniska möjligheterna bör vissa av dessa frågor belysas.

2 Bakgrund

ÅF har på uppdrag av Fjärrvärmeutredningen (VÄRMUT) belyst de tekniska förutsättningarna för ett fullständigt tredjepartstillträde i fjärrvärmenäten.

Utredningen är en underlagsrapport.

Professor Bengt Owe Birgersson har tillkallats som särskild utredare för Fjärrvärmeutredningen med uppdrag att:

- belysa fjärrvärmens konkurrenssituation på värmemarknaderna och föreslå åtgärder för att bättre skydda konsumenten mot oskälig prissättning på fjärrvärme,
- analysera om det är lämpligt att införa tredjepartstillträde på fjärrvärmemarknaden och, om det bedöms lämpligt, föreslå regler för detta. Analysera de samhälls- och företags-ekonomiska konsekvenserna samt miljökonsekvenserna av tredjepartstillträde. Bedöma vilka tekniska och andra begränsningar som finns för tredjepartstillträde,
- genomföra den kompletterande analys på el- och värmeområdet som riksdagen tillkännagivit när det gäller åtskillnad mellan nätverksamhet och konkurrensetsatt verksamhet på elmarknaden såvitt avser avgränsningen till fjärrvärmeverksamhet och om det behövs föreslå reglering eller andra åtgärder.

Föreliggande arbete utgör en underlagsrapport med syfte att analysera vilka tekniska begränsningar respektive möjligheter som finns i fjärrvärmenäten för tredjepartstillträde. Tredjepartstillträde tolkas som ett obegränsat tillträde.

Följande frågeställningar har utretts:

- Vilka tekniska svårigheter och begränsningar finns?

- Finns det någon skillnad mellan stora nät i storstäder och små nät som finns såväl som separata nät i storstäder som i små kommuner?
- Måste/bör man skilja på nät och produktion i likhet med elmarknaden om tredjepartstillträde skall införas?
- Balansansvar. Hur skall detta skötas?
- Effektproblematiken. Vem skall svara för effekten?
- Utgör ett kraftvärmeverk en driftteknisk komplikation och i så fall vilken? Hur löses detta?
- Är potentialen industriell spillvärme eller potentialen andra aktörer (till exempel sopförbränning) tillräckligt stor för att motivera en öppning av näten?
- Kan konkurrensutsättning av driften i fjärrvärmeanläggningen och näten vara ett alternativ till tredjepartstillträde?
- Är nuvarande energiskattesystem en begränsning för tredjepartstillträde?

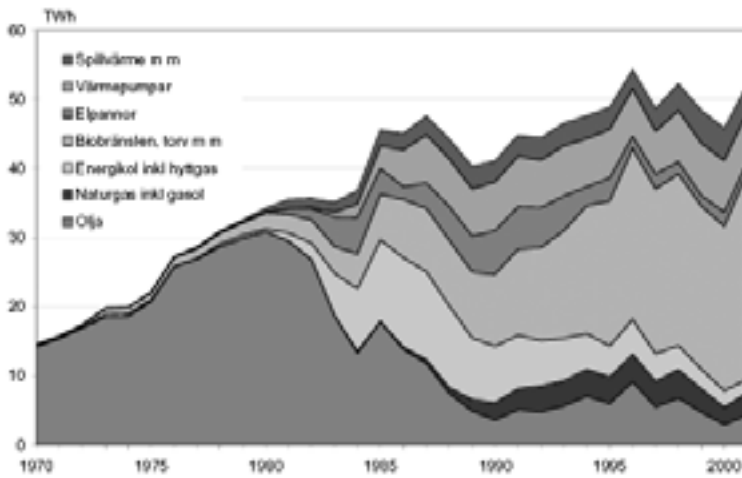
Något lägre prioritet:

- Finns det tredjepartstillträde i grannländerna och hur har detta i så fall lösts eller avser man att införa tredjepartstillträde?

3 Fjärrvärmesystem i Sverige

Fjärrvärmeproduktionen uppgick till ungefär 46 TWh (2001) och svarar för 40 procent av uppvärmningsbehovet av bostäder och lokaler i Sverige. Fjärrvärmen är den vanligaste uppvärmningsformen i flerbostadshus, motsvarande 75 procent av den uppvärmda ytan. Ungefär hälften av alla lokaler har fjärrvärme, medan endast knappt 9 procent av småhusen. Av de totala leveranserna går cirka 60 procent till bostadsuppvärmning, 30 procent till lokaler och 10 procent till industrin. Den totala energitillförseln för fjärrvärmeproduktion 2001, uppgick till 52 TWh. Under 1970-talet dominerade oljan i fjärrvärmeproduktionen. Nu svarar biobränslen för närmare 60 procent. I diagrammet nedan redovisas hur utvecklingen har sett ut de senaste 30 åren.

Figur 1. Energitillförsel i fjärrvärmesystemen från 1970 till 2001, TWh

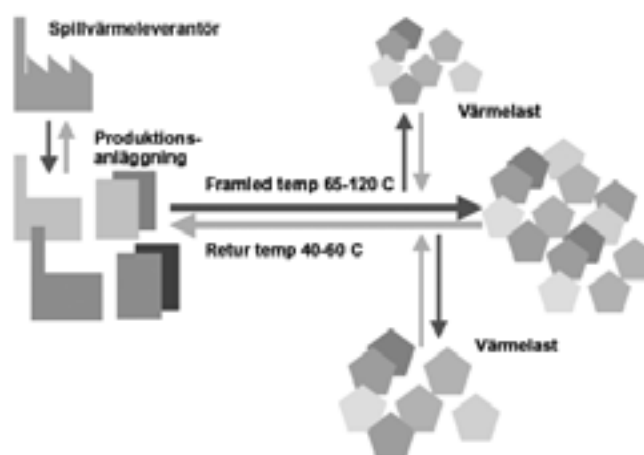


Källa: Energimyndigheten, Energiläget i siffror.

3.1 Fjärrvärme – ett tekniskt system

Ett fjärrvärmesystem består av produktionsanläggningar för energiomvandling, distributionsnät och fjärrvärmecentralerna hos kunderna som tar emot värmen. Värmen levereras i form av varmt vatten som från produktionsanläggningarna pumpas runt i ledningssystemet där vattnet avger sin värmeenergi till anslutna kunder. Efterfrågan på fjärrvärme följer nästan helt variationen i utomhustemperatur. För att kunderna skall få rätt inomhustemperatur ställs krav på temperatur och flöden på det vatten som pumpas runt i systemet. Ett flertal givare i nätet mäter kontinuerligt flöden, temperaturer och tryck som ett underlag för systemoperatörens drift av produktionsanläggningar och distributionspumpar. I större nät kan det ta flera timmar innan det ifrån produktionsanläggningen utgående vattnet når de fastigheter som är belägen längst bort i nätet. Trögheten i systemet ställer speciella krav på planering och drift av hela fjärrvärmesystemet. I Figur 2 nedan illustreras ett fjärrvärmesystem schematiskt.

Figur 2. Schematisk Illustration av ett fjärrvärmesystem



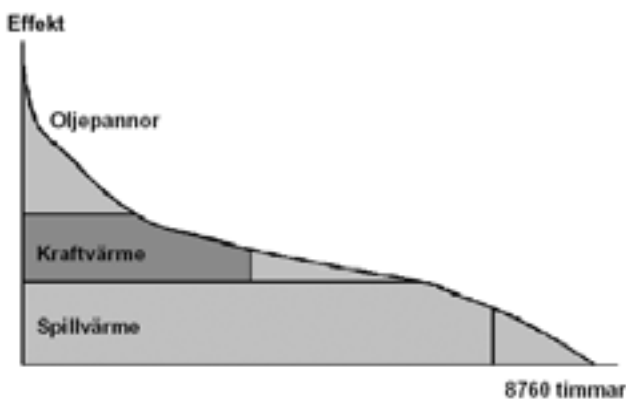
3.2 Produktionsanläggningar

Nät och produktionsanläggningar planeras och drivs som ett sammanhängande system för en optimal värmeleverans. Alla produktionsanläggningarna har sin bestämda roll i systemet och är i allmänhet inte utbytbara, i synnerhet inte i mindre nät med få anläggningar. I fjärrvärmesystemen finns en eller flera anläggningar som svarar för basproduktionen av värme. Den typen av anläggningar är i drift en stor del av året och levererar en relativt konstant värmemängd till nätet. Eftersom anläggningarna har lång utnyttningstid, är värmeproduktionen i dessa stor och ägaren är beredd att göra ytterligare investeringar i anläggningen om det leder till ett ökat kapacitetsutnyttjande. Det finns också topplstanläggningar som endast är i drift under den kallaste perioden på året. Den typen av anläggningar kan på grund av den korta drifttiden inte bära stora investeringar, vilket medför att ett högre bränslepris, och därmed en högre rörlig driftskostnad, kan accepteras om investeringen kan hållas nere. I medelstora och större nät finns även en eller flera produktionsanläggningar för mellanlast. Dessa anläggningar går in när kapaciteten i basanläggningarna inte klarar behovet men har avsevärt längre drifttider än topplstanläggningarna. Med "last" menas den värmeförbrukning – "värmelast" – som kunderna gemensamt utgör. I ett nät finns även reservkapacitet som minst bör kunna ersätta den största anläggningen i nätet.

Exempel på produktionsanläggningar som utgör basen i ett fjärrvärmesystem är kraftvärmeverk, avfallseldade pannor, värmepumpar eller värme från en processindustri. Oljepannor används vanligen som spetsproduktion under vinterhalvåret, eller som reserv. Mellan bottenlastanläggningarna och topplastanläggningarna finns numera ofta en eller flera biobränsleeldade hetvattenpannor i större fjärrvärmesystem.

I Figur 3 nedan illustreras ett varaktighetsdiagram, som visar hur effektefterfrågan kan variera under årets 8 760 timmar, sorterad i storleksordning och vilken typ av anläggningar som genererar värmen.

Figur 3. Exempel på konsekutiv belastningskurva, dvs. värmelasten över årets 8760 timmar, sorterad i storleksordning efter efterfrågan på värmeeffekt varje timme



I figuren illustreras ett fjärrvärmnät med spillvärme som baslast. I mindre och medelstora nät är det vanligt med en stor biobränsleeldad enhet antingen för enbart värmeproduktion eller för samtidig el- och värmeproduktion. För övrig produktion kan det finnas mindre biobränslepannor och för de kallaste dagarna oljepannor.

En vanlig situation i dag är att spillvärme- och/eller avfallsförbränning producerar värme under större delen av året och kraftvärmeanläggningarna främst är i drift under vinterhalvåret. En förutsättning för att kunna producera el i en kraftvärmeanläggning är att det finns avsättning för värmen i fjärrvärmnätet.

Värmeproduktionen i de olika anläggningarna styrs av flera parametrar. I ett kraftvärmeverk styrs produktionen både av rådande elpris och tillgängligt värmeunderlag. Avfallseldade anläggningar styrs av tillgången på avfall. Spillvärme från industrin styrs av förutsättningarna för produktionen i industrin. Kvalitén på värmeleveranserna från industrin varierar. Det finns industrier som levererar prima värme och som helt kan följa efterfrågans variation och det finns industrier som har en mer ojämn leverans, där energibolaget måste komplettera värmeleveransen så att rätt temperatur och flöde upprätthålls. Ofta primagörs industrins leveranser via en annan basproduktionsanläggning.

Att elpannor tas i drift blir mindre vanligt. Däremot kan värmepumpar vara ett konkurrenskraftigt alternativ. Värmepumpar kan även fungera som kylmaskiner, vilket medför att större investeringar kan bäras, eftersom försäljning av såväl kyla som värme ger intäkter för en sådan anläggning. I de flesta tillämpningar klarar inte värmepumpar de temperaturkrav som ställs i nätet under den kalla årstiden, vilket medför att annan värmeeffekt måste kunna tillföras i anslutning till värmepumpen. Att tillföra den effekten på andra ställen i nätet går normalt inte om kunder skall försörjas med prima värme i det fjärrvärmeområde där värmepumpen finns.

Vid höga elpriser talar åtminstone två skäl mot drift av värmepumpar. Dels blir drivenergin till värmepumpen dyr, dels blir det fördelaktigt att producera el i kraftvärme om den möjligheten finns i systemet, vilket leder till att den värme som produceras vid samtidig el- och värmeproduktion måste få avsättning i nätet.

3.3 Distributionsnätet

Det vatten som pumpas ut i fjärrvärmesystemet från värmecentralerna och förs tillbaka från avnämarna via en så kallad returledning benämns hetvatten. Temperaturen på vattnet ligger i intervallet 40–120 grader Celsius.

En stor skillnad mellan el och fjärrvärme är att elen är en helt standardiserad produkt som skall hålla en frekvens på 50 Hz och bestämda spänningsnivåer för olika typer av nät. Fjärrvärmens uppvisar en mycket större variation med många olika parametrar. Temperatur, flöden och tryck i systemen varierar över dygnet och året. Ledningar och pumpar dimensioneras med hänsyn till topografi samt produktionsanläggningarnas och avnämarnas lokalisering.

Fjärrvärmenäten har i regel byggts ut successivt, anpassat till den marknad som uppstått inklusive de olika kundernas anläggningar och individuella förutsättningar. Nationella standarder har utvecklats, men till följd av att näten är lokala och lokalt anpassade är variationen i uppbyggnad och struktur förhållandevis stora. Individuella regler kan tillämpas eftersom det inte ställs några tekniska krav på att ett lokalt nät skall kunna samverka med ett annat.

Elen ger en momentan leverans, medan det varma vattnet som går ut från en värmecentral når de kunder som ligger längst bort flera timmar senare. Det är en tröghet i systemen som har såväl positiva som komplicerande konsekvenser. Systemet klarar normalt variationer i temperatur, flöden och tryck utan att kundernas komfort försämras märkbart, men trögheten medför även speciella krav reglertekniskt.

Framledningstemperaturen i ett fjärrvärmesystem kan variera mellan 65 och 120 grader beroende på utomhustemperatur och vad nätet är dimensionerat för. Returvattnet håller en temperatur mellan 40 och 65 grader. Cirkulationspumparna är eldrivna och förutom att pumpa runt vattnet har de till uppgift att övervinna tryckfallet i systemet. Pumpar är normalt placerade i värmeproduktionsanläggningen och på andra ställen i nätet. De benämns då tryckhöjningspumpar.

Eftersom vatten pumpas och kan matas från flera håll i nätet av pumpar belägna på olika platser, står vattnet helt stilla på vissa ställen i ledningarna, så kallade nollpunkter. Ju mer komplext nätet är, desto fler nollpunkter uppstår, olika produktionsanläggningar pumpar således mot varandra. Genom att styra pumparna kan nollpunkterna kontrolleras, hamnar en nollpunkt nära en kund kan kunden bli utan flöde och därmed utan värme. Samkörning av anläggningar och ett flertal pumpar ställer därför höga krav på reglering och att driftoperatören har kontroll på hur nollpunkterna flyttas i nätet för att störningar hos anslutna kunder skall undvikas. I vissa driftsituationer löser operatören tryckproblemen genom att sektionera olika delar av näten. Sektionering sker genom att en ventil i framledningen stängs. I många nät kan systemen sektioneras på flera olika ställen beroende på vilka anläggningar som är i drift.

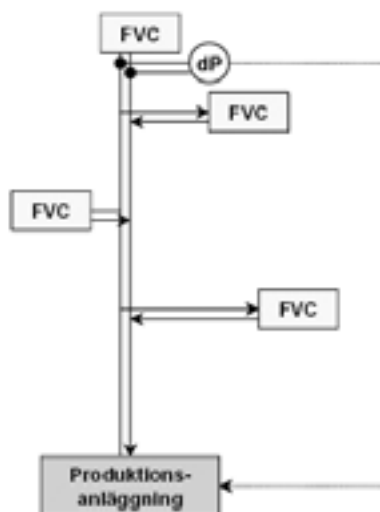
Med den stora mängden hetvatten som ryms i rörsystemet kan nätet också betraktas som ett stort värmelager. Detta utnyttjas genom att nätet laddas upp med värme inför en annalkande köld-

period eller om produktionsanläggningar behöver stoppas för till exempel ett planerat underhåll under en kortare tid.

Ett annat sätt att lagra värme för något längre tider (dygn) är att använda hetvattenackumulatörer. När behovet av värme i nätet går ned, lagras värmen i ackumulatören och när behovet stiger kan ackumulatören laddas ur och ge värme till nätet. Därmed behöver inte topplastanläggningar användas och basanläggningarna kan drivas med en jämnare belastning under längre tid, vilket medför en högre totalverkningsgrad.

Fjärrvärmenäten är uppbyggda på olika sätt. Ett enkelt nät har en "trädstruktur" med huvudmatning från en produktionsanläggning och en ledningsstruktur med klenare rör-/kulvertdimensioner ju längre ut i nätets grenar man kommer. I en eller flera "grenar" kan det finnas mindre produktionsanläggningar, som går som topp- eller reservlast. Ett exempel på ett enkelt nät visas schematiskt i Figur 4.

Figur 4. Exempel på ett enkelt nät



Förkortningen FVC i figuren står för fjärrvärmecentral, som ofta även benämns abonnentcentral, och är den plats där värmen levereras in i kundens värmesystem via en värmeväxlare.

Större nät kan vara mer eller mindre maskade eller ha en ringstruktur. Då har nätet oftast en eller flera överkopplingar mellan grenar, för att på kunna omfördela flödet i nätet och försörja kunder från flera håll. Överkopplingar höjer tillgängligheten och minskar risken för störningar hos kunder vid haverier eller reparationer i delar av nätet. I större nät finns även något större produktionsanläggningar placerade på fler ställen i nätet. Avsikten med att placera produktionsanläggningar, liksom ringmatning och de mellanformer som förekommer, är ekonomiskt grundade beslut för att minska konsekvenser vid driftstörningar i produktionsanläggningar eller delar av nätet. De mindre produktionsanläggningarna ute i näten kan ofta endast försörja just den delen av nätet.

Flera anläggningsägare uppger att näten inte längre dimensioneras med tanke på framtida tillkommande laster. För 15–20 år sedan uppges att en viss överdimensionering med tanke på framtiden ha skett. Denna strategi har lett till att allt fler, såväl stora som små nät, får en alltmer utpräglad trädstruktur även när de växer. Trots att näten får en stor utbredning ökar inte antalet möjliga inmatningsställen, utan tillkommande produktion måste tillföras i de stora stammarna, i regel där de befintliga produktionsanläggningarna är belägna.

I appendix finns en beskrivning av nätstrukturen i systemen för några orter, Stockholm, Göteborg och Östersund.

3.4 Mätning

Från värmeleverantörens sida är det angeläget att kunna mäta storleken på värmeleveranserna till kunderna. Det grundläggande skälet är att kunna debitera kunderna den värme som levereras till dem. Av rättviseskäl är det viktigt att denna mätning blir så noggrann som möjligt.

I Sverige sker individuell mätning vid leveranser till enskilt anslutna användare som småhus, offentliga byggnader och industrier. Däremot är det mindre vanligt med mätning av värmeleveranser till enskilda lägenheter i flerbostadshus. I till exempel Tyskland är individuell mätning av värme till enskilda lägenheter mer vanlig. När individuell mätning saknas i flerbostadshus, grupper av småhus eller andra byggnader där flera kunder får värme från en gemensam abonnentcentral sker oftast enbart mätning vid centralen. Kostnadsfördelningen mellan, till den centralen, anslutna kunder måste

då göras med hjälp av schabloner till exempel med bostadsyta som grund för fördelningen.

Mätning sker av levererad mängd värme i kilowattimmar och vissa leverantörer mäter även vattenmängden i kubikmeter och debiterar en separat avgift för den. Skälet till att vattenmängden mäts är att den kund som har en effektiv utrustning kan åstadkomma en större sänkning av temperaturen på det vatten som kommer in till dennes fjärrvärmecentral och därmed leverera tillbaka en lägre returtemperatur. En sänkning av temperaturen medför att ett mindre flöde av vatten behövs för att tillföra kunden samma energimängd. En sänkning av returtemperaturen gynnar bland andra producenter som har kraftvärmeanläggningar. Dessa vill därför via mätning av värmemängden gynna de som åstadkommer minskningar av flödet. Eftersom energimätningen baserar sig på temperatur och flöde, kan värmemängdsmätaren även användas för detta ändamål.

Generellt gäller att större onoggrannhet måste accepteras vid värmemätning än vid till exempel elmätning. Såväl tekniska prestanda som kostnader utgör begränsningar.

Av drifttekniska skäl har fjärrvärmeleverantören även behov av att mäta flöden, tryck och temperatur på olika platser i fjärrvärmenätet. Värmeenergin som matas in från olika produktionsanläggningar kan mätas på samma sätt som beskrivits ovan.

Vatten som levereras in på nätet från olika produktionsanläggningar får inte ha för stora skillnader i temperatur. Är temperaturskillnaderna för stora kan det bildas temperaturfronter, stråk med olika temperatur, som kan försäkra utmattning av materialet i ledningarna.

Mätning av trycket i olika delar av nätet är nödvändigt eftersom såväl ett för högt som ett för lågt tryck kan ställa till stora problem. En grundförutsättning för att även perifert belägna kunder skall få sina leveranser är att trycket mäts och regleras så att tillräckligt tryck, oftast 16 bar(e), erhålls även hos dessa. Hela fjärrvärmesystemet är dimensionerat för ett högsta tryck vilket sätter den övre gränsen för tillåtet tryck. Ett för lågt tryck i systemet innebär risk för kokning med ångimplosioner och kraftiga tryckslag i nätet som följd.

Ett tredje skäl för tryckmätning är att det är nödvändigt för att veta var man får så kallade nollpunkter när två eller flera anläggningar matar ett gemensamt nät från olika håll. I dessa punkter, som vandrar, beroende på driften av de olika anläggningarna är

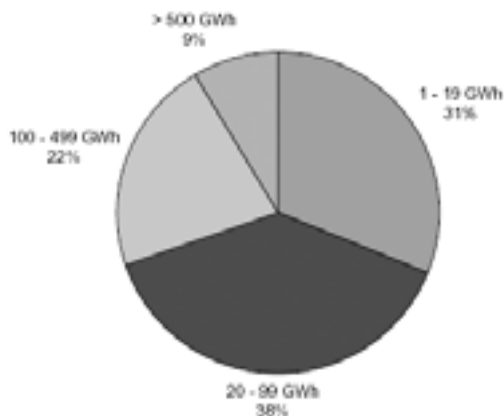
flödet noll. Detta leder till att vattnet kan komma att stå stilla i delar av systemet, finns en kund ansluten på ett sådant ställe riskerar han att bli utan värme under en kortare eller längre period.

3.5 Statistik

Statistiken nedan är hämtad från Svensk Fjärrvärmes medlemsstatistik. svensk Fjärrvärme har cirka 170 medlemmar och svarar för 99 procent av fjärrvärmeleveranserna i Sverige. Ett medlemsföretag kan ha flera nät, vilket gör att det finns statistik för cirka 250¹ värmenät i Sverige. I dag är knappt 65 procent av fjärrvärmeföretagen i kommunal ägo. Övriga ägare är främst de stora kraftbolagen Fortum, Vattenfall och Sydkraft. Det är en stor spridning i storlek mellan de olika näten. Endast 9 procent, eller 22 nät, har en energileverans på mer än 500 GWh per år. Så stor andel som 30 procent levererar mindre än 20 GWh per år. Hit räknas även ett ganska stort antal mindre närvärmenät.

Storleksfördelningen redovisas i diagrammet nedan.

Figur 5. Procentuell fördelning av nätens storlek vad avser energileverans, totalt 250 nät



Källa: Svensk Fjärrvärme, ÅF Energi & Miljö AB.

¹ 1 Endast nät med redovisad kulvert ingår i sammanställningarna.

I Tabell 1 har några nyckeltal räknats fram för att illustrera skillnaderna mellan olika nät. Statistiken är inte heltäckande men tillräckligt omfattande för att nyckeltalen skall ge rätt storleksordning. Nyckeltalen är beräknade på sammanlagt 250 nät, varav enskilda fjärrvärmeföretag kan äga flera nät. Som exempel kan nämnas att Fortum värme har tre nät i Stockholm och enligt svensk Fjärrvärmes statistik, totalt sju nät som tas med i beräkningen nedan.

Tabell 1. Några nyckeltal beroende på nätstorlek i GWh

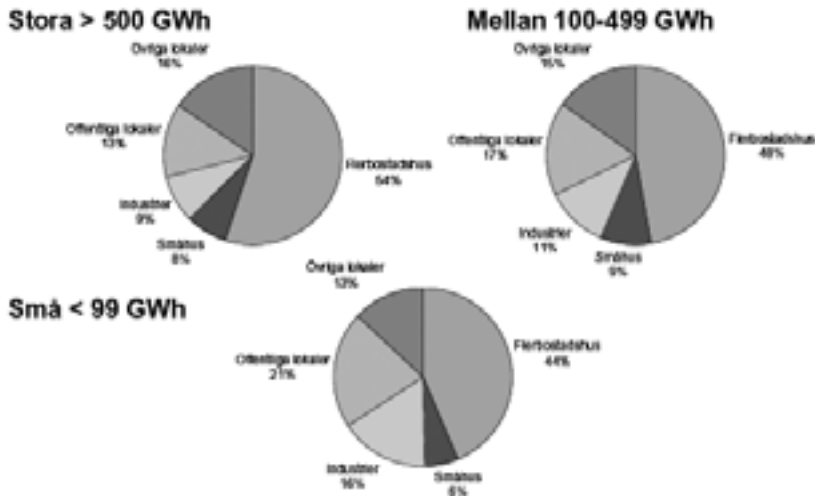
Nätstorlek (GWh)	Total energileverans (TWh)	Antal nät (St)	Energileverans per nät (GWh/nät)	Linjetäthet (GWh/km kulvert)	Energi per abonnent (MWh per anslutningspunkt)
Stora > 500	28	22	1273	4,1	264
Mellan 100–499	12	55	220	2,8	206
Små <100	5	172	30	2,3	203

Källa: Svensk Fjärrvärme, ÅF-Energi & Miljö AB.

De tjugotvå största näten i Sverige har betydligt högre energitäthet än övriga nät. Linjetätheten, levererad energimängd per kulvertkilometer, är ett strategiskt mått för en fjärrvärmeverksamhet. Ju tätare kunderna ligger, desto större är lönsamheten i att bygga ut fjärrvärmerna. I de större näten är linjetätheten över 4 GWh per kulvertkilometer medan den ligger i intervallet 2,3–2,8 för de medelstora och mindre näten. Jämförs levererad mängd energi per anslutningspunkt är skillnaderna mindre, 264 MWh per anslutningspunkt för de större näten och 203–206 MWh per anslutning för de mindre näten. En anslutningspunkt kan ha flera kunder om det är ett bostadsområde med flerfamiljshus, eller bara en kund om det är en villa med förhållandevis liten energiförbrukning, eller en desto större kund om det är en industri.

Det finns statistik över fördelningen mellan olika kundkategorier, den är inte heltäckande och dessutom behäftad med viss osäkerhet. Nedan redovisas ändå tre diagram som översiktligt illustrerar skillnaden i kundsammansättning mellan små och stora nät. Andelen flerbostadshus är större i de stora näten medan andelen industrier och offentliga lokaler är större i små och medelstora nät.

Figur 6. Översiktligt fördelning av kunder mellan olika fjärrvärmesystem



Källa: Statistik Svensk Fjärrvärme, ÅF-Energi & Miljö AB.

Generellt gäller att de större systemen också är de som funnits längst. En vanlig utveckling när ett fjärrvärmesystem etableras är att de byggnader som kommunen har inflytande över ansluts i ett tidigt skede. Det är en förklaring till att segmentet offentliga lokaler är större för små och medelstora fjärrvärmesystem än för stora. De större orterna är tätare bebyggda och andelen flerbostadshus som är möjliga att anslutna i dessa är därför i regel större. På mindre orter är ofta andelen industri större än i stora städer och ofta kan en industri vara mycket dominerande på små orter, vilket medför att marknadssegmentet industrier ökar med minskad storlek på systemen. De senaste åren har statliga stödåtgärder bidragit till att småhusmarknaden byggts ut allt mer. Den största potentialen för anslutning finns i tätbebyggda områden vilket gör att småhusandelen är lägst på de små orterna.

4 Begrepp och problemställning

För att tydliggöra frågeställningen ges här några begrepp och definitioner samt en diskussion kring vad som avses med ett tredjepartstillträde till fjärrvärmesystemen samt vilka funktionskrav ett införande av tredjepartstillträde ställer på de tekniska systemen.

Begreppet *tredjepartstillträde* används i samband med avregleringar av olika nätverksindustrier som el, flyg, järnvägar, tele m.m.. Dessa industrier kännetecknas av ett produktionsled och ett distributionsled. Det senare steget är det som utgör infrastrukturen och som sådan utgör ett naturligt monopol. För att skapa en konkurrens vid produktionen av olika tjänster inom dessa nätverksindustrier krävs i allmänhet att den tidigare verksamheten delas upp i två delar. För de delar som utgör naturligt monopol införs ofta tredjepartstillträde, vilket innebär att nya producenter ges tillträde till existerande infrastrukturer på skäliga och icke diskriminerande villkor.

Vid avreglering av elmarknaden innebar tredjepartstillträde att ett elhandelsföretag har rätt att sälja el till alla kunder, oberoende av plats i elnätet, samt rätt att utnyttja befintlig infrastruktur, oberoende av vem som äger den, för att genomföra affären. På motsvarande sätt är tanken att producenter av hetvatten/värme skall få rätt att utnyttja distributionsnäten för fjärrvärme för att kunna göra upp en affär och sälja värme direkt till kund.

Enligt direktiven och vårt uppdrag skall vi belysa de tekniska förutsättningarna för ett *obegränsat tredjepartstillträde*. Vår tolkning av obegränsat tredjepartstillträde är följande:

”Producenter av hetvatten/värme får möjlighet att utnyttja distributionsnäten oavsett kontinuitet i leverans, effekt, energi, temperatur m.m. på leveransen bara affären är uppgjord med en kund som också är inkopplad på samma nät, oberoende av kundens lastprofil.”

Utän omfattande utredningar kan konstateras att tekniska förutsättningar för ett ”obegränsat tredjepartstillträde” inte finns i dagens fjärrvärmesystem. Uppgiften blir snarare att belysa vilka givna förutsättningar som finns i dagens befintliga fjärrvärmesystem, och vilket utrymme det ger, vad avser tekniska aspekter, vid utformningen av tredjepartstillträde.

4.1 Fjärrvärme

En definition som ges av fjärrvärme är hämtad ur Energimyndighetens stadgar för bidrag vid konvertering från elvärme till fjärrvärme, och lyder:

Med fjärrvärme avses ett system för centraliserad värmeproduktion och vattenburen värmedistribution som uppfyller följande kriterier:

- Det skall finnas ett kund - leverantörsförhållande.
- Kunden betalar för leveransen.
- Fler än en fastighet är anslutna och värmeleveransen är fördelad på flera kunder.
- Värmen bjuds ut kommersiellt inom fjärrvärmeområdet.

Införs någon form av tredjepartstillträde behöver definitionen säkert ses över och anpassas för det ändamålet.

4.2 Tekniska funktioner som bör vara uppfyllda

Tredjepartstillträde innebär att en yttre aktör ges tillträde till nätet och därmed får möjlighet att gå in och konkurrera med den befintliga fjärrvärmeleverantören om kunderna och värmeunderlaget. För att ett tredjepartstillträde skall vara möjligt bör vissa definierade funktioner finnas tillgängliga i fjärrvärmenäten, varav flera är av teknisk karaktär. I rapporten behandlas tekniska förutsättningar.

- **Alternativa inmatningspunkter i nätet**
Grundtanken med tredjepartstillfälle är att fler aktörer skall få tillträde till nätet. Om antalet inmatningspunkter är starkt begränsat försvårar det förutsättningarna för tredjepartstillfälle.
Behandlas i kapitel 5.1.
- **Möjlighet att mäta effekt- och energiförbrukning kontinuerligt**
Tillkommande aktörer tecknar avtal med enskilda värmekunder. För att prissättning och nätkostnad skall bli korrekt, och driften av systemet skall fungera måste leveranser och uttag kunna mätas kontinuerligt. Tillkommande aktörer måste kunna leverera den värme man sålt över tiden.
Behandlas i kapitel 5.3.

- **Det bör vara möjligt att identifiera och särskilja kostnader så att anläggningarna konkurrerar på lika villkor**
Här kommer frågeställningar gällande om nät och produktion bör skiljas åt.
Behandlas i kapitel 5.6 och 5.3.
- **Värmeproduktionen i nätet måste följa kundernas efterfrågan**
Reglertekniskt är ett fjärrvärmenät en komplicerad konstruktion. För att alla kunder skall få rätt mängd värme krävs rätt flöden, tryck och framledningstemperatur i nätets alla delar. Det måste därför finnas någon som är ytterst ansvarig för att fjärrvärmesystemet fungerar.
Behandlas i kapitel 5.3.
- **Reservkapacitet måste upprätthållas**
Alla typer produktionsanläggningar kan av olika skäl sluta fungera. Det måste därför finnas reservkapacitet som minst motsvarar den största produktionsanläggningen i nätet.
Behandlas i kapitel 5.4.
- **Teknisk potential för fler aktörer**
För att ett tredjepartstillträde skall ge någon effekt på konkurrenssituationen skall det gå att identifiera aktörer som kan tänkas vara intresserade av att gå in och konkurrera med det befintliga fjärrvärmeföretaget. Det är dock inte bara en teknisk fråga!
Teknisk potential behandlas i kapitel 7.
- **Övriga frågor som ställer krav på utformningen av tredjepartstillträde**
De tekniska systemen måste klara gällande miljövillkor och stödja möjligheterna för begränsad miljöbelastning och i övrigt en resurseffektiv drift av fjärrvärmesystemen på kort och lång sikt, vilket i sin tur bör komma fjärrvärmekunderna till godo. De tekniska systemen bör även främja en fortsatt utbyggnad av fjärrvärme (kraftvärme) där så är motiverat av andra skäl.
Behandlas i kapitel 11.

5 Tekniska förutsättningar för tredjepartstillträde

Utbyggnaden av fjärrvärmerna i Sverige tog fart under 1960- och 70-talen. Utbyggnaden startade med att centrala delar av städer byggdes ut, större panncentraler ersattes med fjärrvärme. Några bildade fristående fjärrvärmeöar som successivt har byggts ihop. Näten byggdes ut och flera större produktionsanläggningar kom till i fjärrvärmesystemen. Ledningsdimensioner och produktionsanläggningar anpassades efter de lokala förutsättningarna.

5.1 Nätstruktur

Av beskrivningarna i kapitel 3 framgår att det i större nät finns anläggningar för basproduktion på fler platser i nätet, ofta med en egen trädstruktur med utgående ledningar med större dimension som sedan avtar. Strukturen på näten gör att det oftast inte är möjligt att mata området runt en produktionsanläggning från en annan produktionsanläggning. Det kan i vissa nät vara möjligt under perioder med låg last på nätet men inte under höglastperioder. I några nät har man valt att bygga förbindelseledningar med större dimension mellan olika delar av nät för att effektivare kunna utnyttja de anläggningar som är byggda för basproduktion.

Vid etableringen av nät har en strävan alltid varit att placera produktionsanläggningen så nära marknaden som möjligt. Tillgänglig mark, hänsyn till övrig fysisk planering och miljöskäl har ofta inneburit att detta inte varit möjligt i önskad utsträckning. När nya områden tillkommer, byggs befintligt nät på med nya grenar.

I ett litet nät är möjliga alternativa placeringar av nya produktionsanläggningar därför starkt begränsade. I ett större, nät med flera förbindelseledningar finns det i teorin flera platser som är möjliga för anslutning av nya produktionsanläggningar. Begränsande kan dock även här vara tillgänglig kapacitet i ledningarna. Nätets struktur och dimensioner är inte bara en begränsning vad avser tillförsel av värme till näten. Flöden och temperaturer är dimensionerade för de anläggningar som finns i nätet. Nya anläggningar eller förändrad drift av befintliga anläggningar inklusive en större flexibilitet i antalet driftsfall kan också kräva andra tekniska prestanda hos nätet.

Nätens struktur utgör en stark begränsning genom att platser, där nya produktionsanläggningar kan lokaliseras, är begränsade. De flesta nät har en så kallad trädstruktur med klenare ledningsdimensioner ju längre ut på nätet man kommer.

Nya, tillkommande värmeleveranser måste därför i de flesta fall tillföras i systemets rot. Det gör att antalet inmatningspunkter är begränsat, likaså antalet tänkbara platser för ny energiproduktion. Tekniskt kan dock sådana problem lösas genom att nya förbindelseledningar byggs från nya produktionsanläggningar till lämplig inmatningspunkt på näten. Sådana förbindelseledningar ökar tillgängligheten i systemet men innebär ökade investeringar. Paralleller kan dras med elsystemet där man för att öka konkurrensen behöver bygga ut och förbättra överföringsmöjligheterna i stamnätet men det måste vägas mot erforderliga investeringar. Ett annat hinder för att bygga förbindelseledningar kan också vara svårigheter att hitta lämpliga korridorer för ledningsbyggnad och då speciellt i tätbebyggda områden.

En slutsats blir att den som har systemansvaret, exempelvis nätoperatören, fastställer var i fjärrvärmesystemet värme kan tillföras.

Det som motiverar fjärrvärme ekonomiskt är att kunna producera värmeenergin billigare än vad som är möjligt med kundernas alternativ, inklusive kostnaderna för distributionen. För att skapa en tekniskt optimal situation för tredjepartstillträde skulle de flesta nät behöva byggas ut med tvärförbindelser och kraftigare dimensioner. Tekniskt är det i de flesta fall möjligt. I första hand är det ekonomin som är begränsande. Det kan även vara problematiskt att bygga ut nätet i en tätbebyggd stadsmiljö. Här finns det även vissa tekniska begränsningar.

Vem som skall bära kostnaden för en tillkommande ledning, från en produktionsanläggning till lämplig anslutningspunkt i fjärrvärmesystemet blir en viktig fråga.

5.2 Bränsleförsörjning och produktionsanläggningar

Flertalet större nät har en basproduktion som inneburit stora investeringar baserade på långsiktiga strategiska beslut. I ett stort antal av de mindre och medelstora systemen är infrastruktur för försörjning och användning av biobränsle uppbyggd i dag. I några fall finns ett etablerat samarbete mellan energibolaget och en stor industri genom att industrin är huvudleverantör av värme till fjärrvär-

menädet. Andra exempel är att kommunalt avloppsvatten nyttjas som värmekälla för värmepumpar som levererar värme till fjärrvärmnädet eller att man valt att investera i en avfallseldad anläggning. Många av orterna har också utrymme för kraftvärmebaserad värme i sina fjärrvärmesystem. Ur såväl ett lokalt som nationellt perspektiv finns flera faktorer som talar för lokal elproduktion i kraftvärmeverk. I många små nät svarar ofta en biobränsleanläggning eller en lämplig spillvärmelieferantör för att tillgodose hela baslasten.

Övriga anläggningar utgör komplement som energibolaget försöker begränsa driften av, eftersom dessa i regel har högre rörliga produktionskostnader. Kommer konkurrerande bränslen eller leverantörer in, måste i många fall ny infrastruktur byggas upp parallellt med befintlig och främst konkurrera med baslasten i systemet, för att uppnå de drifttider som krävs för att investeringarna skall bära sig.

I ett större nät med ett stort värmeunderlag finns ett större utrymme för fler och olika typer av produktionsanläggningar. Det gör att spillvärme, kraftvärme och avfallseldade anläggningar kan samsas i större utsträckning än i mindre nät.

Gemensamt för de flesta fjärrvärmesystem är att stora investeringar har gjorts i basproduktion, såsom:

- spillvärme från industrier,
- avfallsförbränning,
- biobränslebaserad kraftvärme eller
- stora värmepumpar.

Samtliga alternativ karakteriseras av höga kapitalkostnader, med undantag för vissa spillvärmelösningar, till följd av uppbyggnad av infrastruktur och investeringstunga anläggningar som tillåter förhållandevis billiga bränslen alternativt har hög verkningsgrad. För att uppnå lönsamma driftförhållanden är det sannolikt främst inom baslastsegmentet en eventuell tillkommande värmelieferantör kommer att konkurrera. Är denne konkurrenskraftig inom detta segment, är förutsättningarna störst för stora, stabila leveranser. En tredjepart kommer logiskt sett att behöva investera i ny kapacitet och detta kräver stabila förutsättningar i framtiden.

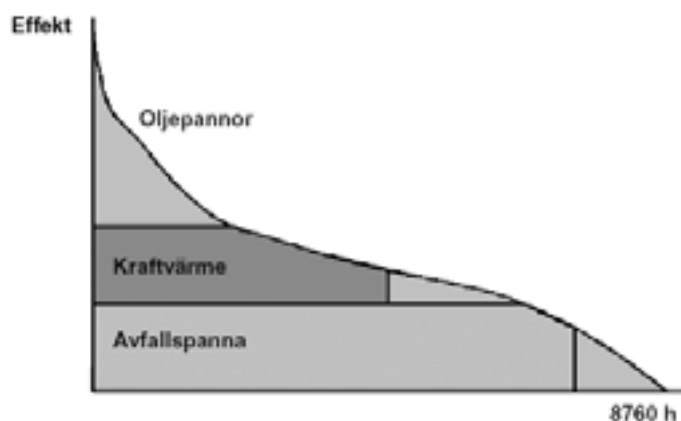
5.3 Driftoptimering

Driftoptimeringen är mer komplicerad i ett större nät än i ett mindre. I ett mindre nät med färre produktionsanläggningar ändras inte den inbördes driftsordningen mellan anläggningar i någon större utsträckning. Blir det kallare väder, ökar produktionen och vid en viss nivå tas topplastpannorna i drift, men det innebär inte att någon annan anläggning tas ur drift.

Med antagandet att ett tredjepartstillträde innebär att en ny tillkommande värmeleverantör har åtagit sig att leverera värme till ett antal slutkunder från sin produktionsanläggning, och kan göra det med för sin verksamhet tillräcklig avkastning under hela året, kan följande situation uppstå. Denna konkurrerande värmeleverantör kan ta en liten, men ändå tillräckligt stor andel av värmeunderlaget för att utnyttningstiden för en annan leverantörs anläggning minskar. I följande två figurer illustreras hur driftförutsättningarna förändras, om till exempel en tredjepartsaktör kommer in och driftbetingelserna för andra anläggningar ändras.

Figur 7. visar schematiskt ett utgångsläge med ett antal anläggningar som samverkar för att klara systemets värmelast.

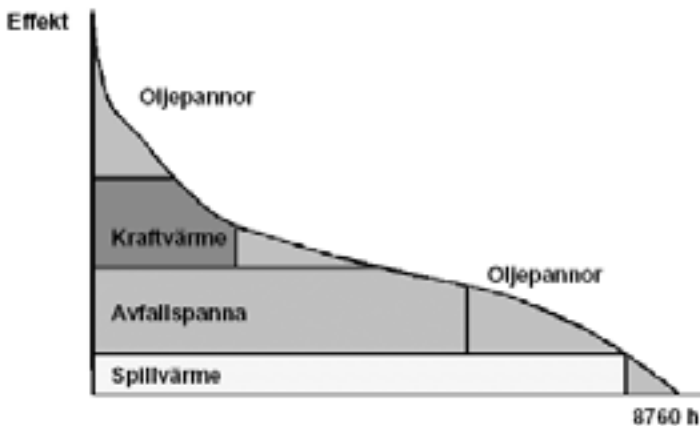
Figur 7. Exempel på varaktighetsdiagram för ett enkelt fjärrvärmesystem



Kraftvärmen har en förhållandevis lång drifttid, normalt 4 000–4 500 timmar per år.

I Figur 8 illustreras ett exempel på vad som skulle kunna hända när ytterligare basanläggningar kommer in i systemet.

Figur 8. Exempel på samma system som i Figur 7, med en tillkommande värmeleverantör, spillvärme.



Kommer en spillvärmeproducent till, se figur 8, kan konsekvensen bli att övriga anläggningar trycks uppåt, vilket innebär att drifttiden för dessa minskar. I exemplet har illustrerats att spillvärmens är i drift under nästan hela året till följd av att den i detta exempel antas ha lägst rörliga kostnader. Det vanligaste är att avfall och spillvärme dimensioneras så de om möjligt utnyttjas under hela året. I vissa fall prioriteras avfall före spillvärme också av andra skäl än rent ekonomiska. Strikt ekonomiskt kan en situation uppstå som innebär att värmen från kraftvärme konkurrerar ut både spillvärme och avfall och får längre drifttider på de andra energislagens bekostnad. Höga elpriser kan leda till en sådan utveckling om kraftvärmeproducenten vill få avsättning för värmen från den samtidiga el- och värmeproduktionen.

Kortare drifttider innebär minskade intäkter, vilket är ödesdigert för investeringstunga anläggningar med höga kapitalkostnader. Blir resultatet att tunga investeringar i ny basproduktion slår ut befintliga investeringstunga anläggningar, drabbar säkert en sådan utveckling slutkonsumenterna av värme i slutändan. Sjunker behovet som en panna skall tillgodose under en viss nivå, är det inte möjligt att driva pannan längre, eftersom pannans möjlighet att gå ned i effekt har sina gränser. Pannans dellastegenskaper blir begränsande för driften.

Den leverantör som tvingas stänga av sin stora enhet har dock kvar sitt åtagande att förse sina slutkunder med värme. Den lösning som denne i bästa fall har att tillgå är att ta en eller flera mindre en-

heter i drift. Normalt har mindre enheter lägre verkningsgrad och använder i många fall dyrare bränslen än en större anläggning. I ogynnsamma fall skulle resultatet kunna bli att värmeunderlaget och därmed utnyttjningstiden minskar för en stor biobränslelad anläggning byggd för användning av billiga bränslen helt ersätts av flera små anläggningar, kanske olika ägare, som använder mer förädlade och dyrare bränslen, till exempel olja.

Omvänt illustrerar exemplet de svaga incitamenten för nya aktörer att konkurrera om baslasten i systemet.

Om tredjepartstillträde införs kan, mot ovan beskrivna situation, det innebära att varje leverantör optimerar driften med utgångspunkt från sina egna anläggningar och åtaganden gentemot sina kunder. En sådan utveckling leder sannolikt till att flera mindre enheter ersätter större produktionsanläggningar. Fördelarna med stordrift kan utebli och kostnaderna blir högre.

I större nät med exempelvis kraftvärmeverk (producerar el) och värmepumpar (förbrukar el) finns fler parametrar som styr. Vid en viss nivå på elpriset lönar det sig för en producent att med de förutsättningar han har att producera el. Vid en lägre nivå lönar det sig att låta värmepumparna gå för fullt till följd av att elpriset är lågt. Med en aktör som äger såväl värmepumpar som elproduktion måste dennes strategi vara att se till helheten och optimera driften så att lägsta produktionskostnad alltid uppnås. I en situation där en leverantör äger kraftvärme och en annan värmepumparna förändras förutsättningarna för optimeringen. Enskilt kan det vara tillräckligt lönsamt för båda att köra sina anläggningar och de har båda åtaganden mot slutkund. Resultatet kan bli att båda anläggningarna producerar värme till nätet i den proportion de har kunder att försörja, vilket totalt sett leder till högre produktionskostnader.

I några av de fjärrvärmenät som försörjs med värme från både avfallsförbränning och spillvärmekällor kan det uppstå överskott på värme under vissa perioder. Samtidigt går utvecklingen mot ökad kraftvärmeproduktion, vilket i många fall leder till en ännu större tillgång på värme under vissa perioder av året. I några fjärrvärmenät har man lyckats kombinera dessa tre typer av värmeproduktionsanläggningar, vilket ställer speciella krav på driftoptimering.

Normalt strävar energibolagen efter att använda industriell spillvärme där den finns tillgänglig, men det finns även exempel på där befintliga spillvärmeleveranser trängs undan av ny kraftvärme. Det är ett strategiskt beslut hos energibolaget men kan leda till dyrare produktion.

Här beskrivna situationer skall ses som exempel, där optimering av driften i enskilda anläggningar får negativa effekter för helheten. Befintliga system är uppbyggda med beaktande av att hela verksamheten i ett energibolag skall optimeras och i några fall inkluderar optimeringen även samverkan med avfallsbolag och enskilda industrier. En stark strävan är att producera värmeenergin så effektivt som möjligt, det vill säga minimera produktionskostnaden. Inte minst har olika skatter och avgifter stor betydelse vid optimeringen av driften. Kombinationen av olika anläggningar i ett fjärrvärmesystem leder till stor frihet vid optimering. Bland annat miljösträvanden på såväl lokal som nationell nivå har bidragit till att stor flexibilitet har byggts in i fjärrvärmesystemen.

5.3.1 Driftsfall och körstrategi

För att planera driften av fjärrvärmeproduktionen planerar driftoperatören för de olika driftsfall som är det mest optimala beroende på utomhustemperatur, bränslepriser och skatter. Tillstånd och olika villkor för driften sätter de yttre ramarna. Driftfallen bygger på ett så optimalt utnyttjande av hela systemet (produktionsanläggningar och nät) som möjligt.

Planeringen av driften sker med flera tidshorisonter. Bränsleförsörjningen måste till exempel till stora delar fastställas i långsiktiga planer. Väderprognoser görs såväl på lång som kort sikt. Värmeproduktionen planeras med hänsyn till eventuella väderomslag under dagen. I stora system kan det även förekomma skillnader i utetemperatur på olika platser i området som systemet försörjer. För anläggningar med elproduktion är den dagliga handeln och noteringen av spotpriser på elbörsen en viktig planeringsfaktor. För att åstadkomma en så optimal drift som möjligt bör nätoperatören eller den som är balansansvarig ha möjlighet att kontrollera och styra de olika produktionsanläggningarna på marginalen.

Vid flera leverantörer i samma fjärrvärmesystem ökar antalet driftsfall och de blir svårare att överblicka och optimera. I större nät kan summan av suboptimeringarna leda till högre driftskostnader än om systemet optimeras som en enhet.

5.3.2 Mätning

Ett tredjepartstillträde ställer ökat krav på kontroll och mätning hos såväl kunder som i hela fjärrvärmesystemet.

Tillkommande leverantörer tecknar avtal direkt med enskilda kunder. För att kunderna skall kunna debiteras måste levererad värmemängd kunna mätas. Även kundens effektuttag vid olika tidpunkter kommer att vara av betydelse när kostnader för en eventuell effektagift i värmeenergipriset samt rättvis nätavgift skall kunna debiteras respektive kund.

Utvecklingen av tekniken för att mäta värmeleveranser har utvecklas och i dag bedöms fjärravläsning vara införd för alla större kunder inom en inte alltför avlägsen framtid. För småhus och andra mindre objekt är sannolikt dagens system, med oftast manuell avläsning, tillräcklig så länge inte tredjepartstillträde finns. Om varje leverantör har sina egna slutkunder att försörja med värme, ökar behovet att noggrannare kunna fastställa energi- och effektuttaget hos varje kund. Leverantören är inte intresserad av att leverera mer värme till nätet än den mängd som hans kunder använder och är beredda att betala för.

För vissa produktionsanläggningar är returtemperaturen till anläggningen av avgörande betydelse för möjlig produktion och därmed ekonomin. Ågarna av den typen av anläggningar kommer att ha ett stort intresse av att alla till nätet anslutna kundanläggningar bidrar till att returtemperaturerna hålls låga. För att detta skall vara möjligt att uppnå ställs ökade krav på mätning och ytterst även styrning.

Med flera oberoende värmeleverantörer ökar antalet kombinationer av driftsfall vilket leder till att den för funktionen och säkerheten mycket centrala tryckmätningen blir än viktigare.

Sammantaget leder ett tredjepartstillträde till att behovet av att kontrollera, mäta och styra ökar. Det får positiva effekter för en rättvis fördelning av kostnader, men huvudorsaken till att ökad mätning krävs förorsakas av att flera aktörer på olika sätt skall operera i ett och samma nät. I vilken omfattning kostnaderna för ökad mätning påverkar fjärrvärmesystemet för slutkonsumenterna har inte bedömts inom ramarna för denna utredning.

5.4 Reserveffekt

När fjärrvärmen började byggas ut var olja ett mycket dominerande bränsle. De flesta fjärrvärmenät byggdes ut med oljepannor som produktionsanläggningar. Från att ha varit det helt dominerande bränslet har oljan i dag reducerats till att vara ett marginalbränsle under den kallaste tiden av året. När nät har kopplats samman och tidigare enskilt ägda större oljeeldade anläggningar tagits över av fjärrvärmebolagen har syftet varit att ersätta oljepannorna med fjärrvärmeleveranser baserade på andra energislag. Oljepannorna bibehålls dock ofta i driftbart skick. Anslutna till de svenska fjärrvärmesystemen finns därför ett stort antal oljepannor som används som topplastpannor och/eller som reservpannor. Små nät, med färre produktionsanläggningar är mer sårbara och har vanligtvis en större andel reservkapacitet. Grundtanken är att reservenheten minst skall kunna ersätta den största produktionsanläggningen. Flera av de industrier som levererar spillvärme till fjärrvärmenäten har även möjlighet att producera värme med olja, om spillvärmeleveranserna inte kan upprätthållas.

Alla som levererar värme bör ha en fullgod reserv vid driftstörningar, antingen i egen anläggning, eller också avtalad med annan leverantör.

Genom nätens struktur har kundernas placering i relation till värmeleverantören betydelse för leverantörens möjligheter att uppfylla sina åtaganden. I en fungerande driftsituation där samtliga anläggningar är tillgängliga, får alla kunder värme oberoende av plats i nätet i förhållande till sin leverantör. Vid störningar drabbas de kunder som ligger närmast den anläggning som har problem, oberoende av vem de har valt som leverantör.

Den mest lämpade att ta effektansvaret är den som förfogar över de anläggningar som är anpassade för ändamålet, det vill säga dagens reservkapacitet. I dag är det det energibolag som driver fjärrvärmeverksamheten som förfogar över dessa anläggningar.

5.5 Balansansvar

Balansen i ett fjärrvärmesystem bygger primärt på att värmeproduktionen följer lasten. Centralt i ett fjärrvärmesystem är kundernas fjärrvärmecentraler, eftersom det är kundernas efterfrågan på värme som styr hela produktionen. Det är mycket långa om-

loppstider i ett fjärrvärmenät. I ett större nät kan det ta flera timmar innan vattnet har nått ut till alla kunder. Trögheten i systemet gör också att det kan dröja ett par timmar innan fel upptäcks om den som är nätoperatör inte har kontroll över alla produktionsanläggningar, och ytterligare några timmar innan balansen är återställd.

I de flesta fall styrs pumpar och ventiler från samma kontrollrum som produktionsanläggningarna. Nätet och styrningen av flöden, tryck och temperatur är därför en integrerad del av värmeproduktionen.

En tolkning av balansansvar är att den balansansvarige i varje driftsituation skall se till och vidta åtgärder så att hela systemet uppfyller de funktioner som krävs.

Balansansvar omfattar främst:

1. Balansering av systemet vad avser tryck, flöden och temperatur, det vill säga främst kortsiktiga och mindre justeringar i pumpar och produktionsanläggningar.
2. Se till att produktionen följer lasten, det vill säga att det i alla driftsituationer finns tillräcklig produktion.

Den som är nätoperatör har det övergripande ansvaret för att balansen fungerar. Olika aktörer i nätet kan åta sig att ha balans-effekt som kan beordras in vid behov.

5.6 Uppdelning i nät och produktion

Om tredjepartstillträde införs bör kostnaderna i så stor utsträckning som möjligt hänföras till den verksamhet de belastar för att konkurrerande produktionsanläggningar skall agera på så likartade villkor som möjligt. I ett idealt och teoretiskt fall bör därför nät och produktion skiljas åt. Nedan dras emellertid en annan slutsats.

Fjärrvärmeverksamheten jämförs ofta med elmarknaden. Förutsättningarna inför ett tredjepartstillträde skiljer sig emellertid åt. Innan avregleringen av elmarknaden fanns det ett stort antal aktörer som sålde el på sina respektive lokala marknader, samt ett stort antal producenter som producerade el i anläggningar anslutna till ett och samma nät ägt av staten.

Vid ett tredjepartstillträde till fjärrvärmenäten är utgångsläget ett helt annat. All produktion har en aktör som huvudman och vanligast är att denne äger både anläggningar och nät. Det kan även

finnas underleverantörer som levererar värme, exempelvis industriell spillvärme. Samme aktör sköter i dag all försäljning av värme till slutkunder anslutna till nätet.

Fjärrvärmesystemen har en i geografisk lokal begränsning, medan elmarknaden når över nationsgränser. Den svenska elmarknaden är en del av den nordeuropeiska elmarknaden.

Fjärrvärmesystemen består av ett fåtal anläggningar där varje anläggning har sin specifika roll i det lokala energisystemet. Elmarknaden består av hundratals anläggningar. Även på elmarknaden finns det skillnader i lämplig drift och placeringen av anläggningar. Lika fullt gör det stora antalet anläggningar att tillgängligheten i en enskild anläggning inte påverkar hela systemet vad avser möjligheterna att upprätthålla spänningen i näten, energileveranserna eller kostnadsbildningen.

Fjärrvärmesystemen är betydligt känsligare genom fåtalet anläggningar, nätens utbredning samt att det är vatten som pumpas runt i systemen. Produktionsanläggningar och nät, inklusive pumpar hänger ihop som ett tekniskt system. Nätet står inte bara för distributionen av fjärrvärme, utan är även ett värmelager som interagerar med produktionsanläggningarna och därmed i förlängningen är en del av produktionen.

Vår bedömning är att det tekniskt är mindre lämpligt att skilja på driften av produktionsanläggningar och nät. Den som skall sköta driften av näten måste bygga upp kompetens och ha kunskap om hur olika anläggningar kan kombineras för att en optimal drift skall kunna säkerställas. Inför ett obegränsat tredjepartstillträde kan sannolikt andra än tekniska skäl tala för att nät och produktion bör skiljas ägandemässigt från varandra. Även om en speciell nätoperatör skaffar sig och utvecklar denna kompetens måste han sannolikt ha kraftfulla verktyg och ha möjlighet att via restriktioner av olika slag styra över driften.

Med en utveckling där såväl en nätoperatör som den som driver olika värmeproduktionsanläggningar måste upprätthålla systemteknisk kompetens och kompetens vad innebär samkörningen av olika typer av anläggningar kan kostnaderna bli höga och dessa drabbar i slutändan värmekunderna. Rent teknisk finns det dock inte några hinder för att separera nät och produktion, men vissa extrakostnader bedöms uppstå genom att kompetens generellt och speciellt systemkompetens måste dubbleras och upprätthållas av flera aktörer.

De drifttekniska nackdelar som en åtskillnad av nät och produktion medför måste vägas mot eventuella ekonomiska och konkurrensmässiga fördelar som kan uppstå. Dessa konsekvenser har inte utretts inom ramen för den här studien.

6 Kraftvärmeverk – en driftsteknisk komplikation?

Det finns kraftvärmeanläggningar på ett 30-tal orter i Sverige. I kraftvärmeanläggningarna producerades totalt 6,0 TWh el år 2002. Året var ett torrår med höga elpriser, vilket gjorde att kraftvärmeproduktionen var högre än under ett ur klimathänseende normalt år. År 2001 producerades 4,4 TWh el i kraftvärmeverk där värmen avsåts i fjärrvärmenäten. Elproduktionen i anläggningarna varierar från några enstaka gigawattimmar i de mindre till över 1 000 GWh i de större.

I ett kraftvärmeverk produceras både el och värme. Kraftvärme är emellertid inte ett helt entydigt begrepp. Kraftvärmeanläggningarna kan bygga på olika tekniska lösningar, vara olika stora samt driftstekniskt ha olika funktion i fjärrvärmesystemet i relation till övriga anläggningar.

Vid elproduktion i värmekraftverk medför tekniken att all den energi som tillförs ångturbinerna inte kan omvandlas till el utan att restvärme uppstår. I rena kondenskraftverk produceras bara el och den överskottsvärme som uppstår kyls bort. Elproduktionen optimeras på bekostnad av att värmen inte alls tas tillvara. Elverkningsgraden i ett konventionellt kondenskraftverk uppgår normalt, med fasta bränslen, till mellan 35–40 procent. I moderna anläggningar för naturgas, så kallade kombikraftverk, kan elverkningsgrader på över 55 procent uppnås vid enbart elproduktion.

I ett kraftvärmeverk, där såväl värme som el tas tillvara, är total verkningsgrad, räknat som mängden nyttiggjord energi i förhållande till tillfört bränsle, mycket högre och ligger mellan 70 och 90 procent beroende på tekniklösning. Det höga energiutnyttjandet i förhållande till tillfört bränsle och en samtidig produktion av både el och värme gör att kraftvärme ses som en mycket attraktiv och strategisk produktionsanläggning. För att elproduktion skall vara möjlig krävs dock ett värmeunderlag vilket gör att kraftvärmen i vissa fall "tillåts" expandera på andra produktionsanläggningars kostnad, exempelvis spillvärme.

En kombination av den skattesituation som gällt för kraftvärmeproduktion och priset på el har medfört att det har krävts statliga bidrag för att etablera kraftvärme under de senaste 10–15 åren. En utbyggnad av bibränsleeldad kraftvärme har varit en del i omställningen av energisystemet vilket medfört att utbyggnad av kraftvärme varit en viktig strategisk fråga, såväl politiskt som för energibolagen.

De två vanligaste koncepten för kraftvärmeproduktion kan kort beskrivas enligt följande.

Den kraftvärmeproduktion som i dag sker i Sverige baserar sig med några få undantag på en ångcykel. Ett stort antal bränslen kan användas. Vatten förångas i en panna, ångan driver en turbin som i sin tur driver en generator. Värmeenergin i ångan omvandlas till rörelseenergi i ångturbinen. All den energi som finns i ångan kan dock inte utnyttjas i turbinen utan tas tillvara genom att ångan kondenserar till vatten efter turbinen och värmen tas tillvara i fjärrvärmenätet.

Den teknik som många i dag bedömer kan komma att vara konkurrenskraftig i framtiden är så kallade gaskombianläggningar. I dessa anläggningar sker elproduktion med både ång- och gasturbiner. Vanligast är att naturgas används som bränsle, men även flytande bränslen kan användas, för att driva en gasturbin som omvandlar energin till mekanisk energi som driver en generator. På samma sätt som i ångturbinen kan inte all energi omvandlas till mekanisk energi i gasturbinen. Kvarvarande energi i avgaserna från gasturbinen tas tillvara i en så kallad avgaspanna som producerar ånga för ångturbinen som på samma sätt som i en ren ångcykel omvandlar energin i ångan till mekanisk energi. Överskottsenergin efter ångturbinen tas genom kondensering tillvara och tillförs fjärrvärmenätet.

Den största fördelen med en gaskombianläggning är att processen omvandlar mer av den tillförda energin till elenergi än vad som är möjligt i en konventionell anläggning med enbart ångturbin. Resultatet blir att den värmesänka som fjärrvärmenätet utgör kan förses med lika mycket värme samtidigt som mera el produceras i den kombinerade processen.

Förutom grundutförandet finns fler anläggningsrelaterade funktioner som skiljer olika kraftvärmeverk åt:

Om anläggningen är försedd med:

- avtappningsturbin med möjlighet till avtappning av ånga för värmeproduktion,
- möjligheter till kondensdrift, dvs. enbart elproduktion,
- möjligheter till direktkondensering, dvs. enbart värmeproduktion,
- rökgaskondensering, dvs. extra värmeåtervinning ur rökgaserna, lämpar sig bäst för bränslen med hög fukthalt som till exempel flis och naturgas,

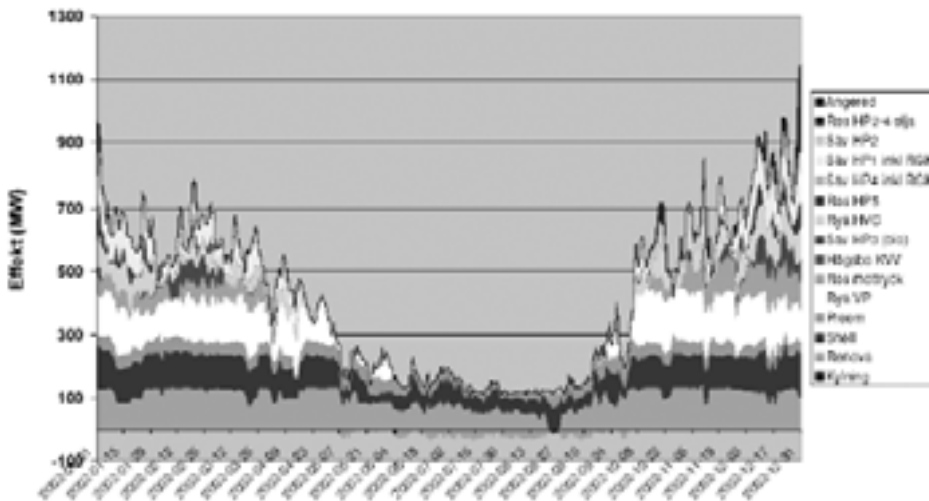
samt bränsleflexibiliteten i anläggningen:

- endast ett bränsle,
- valmöjlighet mellan beskattade och obeskattade bränslen,
- avtalsbegränsningar, exempelvis naturgas och avfall.

Beskrivningen ovan visar att skillnaden i driftförutsättningar kan vara stor mellan olika kraftvärmeproducerande anläggningar. Till detta kommer att driften av kraftvärmeanläggningarna också påverkas av hur övriga anläggningar i nätet ser ut och samverkar med kraftvärmeverket.

I *Figur 9* illustreras hur anläggningar samkörs i Sveriges största sammanhängande nät, i Göteborg.

Figur 9. Dygnsmedeleffekter i Göteborg, 2002, MW. Små spetslastanläggningar ingår ej



Källa: Göteborg Energi.

Figurens syfte är att illustrera hur olika anläggningar samkörs med hänsyn till värmebehovets variation.

I Göteborgs nät finns i dag en mindre konventionell kraftvärmeanläggning (Ros mottryck), som levererar värme till ett nät tillsammans med en mängd andra värmeproduktionsanläggningar. Nätet tillförs spillvärme från stora industrier (Preem och Shell) samt från en stor avfallsförbränningsanläggning (Renova). Göteborg kan också komma att ha en större gaskombianläggning i drift som skall leverera värme till fjärrvärmenätet. Inom såväl de industrier som avfallsförbränningsanläggningen som levererar värme sker också produktion av el. De negativa värdena sommartid redovisar att viss värmeenergi som tillförs nätet kyls bort på grund av överskott på värme under vissa perioder.

Inte minst situationen i Göteborg med ett stort antal anläggningar med olika ägare, värmeleveranser till fjärrvärmenätet samt elproduktion i flera anläggningar visar att kraftvärme i sig inte innebär någon driftsteknisk komplikation. Däremot bedöms risken för suboptimeringar av driften öka högst avsevärt om fler helt fristående aktörer enskilt skall producera och sälja sin värme till slutkunder anslutna till fjärrvärmenätet.

Produktionen i ett kraftvärmeverk styrs av rådande elpris och tillgängligt värmeunderlag. Vid minskat värmeunderlag måste de flesta kraftvärmeverk dra ned på sin elproduktion, oavsett elpris. Det finns endast ett mindre antal kraftvärmeverk i Sverige som kan gå i "kondensdrift", det vill säga kan producera el utan att behöva få avsättning för den samtidigt producerade värmen.

I dag kan ett fjärrvärmeföretag med flera produktionsanläggningar optimera driften så att kraftvärmeverket får företräde till värmeunderlaget om elpriset är högt. Vid ett tredjepartstillträde råder det konkurrens om värmeunderlaget. Det kan innebära att kraftvärmeverket inte kan gå i full drift, eller måste stänga ned, trots att efterfrågan på el är hög. Samhällsekonomiskt kan det bli en suboptimering om ett lokalt fjärrvärmesystem optimeras på bekostnad av elmarknaden. Det kan även leda till negativa miljökonsekvenser om alternativ elproduktion ger högre miljöbelastning.

6.1 Förutsättningar för utbyggnad av kraftvärme

Utbyggnad av kraftvärme är förenad med stora kapitalkostnader som staten hittills ofta varit med och finansierat genom bidrag. En viktig förutsättning för att energibolagen skall investera i kraftvärmeanläggningar är att det finns avsättning för värmen under den tid som investeringen återbetalas. Byggs andra anläggningar som tillgodoser behovet av värme i fjärrvärmenäten, kan inte kraftvärmeanläggningarna över huvud taget vara i drift rent tekniskt. Enligt branschföreträdare är möjligheten till kraftvärmeproduktion i dag den största drivkraften för utbyggnad av fjärrvärme.

Att anläggningar med höga kapitalkostnader inte används för sitt ändamål innebär att nedlagt kapital inte förräntas som avsett. I slutändan drabbas värmekunderna av en sådan utveckling. Kan inte stabila förutsättningar påvisas för kapitalintensiva investeringar under återbetalningstiden, föreligger en stor risk för att investeringarna sker i mindre anläggningar med såväl sämre energi- som miljöprestanda. Ett tredjepartstillträde skapar utrymme för att andra aktörer kan komma in och finansiera byggande av nya anläggningar, huruvida dessa aktörer är beredda att ta större risker än de kommunala bolagen har inte utretts inom ramen för den här utredningen.

7 Marknadspotential för flera aktörer

Är potentialen för spillvärme eller andra aktörer tillräckligt stor för att motivera en öppning av näten? Exempel på andra aktörer är avfallsbolag med egen förbränningsanläggning eller konsumenter som genom energieffektivisering eller egna pannor återlevererar värme till fjärrvärmenäten. Någon ny kartläggning eller uppskattning av potentialerna för spill- respektive avfallsvärme har inte gjorts inom ramarna för denna utredning utan uppskattningarna nedan är baserade på befintliga underlag.

Tekniskt finns det en potential för ökat spillvärmeutnyttjande och ökad avfallsförbränning. Fjärrvärmesystemen är ofta uppbyggda genom sammankopplig av fristående panncentraler i ett bostadsområde. I viss utsträckning finns dessa pannor kvar och fungerar som reservanläggningar. Ibland ägs pannorna av fastighetsbolaget. När det gäller den tillkommande potentialens storlek rör vi oss i häraden 3–4 TWh spillvärme om hänsyn skall tas till osäkerhet i uppskattningen nedan. En försiktig uppskattning av potentialen för ökad avfallsförbränning hamnar i storleksordning 2–3 TWh². Tillsammans motsvarar den tekniska potentialen för tillkommande värmeproduktion med spill- eller avfallsvärme cirka 10 till 12 procent av dagens fjärrvärmeleveranser.

Hur stor andelen pannor som ägs av fjärrvärmekunder är av de totala fjärrvärmeleveranserna finns ingen känd statistik över men med tanke på osäkerheten i de övriga potentialbedömningarna, påverkas sannolikt inte den bilden nämnvärt.

Enligt Svensk Fjärrvärmes prognoser kommer fjärrvärmen att fortsätta att expandera på värmemarknaderna. Fjärrvärmeleveranserna kan enligt prognosen uppgå till 60 TWh, 2010, vilket innebär en ökning med 10 TWh från dagens nivåer.

På nationell nivå finns därmed en teknisk potential för fler aktörer och utökade leveranser. Frågeställningen är emellertid inte bara en teknisk fråga. Hur det potentiella behovet av värme i fjärrvärmesystemen skall produceras styrs av en rad faktorer. Några bedömer att biobränsleanvändningen har förutsättningar att öka och kraftvärme baserad på naturgas planeras av flera aktörer.

Nedan ges en mer ingående beskrivning av spillvärmens respektive avfallsvärmens energiproduktion och potentialer.

² Översiktlig bedömning baserad på prognos om utbyggnad av avfallsförbränning.

7.1 Potential för spillvärme

Generellt finns det en stor potential för utbyggnad av industriell spillvärme. I mätningar och analyser är det dock svårt att kvantifiera industriell spillvärme då definitionen inte är entydig. En definition är:

Överskottsenergi som ej kan nyttiggöras internt och där alternativet är att värmen släpps ut till omgivningen. Värmen kan vara bunden i vätskor eller gaser.

Spillvärme är således värmeenergi som processägaren inte har avsättning för. Oavsett hur man räknar så finns det en stor framtida potential för utbyggnad av spillvärmen. I nedanstående siffror avses det som Svensk Fjärrvärme refererar till som industriell spillvärme.

Enligt en utredning som ÅF genomfört³ är det teoretiskt möjligt att utnyttja totalt 9,5 TWh industriell spillvärme. Det kan jämföras med dagens spillvärmeutnyttjande på cirka 4 TWh. Uppgifterna om hur stort dagens spillvärmeutnyttjande egentligen är varierar mellan olika källor, beroende på hur spillvärme definieras. Potentialbedömningen är också osäker eftersom det finns många faktorer som begränsar möjligheterna att utnyttja spillvärme. Exempelvis konkurrens från andra anläggningar, energibolagets önskan om kontroll av hela produktionsapparaten och industrins fokusering på kärnverksamheten, vilket minskar incitamenten att ge sig in i ett spillvärmesamarbete. En annan begränsning för att använda spillvärme är att värmesänkan i form av ett fjärrvärmesystem är liten i förhållande till överskottet och avståndet till annan värmesänka är långt. I båda fallen kan investeringen bli alltför hög i förhållande till möjliga intäkter.

Enligt samma rapport är en av de viktigaste faktorerna för att få till stånd en utbyggnad av spillvärmen att det etableras ett bra samarbete mellan de producerande företagen och energiföretagen. De spillvärmeprojekt som hittills lyckats bra har karaktäriserats av detta, samt att det finns eldsjälar som driver projektet.

En försiktig men optimistisk bedömning av tillkommande spillvärmepotential kan vara 3–4 TWh om dagens industristruktur består.

³ Sv Fjärrvärme, Industriell spillvärme, processer och potentialer, juni 2002.

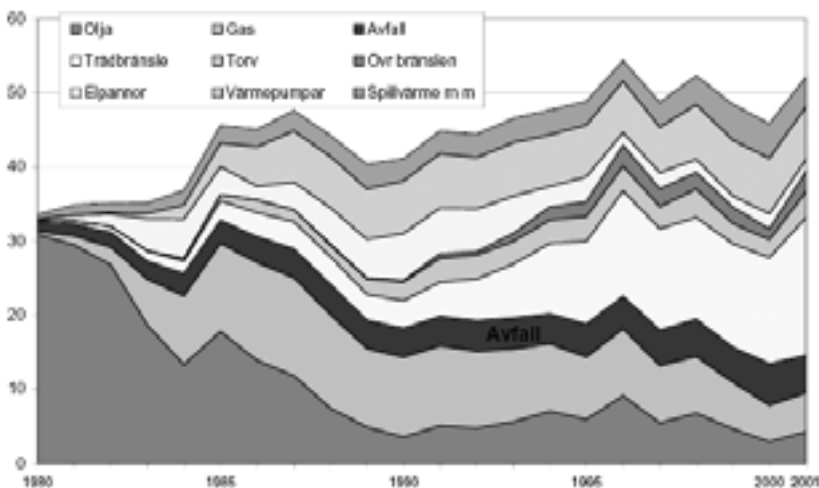
7.2 Potential för avfallsförbränning

Från och med 1 januari 2002 är det förbjudet att deponera utsorterat brännbart avfall. När förbudet trädde i kraft fanns det inte tillräcklig kapacitet för att förbränna avfall. För allt avfall som deponeras betalas en deponiavgift på 370 kr per ton, vilket gör att brännbart avfall är mycket konkurrenskraftigt gentemot andra bränslen. Anläggningsägarna får betalt för att ta hand om avfallet - bränslet.

Under förra året, 2002 brändes 2,7 miljoner ton avfall, varav 1,7 miljoner ton hushållsavfall. Enligt en prognos⁴ kan antalet förbränningsanläggningar öka från dagens 24 till 48 mellan åren 2002 och 2008. Det skulle, enligt rapporten, innebära en kapacitetsökning från 2,7 till 5,4 miljoner ton per år, dvs. en fördubbling. Av den prognostiserade ökningen är dock bara 1,6 miljoner ton beslutade anläggningar, vilket motsvarar en ökning med 60 procent från dagens 2,7 miljoner ton.

I diagrammet nedan visas hur avfallsförbränningens andel av den totala fjärrvärmeproduktionen har ökat från 1980. I dag uppgår den till cirka 10 procent.

Figur 10. Avfallets andel av den totala bränslekonsumtionen i fjärrvärmesektorn, 1980–2001.



Källa: Energiläget Energimyndigheten.

⁴ Naturvårdsverket, Uppföljning av deponeringsförbud, rapport 5298, 2003.

I de svenska fjärrvärmenäten finns det en fortsatt efterfrågan på avfallsvärme, framför allt eftersom den är ett ekonomiskt bättre alternativ än befintlig värmeproduktion i och med deponiskatten. Avfallspannor lämpar sig bäst som baslastpannor och till viss del som mellanlastpannor, varför de är lämpligast att ansluta till stora fjärrvärmenät (större än 60 GWh/år).

Energiutvinningen från avfallsbränsle i fjärrvärmesystemen uppgår till mellan 5 och 6 TWh⁵. Med den ökning av förbränningskapaciteten, som i dag är beslutad, skulle energiutvinningen kunna öka med 2–3 TWh.

7.3 Övrig potential

Potentiell värmeenergi som skulle kunna tillföras fjärrvärmesystemen är bland annat återvunnen energi hos anslutna kunder och eventuell överskottsvärme från småskalig kraftvärme. Hur stora dessa potentialer är har inte närmare kartlagts inom ramen för den här utredningen. Nedan belyses den typen av potentialer ur ett principiellt perspektiv.

Det finns i dag ett antal större fjärrvärmekunder som har avtal med fjärrvärmebolaget som möjliggör att de levererar överskottsvärme till fjärrvärmenätet. Ofta tillåts att energin levereras i fjärrvärmens returledning men det finns även de som levererar till framledningen. Det bedöms som mindre sannolikt att denna typ av överskottsvärme håller sådan kvalitet, temperatur och mängd, att den kan säljas till en tredje part via ett fjärrvärmesystem med tredjepartstillträde. Däremot är vår uppfattning att det är positivt om det via någon form av reglering är möjligt att underlätta för kunder att leverera eventuellt överskott av värmeenergi till nätet via en uppgörelse med energibolaget.

Samma möjlighet bör skapas för de aktörer som i en framtid eventuellt bygger enskild småskalig kraftvärme. Framför allt förknippas småskalig kraftvärme med naturgas som beroende på el- och bränsleprisutveckling samt framtida energiskatter kan bli ett intressant alternativ, med möjlighet till ökad elproduktion som pådrivande kraft. Införs ett obegränsat tredjepartstillträde kan sannolikt större sådana anläggningar kompletteras med spetslastanläggningar och bli en leverantör av prima värme via ett fjärrvärmenät.

⁵ Uppgiften varierar mellan olika källor.

8 Dagens skattesystem

Utgår man från dagens energiskatter är energibolagen hårdare beskattade än nya tänkbara konkurrerande aktörer, exempelvis industrier som levererar värme eller avfallsbolag med egen energiproduktion. Därför bör dagens energiskatter underlätta ett tredjepartstillträde.

Såväl energiproduktion i industrin som hos energibolagen har stöttats med styrmedel i form av bidrag till bland annat ökad elproduktion med förnybara bränslen. Hur detta har påverkar konkurrensförhållandet har inte undersökts inom ramarna för denna utredning.

Från och med 2004 ändras energibeskattningen så att kraftvärmens konkurrenskraft stärks och likställs med industrins energibeskattning. På marginalen försämrar det industrins och avfallsbolagens konkurrensfördel, men bör inte ha någon avgörande betydelse för förutsättningarna för tredjepartstillträde.

Det har inte inom ramen för den här utredningen ingått att analysera hur en total omläggning av energiskattesystemet till ett system med lägre produktionsskatter och högre konsumtionskatter underlättar för ett införande av tredjepartstillträde. Skattekomponenten i produktionsledet är en betydande kostnad och förändringar av den kan förändra körorordningen mellan olika anläggningar på ett drastiskt sätt. Skulle denna osäkra kostnadskomponent försvinna i produktionsledet skulle planeringsförutsättningarna för driftoptimeringen förenklas. Även vid investeringsbeslut innebär en sådan förenkling att planeringsförutsättningarna blir säkrare vilket får till följd att osäkerheten för en ny aktör minskar. Indirekt kan slutsatsen dras att höga produktionsskatter och osäkerhet om hur de kan komma att förändras kan vara ett hinder för införande av tredjepartstillträde.

8.1 Skatt på värmeproduktion

Den värme som levereras i fjärrvärmenäten har olika ursprung och produceras med olika typer av bränslen eller energikällor. Beroende på ursprung och bränsle ser också beskattningen olika ut. Värmeproduktion beskattas olika om pannan står hos ett energibolag eller en industri samt om värmen produceras samtidigt med el i ett kraftvärmeverk eller i ett värmeverk som bara producerar värme.

Fossila bränslen är belagda med energi-, koldioxid- samt svavel-skatt, medan biobränslen är befriade från skatt, se Tabell 4 nästa sida.

År 2003 såg skatterelationerna i olika anläggningar för värme-produktion ut enligt Tabell 2.

Tabell 2. Andel av energi- och koldioxidskatt på bränslen som betalas i respektive anläggning

	Energiskatt	Koldioxidskatt
Värmeverk	100 %	100 %
Kraftvärmeverk – värmeproduktion	50 %	100 %
Industripanna	0 %	26 %

Från och med januari 2004 kommer skatten att förändras så att kraftvärmeproduktion i fjärrvärmesystem likställas med industrin i skattehänseende.

För år 2004 kommer skatterelationerna i de olika anläggningar att se ut enligt Tabell 3. Kostnaden för värmeproduktion med beskattade bränslen i ett kraftvärmeverk kommer därmed att sänkas kraftigt.

Tabell 3. Andel av energi- och koldioxidskatt på bränslen som betalas i respektive anläggning

	Energiskatt	Koldioxidskatt
Värmeverk	100 %	100 %
Kraftvärmeverk – värmeproduktion	0 %	26 %
Industripanna	0 %	26 %

Källa: Prop 2003/04:1, Riksdagsbeslut 031119.

I Tabell 4 jämförs de gällande skattesatserna för koldioxid-, energi- och svavel-skatt för olika bränslen. Den generella nivån på koldioxidskatten är i dag 76 öre per kilo koldioxid men kommer att höjas till 90 öre per kilo koldioxid nästa år.

Tabell 4. Energi-, koldioxid- och svavelskatt 2003, exklusive moms

Bränsle	Energiskatt	Koldioxidskatt	Svavelskatt
Eldningsolja 5, kr/m ³	720	2174	108
Kol, kr/ton	307	1892	150
Naturgas, kr/1000 m ³	233	1628	0
Trädbränslen, kr/ton	0	0	0
Torv, kr/ton	0	0	10
Hushållsavfall, kr/ton	0	0	0
Övriga utsorterade avfallsfraktioner, kr/ton	0	0	0

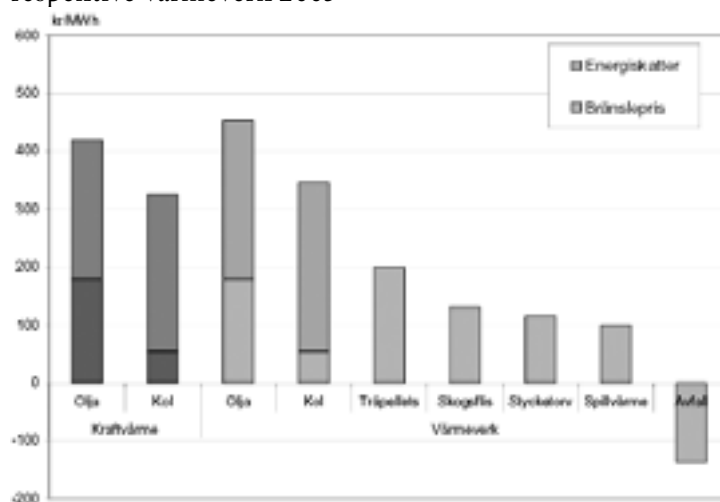
Källa: RSV, 2003.

Spillvärme är inte belagd med någon skatt. Avfall är belagd med en deponiavgift på 370 kronor per ton, vilket gör att de som förbränner avfall kan ta betalt för att ta emot bränslet. Antas hushållsavfall motsvarar det knappt 140 kronor per MWh bränsle.

I diagrammet nedan redovisas en bedömning av bränslekostnaden, vilket lite förenklat kan anses utgöra den rörliga kostnaden, för värmeproduktion i ett kraftvärmeverk samt i en hetvattenpanna i ett värmeverk. Bränslekostnaden i ett kraftvärmeverk är lägre eftersom bränslet belastas med halva energiskatten.

Bränslepriserna kan variera men nedan anges typnivåer. Spillvärme, kan beroende på hur investeringen fördelats och vilka avtalskonstrukturer detta lett till, variera mellan 0 och 200 kronor per MWh, eller mer. Här antas 100 kronor per MWh.

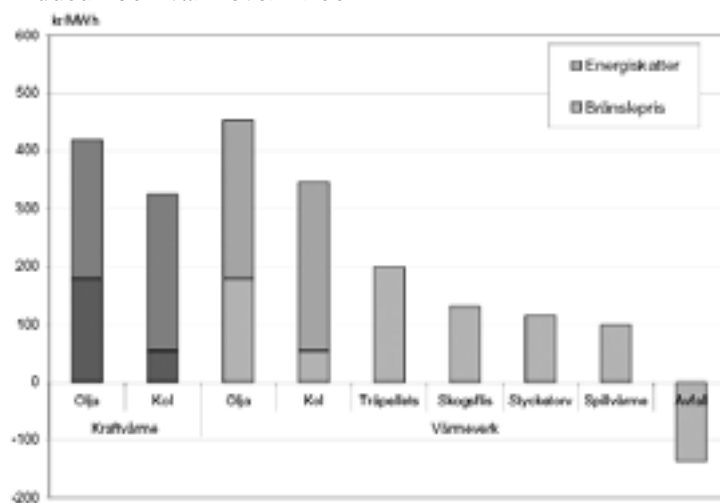
Figur 11. Rörliga kostnader för värmeproduktion i kraftvärmeverk respektive värmeverk 2003



Källa: ÅF-Energi & Miljö.

Som jämförelse till dagens skatterelationer på värmeproduktion redovisas även utfallet för skattesituationen 2004, med en förändrad kraftvärmebeskattning.

Figur 12. Rörliga kostnader för värmeproduktion i kraftvärmeverk, industri och värmeverk 2004



Källa: ÅF-Energi & Miljö.

Skattesituationen och kostnadsbilden ser således mycket olika ut för de aktörer som är tänkta att konkurrera i ett fjärrvärmesystem. Hittills har värmeproduktion i hetvattenpannor varit högst beskattade men även värmeproduktion i kraftvärmeverk har haft en högre skatt än motsvarande inom industrin. I jämförelserna ovan har inte hänsyn tagits till hittillsvarande möjlighet att hänföra obeskattade bränslen till värmeproduktion i kraftvärmeverken och beskattade bränslen till elproduktion. Från och med 2004 tas den möjligheten bort och all bränsleanvändning proportioneras, i beskattningshänseende, med hänsyn till hur mycket som gått till elrespektive värmeproduktion.

9 Konkurrensutsättning av driften, ett alternativ till tredjepartstillträde?

Kan konkurrensutsättning av driften i fjärrvärmeanläggningen och näten vara ett alternativ till tredjepartstillträde? Frågeställningen utgår ifrån att driften av enskilda anläggningar i dag inte sker effektivt utan att en "out-sourcing" skulle sänka kostnaderna.

Inledningsvis beskrivs att ett fjärrvärmesystem består av olika typer av produktionsanläggningar, alla med sin givna roll och plats i systemet och ett distributionsnät, där ledningsdimensionerna i varje del är anpassade till var produktionsanläggningarna ligger och hur värmelasten i nätet är fördelad. I dag sker en driftoptimering av hela systemet och inte av enskilda anläggningar, för en minimering av de totala produktionskostnaderna.

Vid en "out-sourcing" av driften av en anläggningen till en utomstående entreprenör blir affären en annan. Utformning av avtal påverkar naturligtvis hur hela systemkostnaden och därmed fjärrvärmepriset påverkas. Vid en konkurrensutsättning av driften av anläggningen är det i första hand personalkostnader, vissa administrativa kostnader samt eventuellt även rutinerna för underhåll av anläggningen som påverkas. Bränslekostnaden som är den enskilt största rörliga kostnaden för värmeproduktion påverkas inte.

Tekniskt finns det då inget som talar för att kostnaderna i systemet skulle sänkas, annat än marginellt, vid en konkurrensutsättning av driften av enskilda produktionsanläggningar. Den totala rörliga kostnaden i den enskilda anläggningen påverkas i än mindre grad eftersom andra rörliga kostnader dominerar.

Fortum Värme (dåvarande Birka) och Vattenfall har internt provat en organisation som bygger på en uppdelning mellan ägande och drift av anläggningar. Båda företagen har valt att delvis gå tillbaka till en organisationsform där ägande och drift hänger ihop i ett bolag. Att ha två organisationer som arbetade mot olika mål, ansågs inte fungera.

Vid en diskussion med några olika fjärrvärmeaktörer kom även frågeställningar upp kring i vilken utsträckning något energibolag skulle vara intresserade av att överlämna driften av sina anläggningar till en entreprenör. Produktionsanläggningarna är ju i allra högsta grad kärnverksamhet och normalt "out-soursas" verksamhet som inte tillhör kärnverksamheten. Så sker till exempel när industrin överlämnar driften och ofta även ägandet av sina energianläggningar till ett energibolag.

I dag finns oss veterligen inga hinder för upphandling av driften av energiproduktionsanläggningar.

Om inte tanken är att en sådan upphandling skall vara tvingande, finns i dag inga tydliga incitament för att så kommer att ske. Av den anledningen kan inte en konkurrensutsättning av driften anses utgöra ett alternativ till tredjepartstillträde.

10 Tredjepartstillträde i andra länder

Frågan beträffande studier av tredjepartstillträde i fjärrvärmesystem, i andra länder, gavs låg prioritet vid upphandling av föreliggande utredning.

Tredjepartstillträde, i den meningen att en fristående värmeleverantör, får tillträde till ett distributionsnät och kan teckna avtal med kunder i konkurrens med ett befintliga energibolaget förefaller inte finnas i några andra länder. Vi har dock inte haft möjligheten att göra en fördjupad studie i frågan inom ramarna för denna utredning.

Det finns lösningar som ibland beskrivs som tredjepartstillträde. I till exempel Köpenhamn har man ett produktionssamarbete med en organisation där produktion, transmission och distribution ägarmässigt är åtskilda. Köpenhamn och kommunerna runt omkring försörjs från en gemensam transmissionsledning, vilken ägs gemensamt av kommunerna. Produktionen samordnas och fjärrvärmesystemet sätts till ett självkostnadspris. Anläggningarna konkurrerar egentligen inte, men systemkostnaden i hela nätet mini-

meras genom att produktionssamarbete sker. Dessa lösningar kan dock inte betraktas som tredjepartstillträde, utan skall mera ses som en uppdelning i olika roller.

I några östeuropeiska länder har de delvis öppnat för tredjepartstillträde i lagstiftningen på energiområdet i samband med en omstrukturering och privatisering av energimarknaderna. Dock har de inte nått så långt att tredjepartstillträde har införts i något land.

Exempel på länder som öppnat för en ökad konkurrens i fjärrvärmesystemen är Litauen, Tjeckien och Polen. Lagstiftningen föreskriver att värmekonsumenterna skall försörjas med fjärrvärme från den mest kostnadseffektiva producenten, förutsatt att denne kan tillhandahålla rätt kvalitet på sina värmeleveranser. De, oftast kommunala energibolagen, tvingas därför köpa värme från en oberoende leverantör om den kan tillhandahålla värme till en lägre kostnad. Om så inte sker går det överklaga till en myndighet för prisövervakning på energiområdet. I Litauen ställs också krav på delvis kommunalt ägande av näten.

11 Strategiska frågeställningar att belysa

ÅF har fått i uppdrag att se över de tekniska förutsättningarna för införande av tredjepartstillträde i fjärrvärmesystemen. Eftersom tekniken sällan kan frikopplas helt från ekonomiska, miljömässiga och andra begränsningar, lyfter vi här fram några frågeställningar som bör utredas ytterligare för att en mer fullständig bild av de tekniska förutsättningarna skall kunna ges.

Dessa är:

- Hur skall nätkostnaderna fastställas och fördelas?
- Förutsättningar för fortsatt fjärrvärmeutbyggnad?
- Investeringsvilja för kraftvärmeutbyggnad?
- Förutsättningar för spillvärmeutbyggnad?
- Miljökonsekvenser?
- Fördjupad analys av vilka aktörer som kommer att vara aktiva som "tredjepart", finns det några?
- Hur skall en marknad som ger kunderna valfrihet och fri rörlighet skapas?
- Hur kommer fjärrvärmemetaxorna att påverkas?

Vi har kommenterat frågeställningarna, men det har inte ingått i uppdraget, och ej heller funnits tid, att ge en mer fullödig analys av dessa.

I dag är småhuskundernas nätkostnader ofta subventionerade på andra kunders bekostnad. Vem bär kostnaderna för en fortsatt utbyggnad av fjärrvärme till exempelvis småhus? Värmeförlusterna varierar i olika delar av enskilda nät, hur skall en fördelning av kostnaderna ske?

Förutsättningarna för en fortsatt utbyggnad av fjärrvärme bör generellt ses över.

Att investera i ett kraftvärmeverk är förenat med stora kapitalkostnader och en risk. De biobränsleeldade verk som byggs i dag har i stor utsträckning fått statliga investeringsbidrag. Genom en förändrad kraftvärmebeskattning kommer sannolikt beslut fattas om investeringar i nya gaskombianläggningar. Beslut om att uppföra en kraftvärmeanläggning är strategiska och långsiktiga. En avreglering av fjärrvärmenäten ökar riskexponeringen och kan därför inverka menligt på en fortsatt utbyggnad av kraftvärme. Samma resonemang kan föras kring fler typer av anläggningar, exempelvis avfallsförbränningsanläggningar.

Det är inte givet att tredjepartstillträde gynnar ett ökat spillvärmeutnyttjande. Flera rapporter, som bland annat ÅF tagit fram, visar på hur viktigt ett långsiktigt och ömsesidigt förtroende mellan två stabila parter är, för att få till stånd spillvärmeprojekt. Likaså är det viktigt att parterna utnyttjar varandras kompetens om respektive anläggningar för att samarbetet skall bli lyckosamt. Industrin har sällan själv den kompetens eller de incitament som krävs för att genomföra ett spillvärmeprojekt. Industrin ligger ofta på ett sådant avstånd från fjärrvärmeunderlaget att det krävs en längre ledning för att nå nätet. I spillvärmeprojekt kan transmissionsledningen vara den dominerande investeringen. Kommer nätbolaget/energibolaget vara intresserade av att investera i en ledning när deras värmeleverans eventuellt riskerar att konkurreras ut av industrins leveranser? Har industrin incitament att finansiera ledningen eller betala en hög anslutningsavgift för att leverera spillvärme? I dag "betalar" många industrier spillvärmeinvesteringar genom att leverera spillvärmen gratis eller till kraftigt reducerat pris de första åren. Investeringskapital, löpande utgifter och kompetens koncentreras i stället till kärnverksamheten.

Med ett scenario att ett tredjepartstillträde kommer att leda till fler och mindre anläggningar i näten, inklusive en försämrad drift-

optimering, kan användningen av fossila bränslen komma att öka. Vilka blir egentligen miljöeffekterna?

Vilka aktörer kommer att agera som tredjepart? Sannolikt kommer få, om ens några industrier att utveckla energitjänster inom sin verksamhet. De har varken kompetensen eller marknadsförutsättningarna för att börja sälja värme till slutkund.

Vi har översiktligt diskuterat frågan med några industrier, men de har inte visat något intresse för den typen av affärer. Inom uppdraget har vi intervjuat en rad energibolag. Inte heller de visar ett större intresse för att gå in som tredjepart i någon annans nät. Riskerna och kostnaderna är för stora. Det kan kanske finnas andra aktörer eller andra former för hur tredjepartstillträde kan komma tillstånd i praktiken. Hur ställer sig avfallsbolagen?

Hur är det möjligt att åstadkomma en marknad som ger värmekunderna valfrihet och att fri rörlighet skapas? Innebär begränsningarna i nätet och behovet av att optimera produktionen att kundernas situation inte förändras? Behövs någon form av fristående marknadsplats och vilket utrymme finns för en sådan lösning?

Hur kommer ett tredjepartstillträde, om det kommer tillstånd i praktisk utövning, att påverka fjärrvärmesystemen. Med scenariot, återigen, fler och mindre anläggningar och flexibla drift på bekostnad av systemoptimering kan de totala produktionskostnaderna komma att öka. Ger valfriheten lägre taxor eller har den ett pris?

12 Slutsatser

Syftet med denna rapport är att belysa de tekniska förutsättningarna för (ett obegränsat) tredjepartstillträde i fjärrvärmesystemen. En frågeställning kring vad som är tekniskt möjligt kan i de flesta sammanhang besvaras med att ”det är möjligt, men det är andra faktorer som begränsar”, i allmänhet det ekonomiska utrymmet.

Svaret på frågeställningarna kan bli tre:

1. Tekniska förutsättningar för ett ”obegränsat tredjepartstillträde” finns ej. Däremot kan olika åtgärder som underlättar för nya aktörer att verka i ett system utvecklas. Alla sådana åtgärder kan sägas skapa ett begränsat tredjeparts tillträde.
2. Bortses från bland annat ekonomi och optimal drift av anläggningar, är det tekniskt möjligt att flera aktörer producerar och distribuerar värme i ett gemensamt fjärrvärmesystem. Tekniskt

bedöms det även vara möjligt att skapa förutsättningar för erforderlig mätning.

3. Den nyanserade bilden blir ändå att det finns en hel del tekniska begränsningar möjligheterna att införa tredjepartstillträde i fjärrvärmesystemen.

I kapitel 4 ställs en rad funktioner upp som bedöms vara grundförutsättningar för ett tredjepartstillträde. Nedan dras slutsatser kring hur dessa funktioner är tillgodosedda i dagens fjärrvärmesystem samt vilka slutsatser som kan dras kring övriga frågor som skall besvaras i utredningen.

12.1 Alternativa inmatningspunkter i nätet

En tredjepartsleverantör i ett nät kan vara en befintlig spillvärmeleverantör eller ett avfallsbolag med egen förbränningsanläggning, eller helt nya aktörer som etablerar en ny energiproduktionsanläggning. De förstnämnda har en given plats i fjärrvärmesystemet och nätet är dimensionerat för att ta emot den värme de kan leverera. Nya aktörer måste hitta en lämplig anslutningspunkt för sina energileveranser alternativt ta över befintliga anslutningar (anläggningar).

De flesta nät har en så kallad trädstruktur med klenare ledningsdimensioner ju längre ut på nätet man kommer. Nya, tillkommande värmeleveranser måste därför i de flesta fall tillföras i systemets rot. Det gör att antalet inmatningspunkter är begränsat, lika så antalet tänkbara platser för ny energiproduktion.

Nätets struktur och dimensioner är inte bara en begränsning vad avser tillförsel av värme till näten. Flöden och temperaturer är dimensionerade för de anläggningar som finns i nätet. Nya anläggningar eller förändrad drift av befintliga anläggningar inklusive en större flexibilitet i antalet driftsfall, kan också kräva andra tekniska prestanda hos nätet.

För att skapa en tekniskt optimal situation för tredjepartstillträde skulle de flesta nät behöva byggas ut med tvärförbindelser och kraftigare dimensioner. Tekniskt är det i de flesta fall möjligt. I första hand är det ekonomin som är begränsande. Det kan även vara problematiskt att bygga ut nätet i en tätbebyggd stadsmiljö. Här finns det även vissa tekniska begränsningar. Ytterligare en följdfråga är vem skall stå för den investeringen?

12.2 Möjlighet att mäta effekt- och energiförbrukning kontinuerligt

Det sker en ständig utveckling av mätmetoderna för fjärrvärmeförbrukning. Det finns också bestämmelser för att mätare måste bytas ut och kalibreras vart femte år. Stora kunder har i dag i regel induktiva mätare med fjärravläsning av både effekt och energi. På sikt blir allt fler kunder anslutna till sådana system. Mät- och kommunikationsutrustning utvecklas och blir billigare.

Tekniskt utgör inte möjligheterna att mäta effekt och energi en begränsning för tredjepartstillträde i fjärrvärmesystemen. De ekonomiska förutsättningarna kan däremot vara begränsande på kort till medellång sikt.

Både såväl tekniska som ekonomiska möjligheter begränsar också noggrannheten i mätningarna av värme, vilken inte kan ske med samma precision som vid mätning av el. Huruvida denna begränsning kan få avtalsmässiga och juridiska konsekvenser med flera aktörer i systemet bör utredas.

12.3 Bör man skilja på nät och produktion?

Fjärrvärmeverksamheten jämförs ofta med elmarknaden. Förutsättningarna inför ett tredjepartstillträde skiljer sig emellertid kraftigt åt. Fjärrvärmesystemen består av ett fåtal anläggningar där varje anläggning har sin specifika roll i det lokala energisystemet medan elmarknaden består av hundratals anläggningar. Fjärrvärmesystemen har en i geografin lokal begränsning, medan elmarknaden når över nationsgränser.

I fjärrvärmenäten har all produktion en aktör som huvudman och vanligast är att denne äger både anläggningar och nät samt ansvarar för all försäljning av värme till slutkunder anslutna till nätet. På elmarknaden fanns det före avregleringen flera lokala marknader som hängde ihop geografiskt genom stamnätet, ägt av staten.

Vår bedömning är att det tekniskt är mindre lämpligt att skilja på driften av produktionsanläggningar och nät. Den som skall sköta driften av näten måste bygga upp kompetens och ha kunskap om hur olika anläggningar kan kombineras för att en optimal drift skall kunna säkerställas. Även om en speciell nätoperatör skaffar sig och utvecklar denna kompetens måste han sannolikt ha kraftfulla

verktyg och ha möjlighet att via restriktioner av olika slag styra över driften.

Med en utveckling där såväl en nätoperatör som den som driver olika värmeproduktionsanläggningar måste upprätthålla systemteknisk kompetens och kompetens vad innebär samkörningen av olika typer av anläggningar kan kostnaderna bli höga och dessa drabbar i slutändan värmekunderna. Rent teknisk finns det dock, enligt vår bedömning, inte några oöverstigliga hinder för att separera nät och produktion.

12.4 Balansansvar

Balansansvar är inget klart definierat begrepp inom fjärrvärmeverksamhet. Balansansvar, tolkat med utgångspunkt från fjärrvärmeverksamhet hänger både ihop med driftsstyrning, effekt och reservkapacitet.

Grundläggande för driftsstyrning i ett fjärrvärmesystem är att värmeproduktionen i nätet skall följa kundernas efterfrågan. Reglertekniskt är ett fjärrvärmenät ett komplicerat objekt. För att alla kunder skall få rätt värme krävs rätt flöden, tryck och framledningstemperatur i nätets alla delar. Det måste därför finnas någon som är ytterst ansvarig för att fjärrvärmesystemet fungerar.

I dag optimeras fjärrvärmesystemet efter de driftsfall som uppstår och de enskilda anläggningarnas produktion styrs centralt vad avser temperaturnivåer och tryck. Pumpar och ventiler i nätet anpassas också kontinuerligt för en optimal drift av hela systemet. Vid ett tredjepartstillträde med fler oberoende leverantörer ökar behovet av driftsövervakning och styrning.

Den som utses som balansansvarig bör ha tillräcklig makt för att kunna styra och kontrollera systemet. Omloppstiden är mycket lång i fjärrvärmesystem. Det kan därför ta timmar innan fel upptäcks, till exempel om någon levererar för mycket eller för lite värme till nätet. Det tar dessutom sedan flera timmar innan systemet åter är i balans.

Vår bedömning är att den aktör som har flest produktionsanläggningar, och som sannolikt äger nätet, bör vara balansansvarig. Den som har balansansvaret kan ändå behöva ha avtal med andra producenter i nätet för att kunna säkerställa att balansen upprätthålls.

Även om en leverantör åtagit sig att leverera värme enligt avtalet kan det i en driftsituation uppstå störningar så att dennes leveransåtaganden inte kan fullgöras. Den balansansvarige måste därför ha kontroll över anläggningar med tillräcklig kapacitet. Anläggningarna måste också vara lokaliserade på rätt ställe i nätet.

12.5 Reservkapacitet måste upprätthållas

Alla typer produktionsanläggningar kan av olika skäl sluta fungera. Det måste därför finnas reservkapacitet som minst motsvarar den största anläggningen i nätet. Den som åtar sig att leverera värme till en kund måste antingen själv ha tillräckligt med effekt för att försörja sina kunder eller via avtal förvissa sig att det finns kapacitet för värmeleverans från annan leverantör.

Genom nätens struktur har kundernas placering i relation till värmeleverantören betydelse för dennes möjligheter att uppfylla sina åtaganden. I en fungerande driftsituation där samtliga anläggningar är tillgängliga, har alla kunder förutsättningar att få värme oberoende av plats i nätet i förhållande till sin leverantör. Vid störningar drabbas de kunder som ligger närmast den anläggning som har problem, oberoende av vem de har valt som leverantör.

Den mest lämpade att ta effektansvaret är den som förfogar över de anläggningar är anpassade för ändamålet och är rätt lokaliserade, det vill säga dagens reservkapacitet. I dag är det, det energibolag som driver fjärrvärmeverksamheten som förfogar över dessa anläggningar. Införs tredjepartstillträde med en fristående nätoperatör bör det sannolikt ligga på denne att administrativt ansvara för att reservkraft finns tillgänglig om ordinarie produktionsanläggningar faller bort. Huruvida dessa skall ägas av nätoperatören eller andra aktörer har inte närmare utretts eftersom frågan inte främst är av teknisk natur.

12.6 Teknisk potential för fler aktörer

Tekniskt finns en potential för ökade spillvärmeleveranser och ökad avfallsförbränning. Potential för tillkommande värmeleveranser från dessa typer av produktionsanläggningar kan vid en översiktlig bedömning uppgå till 5–7 TWh de närmaste fem åren

och med dagens industristruktur. Det motsvarar i storleksordningen 10 procent av dagens fjärrvärmeleveranser.

Enligt Svensk Fjärrvärmes prognoser kommer fjärrvärmen att fortsätta att expandera på värmemarknaderna. Fjärrvärmeleveranserna kan enligt prognosen uppgå till 60 TWh, 2010, vilket innebär en ökning med 10 TWh från dagens nivåer.

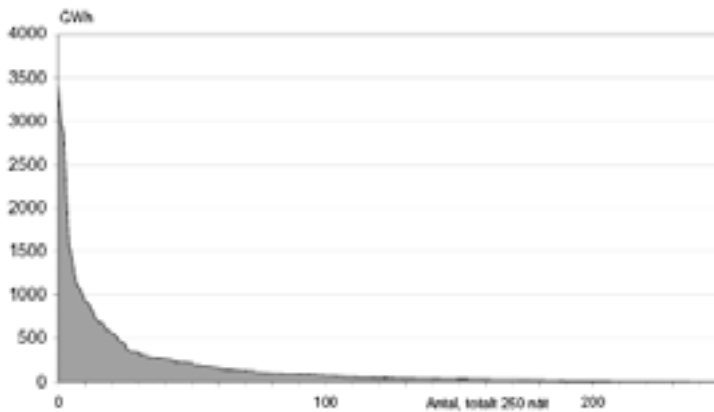
På nationell nivå finns därmed en teknisk potential för fler aktörer och utökade leveranser. Frågeställningen är emellertid inte bara en teknisk fråga. Hur det potentiella behovet av värme i fjärrvärmesystemen skall produceras styrs av en rad faktorer. Några bedömer att biobränsleanvändningen har förutsättningar att öka och kraftvärme baserad på naturgas planeras av flera aktörer.

Mindre aktörer som endast kan leverera värmeenergi under delar av året eller dygnet och endast under vissa tider har möjlighet att leverera prima värme, till exempel anslutna värmekunder som har överskottsvärme, kan enligt vår bedömning inte betraktas som en tredjepartsaktör. De åtgärder som kan underlätta för sådana aktörer att leverera värme till systemet måste troligtvis vidtas i samarbete med en aktör som kan primagöra värmeenergin och ta ansvar för att den säljs till andra kunder i nätet.

12.7 Är det någon skillnad på stora och små nät?

De flesta nät i Sverige är små. Endast knappt 10 procent, eller sammanlagt 22 nät har energileveranser över 500 GWh per år. I diagrammet visas storleksfördelningen med avseende på energileverans mellan näten i Sverige.

Figur 13. Storleksfördelning av fjärrvärmenät men avseende på energileverans, GWh



Källa: Svensk Fjärrvärme, ÅF.

Skillnader mellan stora och små nät är generellt sett nätstruktur, antal produktionsanläggningar och storleken på värmeunderlaget. Små nät har oftast en mer renodlad trädstruktur medan större nät oftare har alternativa matningsvägar för sina värmeleveranser.

Det finns inga rent tekniska hinder att samköra olika produktionsanläggningar i ett fjärrvärmenät. Det sker varje dag i befintliga fjärrvärmenät. Rent praktiskt kan de bli komplicerat med olika ägare och flera operatörer i en och samma produktionsanläggning. En konsekvens av detta blir att utrymmet för flera aktörer i små nät blir begränsat, eftersom flera av de små fjärrvärmenäten endast har en produktionsanläggning förutom några mindre oljepannor för topplast och reserv.

I stora nät finns det ett stort antal produktionsanläggningar och sannolikt försvåras och suboptimeras driften av dessa om ett stort antal oberoende aktörer med olika mål och strategier skall samköra anläggningarna. Redan i dagens situation med en operatör kan det vara problematiskt för driftsansvariga vid de olika anläggningarna att alltid köra anläggningarna så att en optimal drift uppnås för helheten.

12.8 Kan konkurrensutsättning av driften vara ett alternativ?

Konkurrensutsättning av driften av en anläggning förutsätter att den som äger och driver anläggningen ser en vinst med ett sådant förfarande. För ett energibolag utgörs kärnverksamheten av energiproduktion inklusive en optimal drift av de egna anläggningarna. Normalt "out-sources" inte den egna kärnverksamheten. För kommunalt ägda energibolag kan en upphandling av driften av produktionsanläggningarna eventuellt vara intressant.

Vid värmeproduktion utgör bränslet den största rörliga kostnaden, medan personalkostnader och övriga driftskostnader svarar för en mindre del. Vid en konkurrensutsatt upphandling av driften av anläggningar är det därför endast en mindre del av de rörliga kostnaderna som påverkas. Tekniskt finns det inget som talar för att kostnaderna i systemet skulle sänkas mer än mycket marginellt. Avgörande är också hur upphandlingen ser ut och hur systemet optimeras i övrigt.

I dag finns inga hinder för driftupphandling av energiproduktionsanläggningar. Om inte tanken är att en sådan upphandling skall vara tvingande, finns i dag inga tydliga incitament för att så kommer att ske. Av den anledningen kan inte en konkurrensutsättning av driften anses utgöra ett alternativ till tredjepartstillträde.

12.9 Är nuvarande skattesystem en begränsning?

Dagens skattesystem bidrar generellt sett till lägre rörliga kostnader för spillvärme och avfallseldade anläggningar. Biobränslen som står för över hälften av energitillförseln i fjärrvärmesystemen är också obeskattade. Däremot beskattas värmeproduktionen med fossila bränslen i kraftvärmeverk. För värmeproduktion i topplast- och reservanläggningar i fjärrvärmesystemen används främst olja, vilken beskattas fullt ut. Totalt medför det värmeproduktionen i befintliga fjärrvärmesystem totalt sett är hårdare beskattad än hos tillkommande tänkbara konkurrerande leverantörer, med antagandet att dessa baseras sin produktion på spillvärme eller avfall.

Dagens skattesystem gynnar därmed tredjepartstillträde på marginalen. Från och med 2004 förändras dock beskattningen till ener-

gibolagens fördel, då kraftvärmebeskattningen likställs med industrins mottrycksproduktion.

Det har inte inom ramen för den här utredningen ingått att analysera hur en total omläggning av energiskattesystemet till ett system med lägre produktionsskatter och högre konsumtionskatter underlättar för ett införande av tredjepartstillträde. Skattekomponenten i produktionsledet är en betydande kostnad och förändringar av den kan förändra körordningen mellan olika anläggningar på ett drastiskt sätt. Skulle denna osäkra kostnads-komponent försvinna i produktionsledet skulle planeringsförutsättningarna för driftoptimeringen förenklas. Även vid investeringsbeslut innebär en sådan förenkling att planeringsförutsättningarna blir säkrare vilket får till följd att osäkerheten för en ny aktör minskar. Indirekt kan slutsatsen dras att höga produktionskatter och osäkerhet om hur de kan komma att förändras kan vara ett hinder för införande av tredjepartstillträde.

12.10 Utgör kraftvärme en driftsteknisk komplikation?

Kraftvärme utgör inte någon driftsteknisk komplikation för ett tredjepartstillträde. Däremot kan en situation med tredjepartstillträde utgöra en begränsning för kraftvärmeproduktionen.

Produktionen i ett kraftvärmeverk styrs av rådande elpris och tillgängligt värmeunderlag. Vid minskat värmeunderlag måste de flesta kraftvärmeverk dra ned på sin elproduktion, oavsett elpris. I dag kan ett fjärrvärmeföretag med flera produktionsanläggningar optimera driften så att kraftvärmeverket får företräde till värmeunderlaget om elpriset är högt. Vid ett tredjepartstillträde råder det konkurrens om värmeunderlaget. Det kan innebära att kraftvärmeverket inte kan gå i full drift, eller måste stänga ned, trots att efterfrågan på el är hög. Samhällsekonomiskt kan det bli en suboptimering om ett lokalt fjärrvärmesystem optimeras på bekostnad av elmarknaden. I det lokala fjärrvärmenätet kan däremot kostnaderna sänkas kortsiktigt, om exempelvis billigare spillvärme kan ersätta kraftvärme. Vilka konsekvenserna blir långsiktigt och totalt, vad avser värmepriset till kund om till exempel en kraftvärmeanläggning inte kommer till stånd eller att en befintlig helt läggs ned, är svårare att bedöma.

12.11 Finns tredjepartstillträde i grannländerna?

Nej, tredjepartstillträde enligt den definition som utreds här finns inte i grannländerna.

12.12 Övriga frågor

De tekniska systemen bör stödja möjligheterna för begränsad miljöbelastning och i övrigt en resurseffektiv drift av fjärrvärme-systemen på kort och lång sikt, vilket i sin tur bör komma fjärrvärme-kunderna till godo i form av låga värmekostnader. Indirekt leder minskad miljöbelastning och bättre resursutnyttjande till långsiktigt lägre och stabilare värmepriser.

För att uppnå så låga kostnader som möjligt bör en optimering ske av hela systemet. I dag har enskilda anläggningar sina bestämda roller i systemet, som baslast, mellanlast eller topplast beroende på vilken kostnadsbild och teknisk prestanda de besitter. Oftast utgörs baslasten av en avfalls- eller biobränsleeldad panna, spillvärme eller en värmepump. Baslastanläggningarna är, undantag finns, kapitalintensiva men har låga rörliga kostnader och bör därför ha så långa driftstider som möjligt. Som topplast används vanligen oljepannor. De har högre rörliga kostnader, genom ett dyrare bränsle, samt ger ett nettoutsläpp av koldioxid. Kraftvärmeverken är i drift när efterfrågan på el är stor på nationell nivå. Ersättningen för producerad el är då hög, vilket ger en bra totalekonomi för anläggningens drift.

I en situation när de olika anläggningarna konkurrerar med varandra optimeras driften i respektive anläggning på bekostnad av hela systemet. Det kan leda till högre totala kostnader samt ökad oljeanvändning. För att en konkurrenssituation skall gynna systemet bör antalet likvärdiga anläggningar vara betydligt större än vad som är fallet i de svenska fjärrvärmesystemen.

Den rådande politiska inriktningen har varit att främja en fortsatt utbyggnad av fjärrvärmen. Därför bör kanske även de tekniska systemen främja en fortsatt utbyggnad av fjärrvärme och kanske även av kraftvärme där så är motiverat. Ett fjärrvärmesystem utgör en starkt avgränsad marknad och för att den skall växa krävs ett värmeunderlag och utbyggnad av ett ledningsnät.

Ett marknadsmässigt hinder för tredjepartstillträde är att det i dag endast är en aktör i respektive fjärrvärmesystem som har ett

kundunderlag och upparbetade kontakter med markanden. Jämfört med avregleringen av elmarknaden där det från start fanns ett stort antal aktörer som hade egna kunder på den stora gemensamma marknad som elmarknaden omfattar. En ny värmeleverantör kan utveckla nya marknader men måste sannolikt konkurrera ut nuvarande leverantör hos ett stort antal kunder för att skapa tillräckligt med värmeunderlag för sina produktionsanläggningar.

13 Litteraturförteckning

”Energiläget 2002”	Energimyndigheten
”Fjärrvärme, teknik, teori och funktion”	Studentlitteratur, Sven Werner, Sven Frederiksen
”Tredjepartstillträde i fjärrvärmenät, 2001”	Paul Westin, KTH, för Svensk Fjärrvärme
”Statistikunderlag”	Svensk Fjärrvärme
”Beskrivning av kraftvärmeanläggningar”	Anna-Karin Hjalmarsson, ÅF, för Svensk Fjärrvärme
”Utvärdering av fjärrvärme och närvärmeprojekt inom LIP-programmet”	Karin Byman, Hans Åkesson m.fl., för Naturvårdsverket. Pågår till 2004.
”Utvärdering av spillvärmeprojekt inom LIP-programmet”	Karin Byman, Hans Åkesson m.fl., för Naturvårdsverket. Pågår – 2004.
”Industriell spillvärme – processer och potentialer, 2002”	Camilla Rydstrand, ÅF, för Svensk Energi.
”Uppföljning av deponeringsförbuden, 2003”	Naturvårdsverket

Intervjuer med representanter för:

Sydkraft Malmö
 Öresundskraft
 Söder Energi
 Göteborg Energi
 Fortum
 Svensk Fjärrvärme
 Kemira

Appendix: Stockholms, Göteborgs och Östersunds fjärrvärmenät

1 Stockholms fjärrvärmenät

1.2 Distributionsnät

Allmänt

I Stockholm pågår en ständig utbyggnad av fjärrvärmesystemen. Målet är att cirka 75 procent av bebyggelsen skall vara ansluten till fjärrvärme. Produktion och distribution av fjärrvärmen sköts av Fortum Värme, som också äger anläggningarna. Fortum Värme ingår i den finska energikoncernen Fortum Oy med finska staten som majoritetsägare.

I Stockholm finns tre stora fjärrvärmenät (centrala, södra och västra fjärrvärmenätet), som inte är sammankopplade med varandra. Fortum Värme Lidingö AB producerar och distribuerar fjärrvärme på Lidingö, öster om Stockholm. Under 1998 kopplades systemet till Fortum Värmes centrala fjärrvärmenät i Stockholm.

Fortum Värme levererar även fjärrvärme till Sollentuna Energi AB och har fjärrvärmeutbyte med Graninge Järfälla Värme AB i det västra nätet. Skärholmen i södra Stockholm försörjs av Söderenergi AB (Södertälje/Botkyrka).

Centrala fjärrvärmenätet

Det centrala fjärrvärmenätet försörjer Östermalm, Vasastan, Kungsholmen, norra Djurgården (Frescatiområdet) samt en stor del av Lidingö. På Lidingö finns dels ett större centralt nät, dels ett mindre nät i Södra Sticklinge. På södra Lidingö har även Vattenfall ett lokalt nät i ettnybyggt bostadsområde (Gåshaga).

Södra fjärrvärmenätet

Det södra fjärrvärmenätet försörjer Södermalm samt de sydöstra förorterna ned till Farsta och Högdalen. Det södra nätet består egentligen av två fjärrvärmenät, Hammarbynätet och Högdalen-

nätet. Dessa två fjärrvärmenät är sammankopplade med en förbindelseledning med begränsad kapacitet.

Västra fjärrvärmenätet

Fjärrvärmenätet försörjer det västra Stockholmsområdet mellan Hässelby och Akalla. Dessutom försörjs Sollentuna med fjärrvärme från Stockholms västra nät. Det västra fjärrvärmenätet är sammankopplat med Graninge Järfälla Värme Abs fjärrvärmenät i Järfälla via en mindre förbindelseledning för sommarlastbehov.

Nedan visas Stockholms Fjärrvärmeområden.

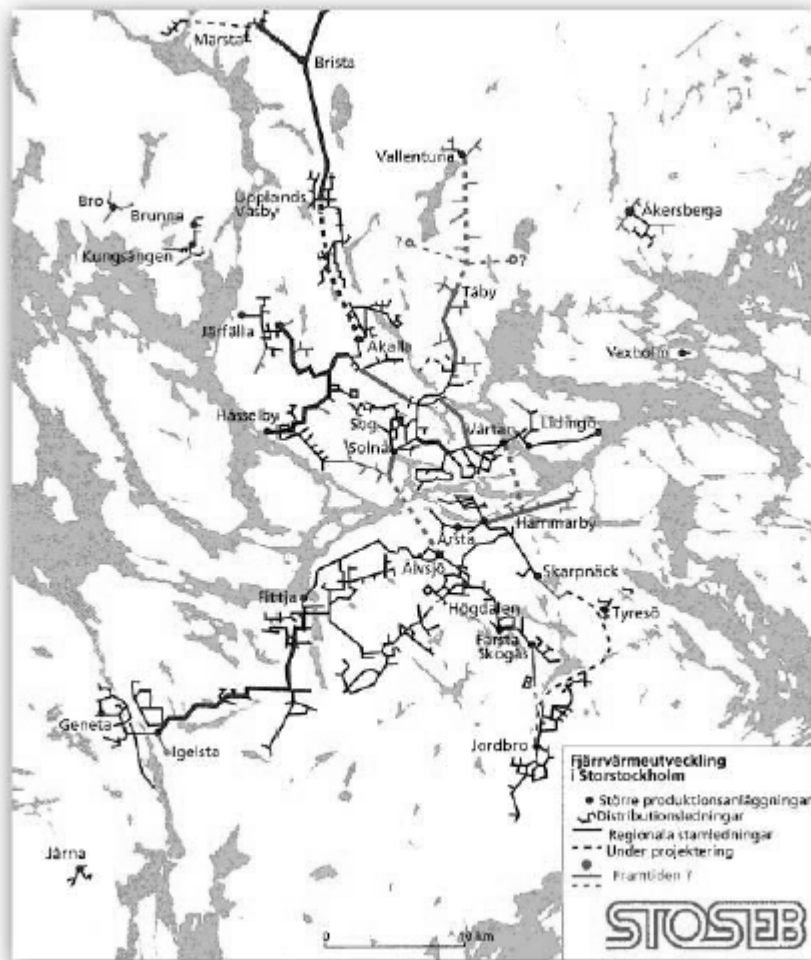
Bild 1. Fjärrvärmeområden i Stockholms Stad.



Källa Fortum.

I nedanstående bild visas fjärrvärmenäten inom hela Storstockholmsområdet.

Bild.2. Fjärrvärmenät inom StorStockholmsområdet.



Källa STOSEB.

1.3 Produktionsanläggningar

Centrala fjärrvärmenätet

Produktionsanläggningarna för det centrala nätet består av värmepumpar i Värtan, Ropsten och Loudden (270 MWvärme) det koldade kraftvärmeverket KVV6 (PFBC) (130 MWel och 270

MWvärme) samt det oljeeldade kraftvärmeverket KVV1 (210 MWel och 330 MWvärme). Dessutom finns ett antal hetvattenpannor (olja och el). För produktion av fjärrvärme till det centrala nätet på Lidingö finns oljepannor (90 MW), elpannor (2x12 MW). Hetvatten produceras även av Käppalaförbundets avloppsreningsverk, som eldar rötgas (cirka 2,5 MW, 7,3–9,5 GWh/år). Till fjärrvärmenätet finns även produktionsenheterna vid Karolinska Sjukhuset i Solna inkopplade.

För elproduktion finns dessutom en gasturbin. KVV1 kan även köras med kondensdrift för att öka elproduktionen.

Södra fjärrvärmenätet

Basproduktion i Högdalennätet är kraftvärmeverket i Högdalen, i vilket det eldas avfall och returbränslen. (24 MWel och 170 MWvärme). I övrigt finns oljeeldade hetvattenpannor i Högdalen, Farsta, Älvsjö, Långbro och Bredäng.

Basproduktion i Hammarbynätet är värmepumparna (240 MWvärme) i Hammarbyverket.

I övrigt finns oljeeldade hetvattenpannor i Hammarby, som främst eldas med tallbecksolja (160 MWvärme), Årsta (fettförbränning) och Skarpnäck samt elpannor i Hammarby och Skarpnäck.

Den totala panneffekten i de mindre centralerna uppgår totalt till cirka 270 MWvärme.

Västra fjärrvärmenätet

Basproduktionen i det västra nätet är det bio- och oljeeldade kraftvärmeverket i Hässelby (57 MWel och 210 MWvärme). I övrigt finns oljeeldade hetvattenpannor i Akalla, Beckomberga och Blackeberg (totalt cirka 225 MWvärme) samt elpannor i Hässelby (130 MWvärme).

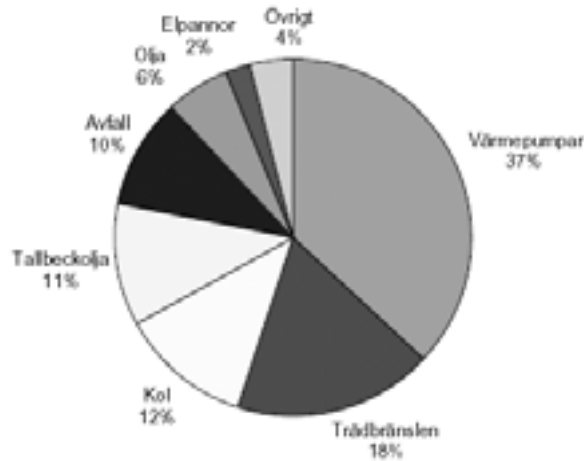
I Hässelby finns även ett oljeeldat kraftverk för enbart elproduktion.

I Järfälla sker basproduktionen med värmepumpar (cirka 40 MWvärme). Dessa har överkapacitet sommartid, varför de har möjlighet att sälja energi till Stockholms västra fjärrvärmenät.

1.4 Kraft- och värmeproduktion

I Stockholm levererades totalt cirka 6 693 GWh fjärrvärme under 2001. Värmen producerades med följande fördelning på olika energislag.

Bild 3. Bränslefördelning Stockholm



I kraftvärmeverken i Stockholm producerades cirka 914 GWh elenergi och 2 769 GWh fjärrvärme under 2001. Elenergin producerades främst med kol (52 procent), olja (24 procent), trädbränslen (18 procent) och avfall (6 procent).

Fortum Värme Lidingö AB levererade cirka 214 GWh fjärrvärme under 2001. Värmen producerades med hetvatten från Stockholms centrala nät (208 GWh), egen oljeeldning (14 GWh), industriell spillvärme (7 GWh), värmepump (2 GWh) och elpannor (2 GWh).

2 Göteborg Energi AB

2.1 Allmänt

Göteborg Energi AB (GE) är ett helägt kommunalt bolag med cirka 1 100 anställda. GE svarar för produktion av fjärrvärme och distribution av el, värme och naturgas i Göteborg.

Renovas avfallsvärmeverk är ett eget bolag som ägs och drivs av Göteborgs kommun och kommunerna i regionen. I stort sett all värme som produceras av Renova köps av GE.

Göteborgs och Mölndals fjärrvärmenät är sammankopplade. Riskullaverket i Mölndal ägs och drivs av Mölndals Energiverk. Vår och höst ersätter denna anläggning oljevärme i Göteborg och sommartid levererar Göteborg spillvärme till Mölndal.

GRYAAB är det kommunala avloppsreningsverket som har en anläggning för utvinning av biogas ur rötslam. Denna biogas köper GE för för bland annat. användning i gasmotorer på GRYAABs område. Dessa motorer producerar el och fjärrvärme. Det renade avloppsvattnet är den värmekälla som Rya Värmepumpverk hämtar sin värme ifrån.

Volvo Lastvagnar levererar sommartid spillvärme från motorprovingen. Vintertid är de abonnenter av fjärrvärme.

Akademiska Hus, CTH, har en CFB-panna på Chalmers Tekniska Högskola, där. det bedrivs forskning inom förbränningsteknik. På högskolan finns även en fastbränsleeldad ångpanna med turbin och generator för el- och värmeproduktion. Överskottsvärmen levereras till fjärrvärmenätet.

2.2 Distributionssystem

Fjärrvärmen distribueras i ett cirka distributionsnät med en sammanlagd ledningslängd på 700 kilometer.

Höjdskillnaden i nätet uppgår till cirka 270 meter, vilket gör att nätet måste sektioneras vid kall väderlek och de norra stadsdelarna köras som ett separat fjärrvärmenät.

Detta är nödvändigt för att tillräckligt högt tryck skall säkerställas i alla delar av nätet vid hög belastning.

Till fjärrvärmenätet finns cirka 8 000 fjärrvärmeundercentraler anslutna, varav cirka 2 000 i småhus. Den anslutna värmeeffekten uppgår till cirka 2000 MW.

För distribution av fjärrvärmen finns det förutom pumpar i produktionsanläggningarna åtta pumpstationer ute i nätet.

Nätet expanderar kontinuerligt. Under 2002 kopplades 1 300 småhuskunder in på nätet i Göteborg och Partille. Den största expansionen på nätsidan var den nya ledningen som kopplar samman Nödinge och Bohus.

Fjärrvärmeområden, fjärrvärmenätets utbredning och de större produktionsanläggningarnas lokalisering framgår av nedanstående bilder.

Bild.4. Fjärrvärmeområden i Göteborg



Bild 5. Fjärrvärmenätets utbredning samt större värmeproduktionsanläggningar



2.3 Kraftvärme- och värmeproduktionsanläggningar

Produktionskapaciteten i Göteborg är uppdelad på nitton produktionsanläggningar som är utspridda i fjärrvärmenätet:

Tabell 1 Produktionskapacitet Göteborg

Produktionsanläggning	Värmeproduktions- effekt MW	Elproduktions- effekt MW	Bränsle
Rosenlundsverket	680	33	Naturgas/olja
Sävenäsverket	343	10	Naturgas/kol/olja
Rya Värmepumpverk	150		Avloppsvatten/el
Rya Värmecentral	100		Naturgas
Tynneredscentralen	55		Eol/WRD
PC Tratten	35		Eol
Marconicentralen	60		Eo4
Tuvecentralen	11		Eol/träpulver
Lindholmen	8		Naturgas
Hammarkullecentralen	52		Eol
Angeredscentralen	123		Eo5
PC Östra sjukhuset	35		Eol
Shell Raffinaderi LTÅ	85		Spillvärme
"HVC"	42		Naturgas/Eo5
"Mottryck"	33		Naturgas/Eo5
Renova AB	120		Avfall
PREEM AB	45		Spillvärme
Akademiska Hus (CTH)	10		Kol
Riskullaverket (Mölnadal)	100		Kol/torv/olja
Volvo lastvagnar	2		Spillvärme
GRYAAB	5		Biogas

Förutom dessa anläggningar finns en reservanläggning på Sahlgrenska sjukhuset, som kan producera el och värme till sjukhuset vid bortfall av elström och vid avbrott i fjärrvärmeleveransen. Anläggningen ägs av Sjukvårdsförvaltningen, men GE sköter drift och underhåll. Tuve, Lindholmen och Slakthusområdet är egna fjärrvärmeöar i Göteborg och är således ej anslutna till huvudnätet.

Totalt finns cirka 2 100 MW produktionskapacitet för försörjningen av nätet, varav cirka 1 700 MW är tillgängligt vid -16 C. Fjärrvärmebehovet i Göteborg vid en utomhustemperatur på -16 C uppgår till cirka 1 425 MW.

I anläggningarna Rosenlund och Sävenäs finns i dag reserv samt fyra mobila pannor placerade vid Sävenäs som reservenheter, total

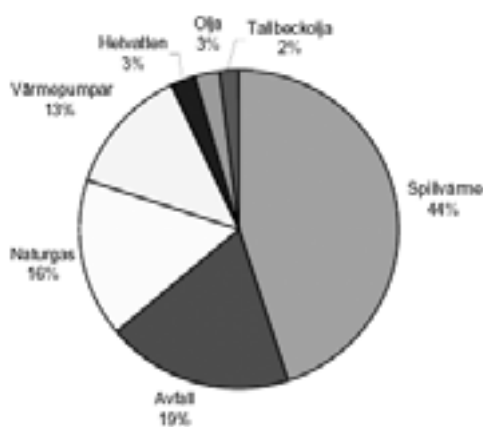
effekt 35,6 MW, som kan placeras ut på olika platser i nätet. Utöver dessa reservpannor finns två stycken mobila dieselkraftverk.

Ett nytt naturgaseldat kraftvärmeverk i Rya (250–300 MWel och 200–250 MWvärme) är upphandlat och byggstarten planerad till första halvåret 2004 och driftstagning under 2006. Upphandlingen är villkorad av ett slutgiltigt investeringsbeslut från styrelsen under första delen av 2004.

2.4 Kraft- och värmeproduktion

År 2001 producerades 3 630 GWh fjärrvärme med fördelning på energislag enligt nedanstående figur.

Bild 6. Bränslefördelning Göteborg



Cirka 77 procent av årsfjärrvärmebehovet tillgodosågs med spillvärme under 2001, om man i begreppet spillvärme även inkluderar energin från Rya värmepump och Renovas avfallsförbränningsanläggning.

År 2001 producerades även 123 GWh elenergi i kraftvärmeverken. Bränslemixen bestod av:

- naturgas 93 procent
- biogas 7 procent

3 Östersunds fjärrvärmenät

3.1 Distributionsnät

Jämtkraft ägs till knappt 80 procent av Östersunds kommun och 20 procent av Vattenfall.

Jämtkrafts fjärrvärmenät i Östersund är cirka 170 kilometer långt. Fjärrvärmenätet försörjer cirka 22 000 lägenheter och cirka 1 600 småhus samt en stor mängd industrier, kontor och förvaltningar i Östersund och på Frösön.

I nedanstående bild visas fjärrvärmenätet i Östersund/Frösön. Fjärrvärmenätet har sedan några år tillbaka utökats med en ledning till flygplatsen på Frösön som ligger cirka 10 kilometer från Östersund centrum.

Bild 7. Fjärrvärmenät Östersund/Frösön



3.2 Produktionsanläggningar

För försörjning av fjärrvärmenätet har Jämtkraft följande sju panncentraler och en värmepumpanläggning.

- Lugnvik, inklusive kraftvärmeverket (45 MWel och 207 MWvärme), biobränslen och torv

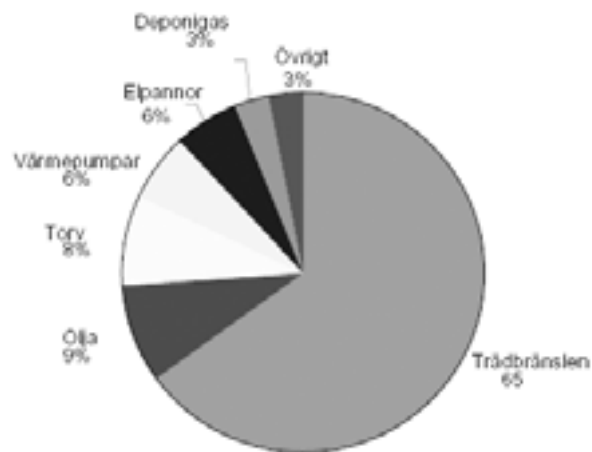
- Minnesgården (118 MWvärme), biobränslen och olja
- Körfältet (19 MWvärme), deponigas och olja
- Valla (9 MWvärme, olja
- Odensala östra (13 MWvärme), olja
- Torvalla (9 MWvärme, olja
- Öneberget (26 MWvärme), olja
- Göviken, värmepump (10 MWvärme)

3.3 Fjärrvärmeproduktion

I Östersund levererades totalt cirka 523 GWh fjärrvärme under 2001.

Värmen producerades med följande fördelning på olika energislag.

Bild 8. Bränslefördelning Östersund



Förstudie om orsaker till att spillvärme från industrin inte utnyttjas för fjärrvärmeproduktion

En rapport av Profu

Sammanfattning

I denna förstudie har Profu på uppdrag av Fjärrvärmeutredningen gjort intervjuer med företrädare för industri- och fjärrvärmeföretag på tre platser i Sverige: Halmstad, Borlänge och Sandviken. På dessa orter finns vissa flöden av industriell spillvärme som inte utnyttjas för produktion av fjärrvärme. Intervjuerna har i första hand haft målet att klarlägga orsakerna till varför dessa spillvärmeflöden inte utnyttjas samt i andra hand att undersöka företagets inställning till s.k. tredjepartstillträde.

De viktigaste resultaten från förstudiens intervjuer kan kortfattat sammanfattas i följande punkter:

- Spillvärmesamarbetet fungerar ofta väl, men exempel på tydliga motsättningar finns.
- Störst är problemen i samband med minskad spillvärmemottagning och/eller sänkt spillvärmvärdering.
- Intresset för tredjepartstillträde, TPA, är måttligt bland industriföretagen, utom i något fall där intresset är stort. Fjärrvärmeföretagen är negativa till TPA.
- Avfallsförbränning och industriell spillvärme är båda exempel på utpräglad baslast och de konkurrerar därmed i stor utsträckning om samma utrymme i det tillgängliga värmeunderlaget.
- I det fall där motsättningarna är störst är det i första hand principen för värdering av spillvärme som orsakar problemen. Det saknas en allmänt vedertagen värderingsprincip.
- Alla intervjuade är i princip överens om det stora värdet av att utnyttja industriell spillvärme.

1 Bakgrund

Hos många industrier bildas spillvärme i samband med processer. Denna värme utnyttjas i många fall för produktion av fjärrvärme. Viktiga faktorer för framgångsrikt spillvärmesamarbete har identifierats, bl.a. av EnergiGia i rapporten "Spillvärme från industri till fjärrvärmenät" från 2004. I vissa fall finns dock spillvärme som skulle kunna användas, men där man ännu inte hittat sätt att realisera denna möjlighet.

I denna förstudie har Profu på uppdrag av Fjärrvärmeutredningen gjort intervjuer med företrädare för industri- och fjärrvärmeföretag på tre platser i Sverige: Halmstad, Borlänge och Sandviken. På dessa orter finns vissa flöden av industriell spillvärme som inte utnyttjas för produktion av fjärrvärme. Kontaktpersonerna på dessa orter har anvisats Profu av industri- respektive fjärrvärmeföretagens representanter i Fjärrvärmeutredningen. Telefonintervjuer har gjorts med företrädare för tre fjärrvärmeföretag och fyra industriföretag. Intervjuerna har i första hand haft målet att klarlägga orsakerna till varför vissa spillvärmeflöden inte utnyttjas samt i andra hand att undersöka företagets inställning till tredjepartstillträde.

Intervjuerna har aidentifierats för att det skall vara lättare för intervjupersonerna att lämna "rak" information. Vi anger därför ingenstans vem som sagt vad, utan redovisar endast om det är representanter för industri- eller fjärrvärmeföretag som har den aktuella åsikten.

På grund av de begränsade resurserna (både tid och pengar) för den aktuella förstudien har urvalet begränsats till tre fallstudier. Detta har givit värdefulla indikationer om orsaker till de rådande förhållandena. Underlaget är dock för litet för att det skall vara möjligt att göra någon kvantitativ uppskattning av omfattningen i Sverige av problemet med spillvärme som inte nyttiggörs.

Resultaten från intervjuundersökningen har redovisats för experter och sakkunniga i Fjärrvärmeutredningen vid ett möte 27 maj i Stockholm.

2 Något om spillvärmeutnyttjandet på de aktuella orterna och orsaker till att viss spillvärme inte utnyttjas

Industriell spillvärme utnyttjas på två av de tre orterna. På alla tre orterna finns mer spillvärme till förfogande, i flera fall ”prima” värme. (Med ”prima” värme avses här spillvärme med tillräckligt hög temperaturnivå för att värmen direkt skall kunna utnyttjas för fjärrvärmeproduktion.)

Bland de tre orterna finns exempel både på ökande och minskande spillvärmeleveranser från industriföretag till fjärrvärmeföretag. I ett fall har spillvärmeleveranserna helt upphört till följd av att det industriföretag som tillhandahöll värmen har flyttat produktionen från orten.

Redan inledningsvis kan man konstatera att intervjupersonerna ger uttryck för olika syn på den principiella värderingen av spillvärmen. Skillnaderna finns inte enbart mellan industri- och fjärrvärmeföretagen, utan även mellan de olika industriföretagen och mellan fjärrvärmeföretagen.

Fyra huvudskäl har identifierats till varför spillvärme inte utnyttjas för fjärrvärmeproduktion:

- Värmeunderlaget räcker inte till för att ta emot spillvärmen (särskilt problematiskt under sommarhalvåret). Orsaken kan vara konflikt med annan baslastproduktion med låga rörliga kostnader, t.ex. avfallsförbränning.
- Investeringskostnaderna för att nyttiggöra spillvärmen är för höga.
- Oenighet kring den ekonomiska ersättningen för spillvärmeleveransen (värderingsprincip och prisnivå).

3 Intryck från intervjuerna med industriföretagen

Under denna rubrik redovisar vi de resultat som framkommit i samband med intervjuerna med de fyra industriföretagen. Synpunkterna redovisas i punktform, utan inbördes rangordning. Som nämnts ovan gör vi ingen redovisning av vem som sagt vad.

- Missnöjet med hur fjärrvärmeföretagen förhåller sig till mottagande av industriell spillvärme är större hos industrier som får minskat leveransutrymme/lägre spillvärmepris än bland företag som aldrig etablerat sig som spillvärmeleverantörer.
- I vissa fall är industrin och fjärrvärmeföretaget helt överens om att de ekonomiska förutsättningarna för spillvärmeutnyttjande saknas.
- Intervjuerna visar på oenighet kring principerna för värdering av spillvärmen. Ett fjärrvärmeföretag kan anse att man bör dela lika på nyttan med spillvärmen, medan ett industriföretag menar att värderingen bör ligga strax under alternativkostnaden för fjärrvärmeföretaget. Ett problem i samband med industriell spillvärme är alltså att det saknas en objektivt korrekt värderingsprincip.
- Vissa av representanterna för industriföretagen tycker att fjärrvärmeföretaget inte varit tillräckligt öppna med sina kalkyler, och att det därför varit svårt att förstå deras argumentation kring spillvärmevärderingen. Andra pekar tvärtom på stor öppenhet.
- Industriföreträdarna ger uttryck för olika syn på vilken part som bör stå för investeringarna för ”spillvärmeutvinning” inom industrin:
 - Fjärrvärmeföretaget bör göra investeringarna. Då behöver industriföretagets verkställande ledning inte gå till styrelsen för att begära medel till investeringen. Dessutom har industriföretagen genomgående större krav på kort payoff-tid för investeringar av den typ som spillvärmeutnyttjande representerar.
 - Industriföretaget bör göra investeringarna. Man vill inte släppa in någon annan i sin industriella process. Eftersom fokus ligger på tillverkningsprocessen vill man ha full kontroll över denna.
- Det kan finnas risker med delar av spillvärmeutnyttjandet. Man kan behöva införa nya komponenter i industriprocessen för att möjliggöra nyttiggörandet av spillvärmen. Det kan vara värmeväxlare, avgaspannor, m.m. Dessa tillkommande komponenter kan bidra till ökad risk för produktionsavbrott, t.ex. genom igensättning. Industrin vill absolut inte riskera störningar i produktionsprocessen.

- Industriell spillvärme är oftast exempel på utpräglad baslast i de fjärrvärmesystem där den nyttiggörs. Baslasten karaktäriseras typiskt av höga fasta kostnader och låga rörliga kostnader. Avfallsförbränning är ett annat exempel på utpräglad baslast. Avfallsförbränning och industriell spillvärme kan därför komma i konflikt med varandra i samband med baslastutrymmet i det värmeunderlag som fjärrvärmerna erbjuder. Särskilt tydlig blir konflikten om avfallsförbränningens omfattning ökar då spillvärmerna redan etablerats i fjärrvärmeproduktionen. Om avfallsförbränningen då har prioritet 1 kommer utrymmet för spillvämen att krympa och de mängder som kan tas emot minskar.
- Ingen av de intervjuade industrirepresentanterna lyfter fram personmotsättningar i kontakten med fjärrvärmeföretaget som någon orsak till problem i samband med utnyttjandet av spillvärme för fjärrvärmeproduktion.
- En industrirepresentant framför att fjärrvärmeföretagets ägare har höga avkastningskrav på företaget och att detta kan vara en orsak till stor press på kostnadsminimering, och därmed låg betalningsvilja för spillvärmerna.
- Det finns industriföretag som, för att sätta ökad press på fjärrvärmeföretaget i samband med förhandlingen kring spillvärmeutnyttjandet, överväger att skapa lokal opinion för större spillvärmeutnyttjande. Detta ses som ett sätt att möta argumentet att spillvärmerna har värdet noll om den inte används för fjärrvärmeproduktion.
- Spillvärmeutnyttjandet har många fördelar utöver de rent ekonomiska. Spillvärmeutnyttjade leder till resurshushållning och bidrar till utsläppsminskning och ger därmed goodwill för företaget. Resurshushållningen och miljöfördelarna ligger också i linje med företagets miljöpolicy. Dessutom kan det faktum att man ansträngt sig för att nyttiggöra spillvärme underlätta i samband med miljöprövning av den industriella verksamheten.
- Spillvärmeutnyttjande, med investeringar betalda av fjärrvärmeföretaget, har i ett fall givit billig uppvärmningsenergi för den aktuella industrin, varför det ekonomiska utfallet blir gott trots att de externa spillvärmeleveranserna sker till lågt pris. För att maximera nyttan med spillvärmeutnyttjandet efterlyses i något fall en bättre ”driftdialog” mellan industri- och fjärr-

värmeföretaget. Det skulle kunna handla om att lämna information om kommande driftstörningar som påverkar spillvärmeleveranserna och, i andra riktningen, information kring tillfällen då spillvärmerna är extra värdefulla, t.ex. på grund av revision av andra fjärrvärmeproduktionsanläggningar.

- En åsikt är att det förmodligen kan vara lättare att nyttiggöra spillvärme genom nyetablering av fjärrvärme på en ort, än på orter där men ”tävlar” med existerande fjärrvärmeproduktion.

4 Intryck från intervjuerna med fjärrvärmeföretagen

Under denna rubrik redovisar vi de resultat som framkommit i samband med intervjuerna med de tre fjärrvärmeföretagen. Synpunkterna redovisas i punktform, utan inbördes rangordning. Som nämnts ovan gör vi ingen redovisning av vem som sagt vad.

- Ökat krav på affärsmässighet och lönsamhet, både för industri- och fjärrvärmeföretag, kan leda till hårdare förhandlingar om spillvärmepris och ökat tryck på maximering av nyttan för den egna organisationen.
- Ett argument i förhandlingen kring spillvärmevärderingen kan ibland vara att industrin saknar alternativ avsättning för spillvärmerna. Detta är naturligtvis ett argument för en låg värdering.
- Det finns exempel på oenighet mellan fjärrvärmeföretaget och industriföretaget kring principerna för värdering av spillvärmerna. Fjärrvärmeföretaget hävdar t.ex. att nyttan bör delas lika, d.v.s. medelvärdet av fjärrvärmeföretagets alternativkostnad och noll, medan industriföretaget anser att spillvärmevärderingen bör ligga strax under fjärrvärmeföretagets alternativkostnad.
- Det är svårt att återvinna värme från någon annans process. Om arbetet bedrivs i en gemensam arbetsgrupp mellan industri- och fjärrvärmeföretaget är det viktigt att denna styrs väl och att arbetet har hög prioritet inom båda företagen, annars tar arbetet mycket lång tid.
- Spillvärmeutnyttjandet har många fördelar utöver de rent ekonomiska. Spillvärmeutnyttjande leder till resurshushållning och bidrar till utsläppsminskning och ger därmed goodwill för

företaget. Resurshushållningen och miljöfördelarna ligger också i linje med företagets miljöpolicy. Dessutom kan det faktum att man ansträngt sig för att nyttiggöra spillvärme underlätta i samband med miljöprövning av fjärrvärmeföretagens andra produktionsanläggningar.

- Värmeunderlaget kan i flera fall ökas genom sammankoppling av fjärrvärmesystem. Detta ökar det sammanlagda värmeunderlaget, vilket kan öka utrymmet för industriell spillvärme. Det är dock inte självklart att så är fallet. Om det fjärrvärmesystem som man kopplar ihop sig med t.ex. innehåller avfallsförbränning kan effekten i stället bli den motsatta, d.v.s. mindre utrymme för spillvärme.
- Vid bedömning av spillvärmeprojekt måste man beakta risken att industrins verksamhet, och därmed spillvärmeleveranserna, upphör. Det är alltså riskabelt att till stor del förlita sig på spillvärmeleveranser utan tillgång till egen konkurrenskraftig produktion.
- I vissa fall är industrin och fjärrvärmeföretaget helt överens om att de ekonomiska förutsättningarna för spillvärmeutnyttjande saknas.
- Det finns ofta stort stöd för spillvärmeutnyttjande på orten, delvis eftersom många av dem som arbetar inom industrin också är fjärrvärmekunder (direkt eller indirekt).
- Det upplevs generellt vara lättare att komma överens om det finns en tydlig lokal förankring (både för industri- och fjärrvärmeföretag).

5 Synen på tredjepartstillträde

Tredjepartstillträde, TPA (Third Party Access), nämns ibland som ett sätt att öka utnyttjandet av industriell spillvärme. Detta skulle ge industriföretaget möjlighet att sälja värme direkt till slutkund, i stället för att som nu, vara hänvisad till att sälja till fjärrvärmeföretaget på orten. Som ett komplement till frågorna om orsaker till att spillvärme inte utnyttjas har vi därför specifikt frågat om företagets principiella inställning till TPA.

5.1 Industriföretagens syn på TPA

Följande synpunkter kring TPA har framkommit vid intervjuerna med representanter för industriföretagen:

- Majoriteten av industriföretagen är avvaktande till TPA. Företagens affärsidé är att tillverka och sälja produkter. Värme är inte någon sådan produkt.
- Det finns exempel på företag som definitivt är intresserade av den möjlighet som TPA erbjuder och mycket väl skulle kunna engagera sig i värmeförsäljning direkt till slutkund.
- Vissa menar att så länge som fjärrvärmeföretagen inte betalar ungefär det som industriföretagen tycker att spillvärmen är värd, så utnyttjar man sin monopolliknande ställning och då behövs TPA.
- Om TPA införs kan industriföretaget i något fall tänka sig att ställa värme till förfogande för "en fjärde part" som vill sälja värme till slutkund. Denna "fjärde part" skulle kunna vara någon aktör som har intresse av att engagera sig i värmeförsäljning till slutkund, men som saknar egen konkurrenskraftig värmeproduktion. Industriföretaget skulle då kunna sälja spillvärme till denna aktör utan att engagera sig i värmeförsäljning till slutkunder.
- Det finns exempel på industriföretag som snarare lyfter fram samarbete kring ny kraftvärmeproduktion än TPA som en förhoppning för framtiden. Viktigare än ökat spillvärmeutnyttjande är alltså i detta fall tryggad elförsörjning.

5.2 Fjärrvärmeföretagens syn på TPA

Följande synpunkter kring TPA har framkommit vid intervjuerna med representanter för fjärrvärmeföretagen:

- Det finns en rad tekniska problem med TPA, såsom balansansvar.
- Det är inte rimligt att jämföra med avregleringen av den mycket stora nordiska elmarknaden. Elmarknaden är så mycket större än de enskilda fjärrvärmesystemen, och det är därför lättare att motivera en reform där.

- Det finns en risk att TPA bara leder till ökade kostnader för kunderna.
- TPA kan leda till att stora energiföretag etablerar fjärrvärmeproduktion, t.ex. kraftvärmeverk, i anslutning till befintliga fjärrvärmesystem som ägs av andra. Detta kan leda till ökad koncentration i produktionsledet för både fjärrvärme och el.
- Fjärrvärmeföretag försöker hålla låga priser och ha bra kontakter med industrin för att undvika krav på TPA. Vissa av fjärrvärmeföretagen inser alltså att deras agerande gentemot t.ex. spillvärmeleverantörer påverkar framtida utformning av spelregler.
- Att ha gjort investeringarna för spillvärmeutnyttjandet ger fördelar vid eventuell TPA. Om man på olika sätt har kontroll över nyttiggörandet av spillvärmen minskar risken för att industriföretaget, i en situation med TPA, själva säljer värme direkt till slutkund.

6 Reflexioner kring industriell spillvärme och avfallsförbränning

Industriell spillvärme och avfallsförbränning är båda exempel på utpräglad baslast för fjärrvärmeproduktion. På de platser där båda finns tillgängliga är sannolikheten stor att de kommer att konkurrera med varandra om värmeunderlaget. Störst är risken för konflikt sommartid, då efterfrågan på värme är minst.

Särskilt tydlig blir konkurrensen mellan avfallsförbränning och industriell spillvärme i de fall då båda värmekällorna finns etablerade som fjärrvärmeproducenter och avfallsförbränningen byggs ut. Då minskar utrymmet för den industriella spillvärmen, eftersom avfallsförbränningen normalt körs med prioritet 1. Samtidigt minskar värdet av spillvärmen, eftersom ytterligare billig fjärrvärmeproduktion tillförs.

Allmänt sett är det viktigt att beakta konsekvenserna för spillvärmeutnyttjandet då utbyggnad av avfallsförbränning planeras. Om det är praktiskt och organisatoriskt möjligt skulle det vara önskvärt att avfallsförbränningsanläggningar etableras i fjärrvärmesystem där konflikt med industriell spillvärme inte uppstår.

Från industriföretagen ses avfallsförbränningen som samma "sfär" som fjärrvärmeföretaget. (I många fall är det ju också fjärrvärmeföretaget som äger och driver avfallsförbränningsanläggningen.) Industrin upplever därmed att man befinner sig utanför de beslut som fattas angående utbyggnad av avfallsförbränning.

7 Konsultens egen reflexion kring TPA

Mycket talar för att införande av tredjepartstillträde till fjärrvärmenäten skulle vara en reform med långtgående konsekvenser och ett antal tekniska svårigheter. Det finns olika skäl som anförs för att införa TPA, t.ex. att det bidrar till ökad konkurrens i produktionsledet. En aspekt av detta är möjligheten till ökat utnyttjande av industriell spillvärme och bättre betalt för industrin som tillhandahåller spillvärmen.

Om de resultat som framkommit inom ramen för denna förstudie är typiska för all industriell spillvärme i landet förefaller det som att problemen med spillvärme som inte nyttiggörs och/eller missnöje med värderingen av spillvärme är begränsade. Om då förhållanden kring industriell spillvärme är huvudskälet till att införa TPA kan slutsatsen vara att det är en reform som inte står i proportion till problemets storlek.

Eftersom det ändå i specifika fall uppenbarligen finns problem och oenighet kring spillvärmeutnyttjande och spillvärmevärdering finns det dock skäl att på något sätt förbättra situationen. En idé kan då vara att inrätta ett råd som vid behov avgör ett skäligt spillvärmepris. Ett sådant råd skulle kunna vara sammansatt av en representant som utses av industrin, en representant som utses av fjärrvärmeföretagen, och en representant som utses av kundföreträdare samt en opartisk expert. För att ge rådet tyngd och ett tydligt mandat är det viktigt att parternas företrädare ställer sig bakom inrättandet av ett sådant råd. Detta råd skulle i det enskilda fallet ge en stark rekommendation, men rekommendationen skulle inte behöva vara juridiskt bindande.

Fördelen med denna idé är att rådet skulle utgöra ett betydligt mindre "ingrepp" i regelsystemet kring fjärrvärme än TPA. Nackdelen med idén är att rådet inte kan bidra med vissa av de andra egenskaper som TPA förhoppningsvis skulle ge, t.ex. ökad konkurrens i produktionsledet och därmed sjunkande priser. (Om TPA skulle ge detta har vi i nuläget ingen uppfattning om.)

Bedömning av potential för högeffektiv kraftvärme i Sverige

En rapport av Öhrlings PricewaterhouseCoopers

Sammanfattning	417
1 Inledning	422
1.1 Bakgrund	422
1.2 Uppdragets omfattning	423
1.3 Definition av begreppet potential	424
1.4 Metod.....	426
1.5 Begränsningar.....	426
2 Kraftvärmens roll inom svensk energiproduktion – en historisk överblick	427
3 Kraftvärmetekniker	431
3.1 Storskaliga tekniker	432
3.2 Småskaliga tekniker.....	435
4 Kraftvärmepotential i anslutning till fjärrvärme	436
4.1 Modell.....	437
4.2 Resultat	451
4.3 Avslutande diskussion	470
5 Potential för småskalig kraftvärme	478
5.1 Metod.....	479
5.2 Beräknad potential	480

5.3	Hinder för brukarägd mikrokraftvärme med fossila bränslen.....	481
6	Kraftvärmepotential inom industrin	482
	Appendix 1 – Känslighetsanalys avseende kraftvärmepotentialen i anslutning till fjärrvärme	487

Sammanfattning

Öhrlings PricewaterhouseCoopers (ÖPwC) har av Fjärrvärmeutredningen fått i uppdrag att analysera och bedöma den ekonomiska potentialen för kraftvärme i Sverige. PwC har som underkonsult anlitat Fjärrvärmebyrån, vilka bistått med tekniska kunskaper och modell över svenska tätorters fjärrvärmesystem.

Det har under arbetet noterats vissa oklarheter vad som avses med kraftvärmepotential. I denna rapport har beräkning av den framtida kraftvärmevolymen definierats på följande tre olika sätt:

- Teknisk volym-potential.
- Ekonomisk volym-potential.
- Faktiskt genomförd volym.

Den *tekniska potentialen* avser den maximala volym kraftvärme som kan realiseras med känd teknik. Beräkningen tar begränsad eller ingen hänsyn till ekonomiska förutsättningar, utan är inriktad på att uppskatta den teoretiskt sett maximala potentialen för kraftvärme.

Ett nästa steg i potentialuppskattningen är att underkasta beräkningarna ett antal ekonomiska och kommersiella krav. Därmed kommer den tekniska potentialen att reduceras på grund av att ett betydande antal projekt och investeringar inte möter de ekonomiska kriterier som definierats. De projekt och investeringar som återstår efter den ekonomiska prövningen benämns här den *ekonomiska potentialen*.

Den faktiskt *genomförda volymen* beror emellertid av i vilken utsträckning beslut om investering sker respektive fullföljs i alla de orter, där det finns en ekonomisk potential. Det kan finnas flera skäl till att bortfall sker, så att faktiskt genomförd volym är väsentligt lägre än den uppskattade ekonomiska potentialen.

Föreliggande rapport analyserar den *ekonomiska potentialen* för kraftvärme i Sverige.

Metod

Sveriges fjärrvärmesystem är inte homogena med avseende på energitillförsel eller använd produktions teknik. För att kunna göra en rimlig bedömning av den ekonomiska potentialen av ny kraft-

värme inom fjärrvärmesystemen, har hänsyn tagits till befintlig energitillförsel och befintliga produktionsanläggningar. Lokal information om dagens fjärrvärmesystem återfinns i Svensk Fjärrvärmes årliga statistik om svenska fjärrvärmesystem. Baserat på bland annat denna statistik har Fjärrvärmebyrån tagit fram en ny simuleringsmodell över samtliga svenska tätorters invånarantal och fjärrvärmesystem. I modellen analyseras parallellt befintliga och nya fjärrvärmesystem i Sveriges alla kommuner. ÖPwC har vidare utvecklat modellen och genomfört ett antal olika simuleringar. I simuleringarna illustreras effekter av olika kombinationer av prisutveckling, volymer och andra relevanta parametrar. Sannolika värdeintervall för relevanta parametrar har beräknats på grundval av översiktliga analyser av berörda marknader, befintliga utredningar och i samråd med Fjärrvärmeutredningens kansli.

Vidare åskådliggörs effekten av vissa förändrade marknadsförutsättningar, bland annat elcertifikat, beskattning och handel med utsläppsrätter.

Beräkning av potentialen för småskalig kraftvärme är baserade på en uppskattning av den del av värmemarknaden, inom vilken det ej finns någon potential för storskalig kraftvärme i anslutning till fjärrvärmesystem. Fjärrvärmebyråns modell har använts för beräkning av även denna potential.

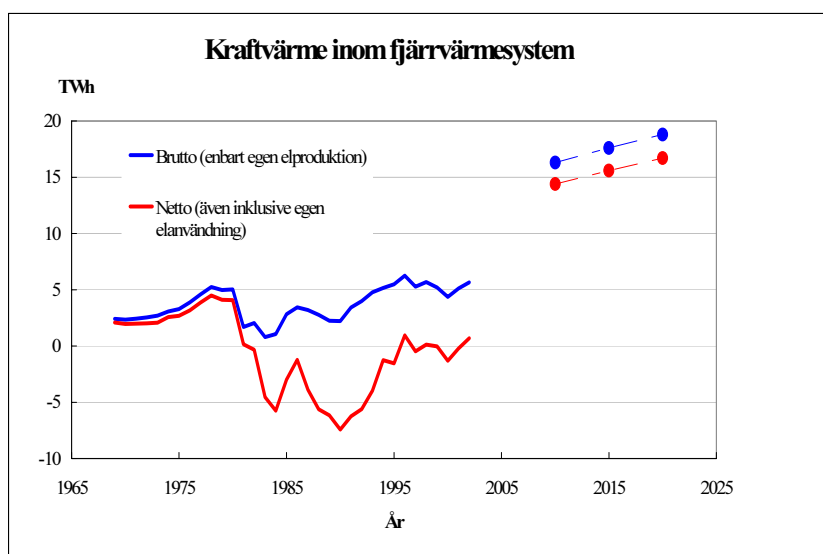
Beräkning av kraftvärmepotentialen inom industrin baseras främst på översiktliga internationella jämförelser.

Resultat

Kraftvärmepotential i fjärrvärmesystem

Modellen över den svenska fjärrvärmemarknaden har tjänat som underlag vid uppskattning av kraftvärmepotentialen år 2010, 2015 samt 2020. I diagrammet visas kraftvärmepotentialen i anslutning till fjärrvärmesystemen samt den historiska kraftvärmeproduktionen (mätt i elbalans brutto respektive netto).

Figur 1 Historisk kraftvärmeproduktion brutto och netto för perioden 1970–2003 samt beräknad kraftvärmepotential 2010, 2015 samt 2020



Den teoretiskt sett ekonomiska kraftvärmepotentialen inom fjärrvärmesystemen har uppskattats till drygt 14 TWh för 2010, ca 15,5 TWh för 2015 samt 17 TWh för 2020. Potentialen ligger dels i att det är lönsamt att byta ut befintlig värmeproduktion mot billigare biokraftvärmeproduktion (som är ekonomiskt gynnad av elcertifikat), dels i en volymtillväxt av fjärrvärmeunderlaget. Cirka 60 % av beräknad kraftvärmepotential finns i fjärrvärmesystem med kommunala ägare.

I uppdraget ingick även att belysa effekterna av enskilda förändringar av vissa grundförutsättningar enligt följande:

- Elcertifikatsystemet slopas efter år 2010.
- Koncessionsplikt införs mellan integrerbara system.
- Naturgasledning till Mälardalen och Gävle.
- CO₂-skatten på kraftvärmeproduktion slopas.
- Handel med utsläppsrätter slopas.

Den enskilt viktigaste förutsättningen för kraftvärmepotentialen är om elcertifikatsystemet slopas efter år 2010, eller om systemet fortsätter under mycket lång tid. Kraftvärmepotentialen faller från 15,6 TWh vid evigt elcertifikatsystem till 12,5 TWh vid slopat

system år 2010. Vid evigt elcertifikatsystem har förändringar i övriga grundförutsättningar relativt begränsad påverkan på kraftvärmepotentialen.

Emellertid, om elcertifikatsystemet slopas efter 2010 så blir kraftvärmepotentialen väsentligt mer känslig för förändringar i de andra grundförutsättningarna, såsom koncessionsplikt mellan integrerbara system, CO₂-skatt och tilldelning av utsläppsrätter. Vid slopat certifikatsystem 2010 ökar kraftvärmepotentialen knappt 2 TWh om koncessionsplikt införs mellan integrerbara system. Om utöver koncessionsplikt även CO₂-skatten slopas för kraftvärmeproduktion och nya anläggningar får fri tilldelning av utsläppsrätter, ökar kraftvärmepotentialen med totalt 4 TWh.

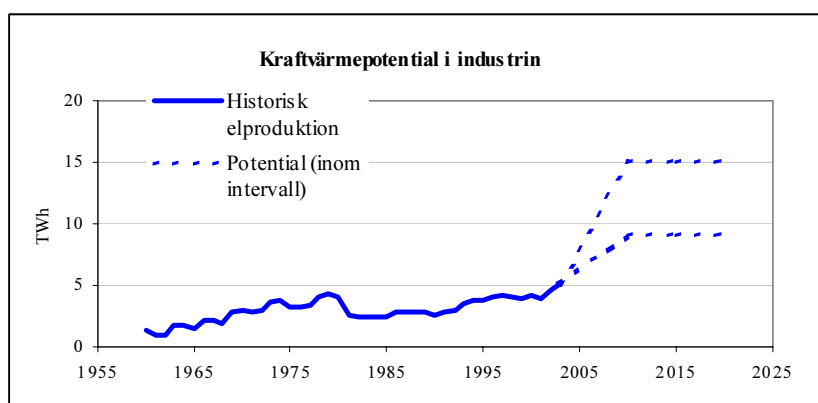
Potential för småskalig kraftvärme

Kraftvärmepotentialen inom småskalig och mellanskalig kraftvärme har beräknats utifrån det värmeunderlag som inte nås av konventionell kraftvärme, både i och utanför befintliga fjärrvärmesystem. Då utvecklingen av småskaliga kraftvärmeverk främst sker med fokus på naturgas som bränsle har tillgång till naturgas varit ett krav vid bedömning av potentialen. Potentialen uppgår till 0,5–1 TWh.

Kraftvärmepotential inom industrin

I digrammet nedan visas kraftvärmepotentialen inom industrin. Denna bedöms, baserat på internationella jämförelser, uppgå till 10–15 TWh.

Figur 2 Kraftvärmeproduktion 1960–2003 samt kraftvärmepotential i industrin 2010–2020



Avslutande diskussion

Vi har uppdragits att analysera den ekonomiska potentialen. Det kan således inte uteslutas, att de volymer som redovisas i denna rapport överskattar den volym kraftvärme som faktisk kommer att genomföras till år 2010, år 2015 respektive år 2020. Det ligger utom ramen för uppdraget att analysera faktorer som påverkar det faktiska genomförandet, vi belyser här endast översiktligt några möjliga faktorer:

- Osäkerhet avseende de långsiktiga förutsättningarna. Då en kraftvärmeinvestering innebär ekonomiskt åtagande på åtminstone 20 år, kan investeraren göra bedömningen att det finns betydande risk att investeringskalkylen förändras negativt under denna period.
- Stora investeringar relativt företagens storlek. Investering i kraftvärme innebär stor investeringsutgift relativt de kommunala företagens omsättning. Ett alternativ är att man istället väljer investering i enbart värmeproduktion, som innebär ett lägre investeringsbelopp.
- Tillgång till respektive framtida förutsättningar och konkurrenskraft för insatsbränslen – i synnerhet biobränsle och naturgas.
- Osäkerhet om framtida elprisutveckling. En investering i kraftvärme innebär generellt sett en större riskexponering jämfört

med värmeanläggning, varför en investerare kan komma att föredra det senare alternativet.

- Tidsaspekten. Det tar många år från ett initialt beslut till dess ett verk är uppfört och driftsatt, exempelvis tid för miljöprövning, förberedelser, upphandling och uppförande. Uppskattade potentialer i denna rapport kan därmed ske senare än förväntat, eller t o m riskera att utebli.

Sammanfattningsvis kan inte uteslutas att den verkligt genomförda investeringarna i kraftvärme kommer att understiga de ekonomiska potentialer som teoretiskt uppskattats i föreliggande rapport.

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Näringsminister Leif Pagrotsky förordnade i februari 2003 Professor Bengt Ove Birgersson till särskild utredare för utredningen Fjärrvärme på värmemarknaden (dir. 2002:160), Fjärrvärmeutredningen.

Regeringen har i maj 2004 lämnat ett tilläggsuppdrag (Dir. 2004:58) till Fjärrvärmeutredningen. Utredaren skall lämna förslag till hur Europaparlamentets och rådets direktiv 2004/8/EG (kraftvärmedirektivet) om främjande av kraftvärme på den inre marknaden på grundval av efterfrågan på nyttiggjord värme på den inre marknaden för energi och om ändring av direktiv 92/42/EEG skall genomföras i Sverige.

I uppdraget ingår att föreslå de författningsändringar som krävs för att genomföra vad som föreskrivs i artikel 5 i EG-direktivet om ursprungsgaranti för el från högeffektiv kraftvärme. En utgångspunkt bör vara utformningen av lagen (2003:437) om ursprungsgarantier avseende förnybar el. Utredaren skall även analysera den svenska potentialen för högeffektiv kraftvärme enligt vad som föreskrivs i artikel 6 i EG-direktivet. I denna analys skall särskilt beaktas effekterna av ändrad energibesättning avseende kraftvärme (1 januari, 2004), systemet för handel med utsläppsrätter (1 januari, 2005) samt ekonomisk potential för ytterligare expansion av fjärrvärmenäten.

Så långt möjligt skall potentialen och eventuellt behov av regeländringar relaterat till mikrokraftvärme och mekanisk direkt-

drift enligt direktivets artikel 3 a belysas. Utredaren skall vidare lämna förslag beträffande tillämpning av Bilaga III a i fråga om särskilda kriterier för att småskalig kraftvärme och mikrokraftvärme skall betraktas som högeffektiv.

1.2 Uppdragets omfattning

PricewaterhouseCoopers (PwC) har av Fjärrvärmeutredningen fått i uppdrag att analysera och bedöma den svenska potentialen för högeffektiv¹ kraftvärme inbegripet högeffektiv mikrokraftvärme enligt vad som föreskrivs i artikel 6 i EG-direktivet.

Följande frågor skall besvaras:

- Potentialen för befintliga kraftvärmeverk enligt definitionen högeffektiv kraftvärme med bränslefördelning.
- Potentialen för nybyggnad och idrifttagning av högeffektiva kraftvärmeverk till år 2010 resp. 2015 och om möjligt 2020 med bränslefördelning.
- Potentialen för småskalig kraftvärme ($< 1 \text{ MW}_{el}$) och mikrokraftvärme ($< 50 \text{ kW}_{el}$) utanför och innanför fjärrvärmeområden och dess påverkan på fjärrvärmen och elproduktionen.
- Vilken typ av kraftvärmeteknik som sannolikt bedöms användas (bilaga 1 dir 2004/8/EG).
- Ungefärlig kostnadsuppskattning för år 2010, 2015 respektive 2020 (bilaga IV dir 2004/8/EG).
- Osäkerheten i bedömningen – variera ingående parametrar i huvudalternativet – och de viktigaste faktorerna/parametrarna som kan påverka utfallet.
- Analysen skall illustrera effekter av förändringar i gällande marknadsförutsättningar. Sådana marknadsförutsättningar utgörs av:
 - Att naturgas skulle bli tillgängligt i Stockholmsregionen.
 - En förändrad energibesättning av kraftvärme jämfört med idag gällande.
 - Elcertifikatsystemets fortlevnad efter 2010.
 - Systemet för handel med utsläppsrätter.
 - Införande av koncessionsplikt för integrationsledningar mellan närliggande nät.

¹ Med högeffektiv kraftvärme avses en anläggning som ger en primärenergibesparing på minst 10 % jämfört med alternativ produktion av el och värme.

I uppdraget ingår att i samråd med Fjärrvärmeutredningens kansli fastlägga tekniska och ekonomiska parametrar.

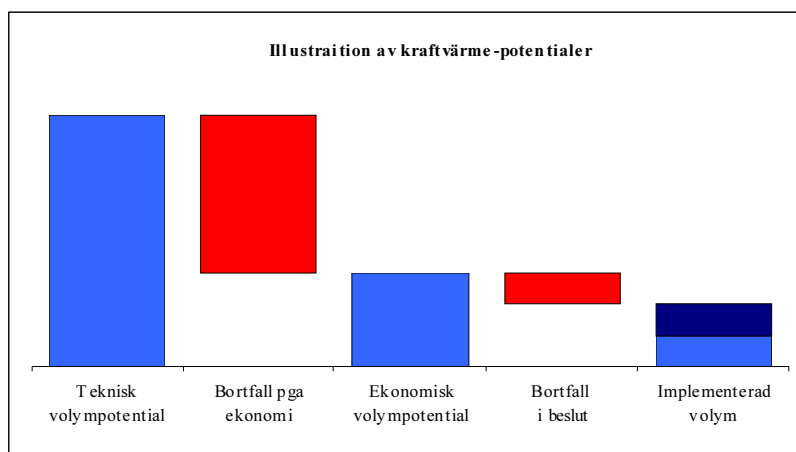
1.3 Definition av begreppet potential

För undvikande av missförstånd ska inledningsvis klargöras vad som i denna rapport avses med kraftvärmepotential. Beräkning av den framtida kraftvärmevolymen kan något förenklat definieras på tre olika sätt:

- Teknisk volym-potential.
- Ekonomisk volym-potential.
- Faktiskt implementerad volym.

Skillnaderna mellan dessa sätt att uppskatta kraftvärmevolymen illustreras nedan.

Figur 3 Illustration av teknisk och ekonomisk potential samt implementerad volym



Den *tekniska potentialen* avser den maximala volym kraftvärme som kan realiserats med känd teknik. Beräkningen tar begränsad eller ingen hänsyn till ekonomiska förutsättningar, utan är inriktad på att uppskatta den teoretiskt sett maximala potentialen för kraftvärme.

Ett nästa steg i potentialuppskattningen är att underkasta beräkningarna ett antal ekonomiska och kommersiella krav. Därmed kommer den tekniska potentialen att reduceras på grund av att ett betydande antal projekt och investeringar inte möter de ekonomiska kriterier som definierats. Ett sådant kriterium kan vara att avkastningen på investeringen måste motsvara den avkastning som är kommersiellt motiverad med hänsyn till verksamhetens förutsättningar och risk. Det bör noteras att vanligen beräknas den ekonomiska potentialen med någon form av förenklade antaganden, vilket således skapar viss osäkerhet i resultatet. Vidare görs vissa antaganden om tidsaspekten för när potentialen kan realiseras. De projekt och investeringar som återstår efter den ekonomiska prövningen benämns här den *ekonomiska potentialen*.

Den faktiskt genomförda volymen beror emellertid av i vilken utsträckning beslut om investering sker respektive fullföljs i alla de orter, där det finns en ekonomisk potential. Det kan finnas flera skäl till att bortfall sker, så att faktiskt genomförd volym är väsentligt lägre än den uppskattade ekonomiska potentialen, exempelvis:

- De som ska både fatta beslut och genomföra investering i kraftvärme kan göra en annorlunda samlad bedömning än vad som beräknats i den ekonomiska potentialen. Exempelvis kanske de framtida osäkerheterna i energibesättning, elcertifikat, priser m.m. bedöms vara så stora att man väljer att avvakta eller helt avstå från att genomföra en investering. Andra skäl kan vara att företaget och/eller dess ägare anser att investeringens belopp är för stor för att kunna finansieras av den egna verksamheten.
- Genomförande och driftsättning senareläggs, exempelvis pga tillståndsprocess, leveransproblem av insatsvaror och anläggning eller dylikt.
- Förutsättningarna för en enskild ort och/eller investering skiljer sig från de förenklade antaganden som gjorts vid beräkning av den ekonomiska potentialen.

Vi har uppdragits av Fjärrvärmeutredningen att analysera den *ekonomiska potentialen*. Det innebär att det inte kan uteslutas att de volymer som redovisas i denna rapport kan visa sig *överskatta* den volym kraftvärme som faktisk kommer att genomföras till år 2010, år 2015 respektive år 2020.

1.4 Metod

PwC har anlitat Fjärrvärmebyrån som underkonsult i detta uppdrag. Fjärrvärmebyrån har med sina djupa tekniska kunskaper och erfarenheter från fjärrvärmemarknaden i Sverige tagit fram en ny modell över samtliga svenska tätorters invånarantal och fjärrvärmesystem.

Beräkningarna av kraftvärmepotential i fjärrvärmesystem baseras på Fjärrvärmebyråns modell. Sannolika värdeintervall för relevanta parametrar har tagits fram på grundval av översiktliga analyser av berörda marknader, befintliga utredningar och i samråd med Fjärrvärmeutredningens kansli. Beräkningar av kraftvärmepotentialen har gjorts för olika nivåer på de relevanta parametrarna. Effekter på kraftvärmepotentialen av förändringar i marknadsförutsättningar har också åskådliggjorts.

Beräkningarna av potentialen för småskalig kraftvärme är baserade på en uppskattning av den del av värmemarknaden, inom vilken det ej finns någon potential för storskalig kraftvärme i anslutning till fjärrvärmesystem.

Beräkningarna av kraftvärmepotential inom industrin baseras främst på översiktliga internationella jämförelser.

1.5 Begränsningar

Det har ej funnits utrymme att genomföra detaljerade specifika och skräddarsydda analyser av varje lokalt fjärrvärmesystem i Sverige; tid och budget för detta uppdrag har varit för begränsad. Detta har medfört att vi tillämpat ett schabloniserat förfarande avseende vår analys.

PwC har inte haft möjlighet att inom ramarna för detta uppdrag granska riktigheten i offentligt tillgängligt material eller övrigt underlag. PwC kan inte och tar inte ansvar för t.ex. ofullständigheter i underlaget och ej heller konsekvenser av detta.

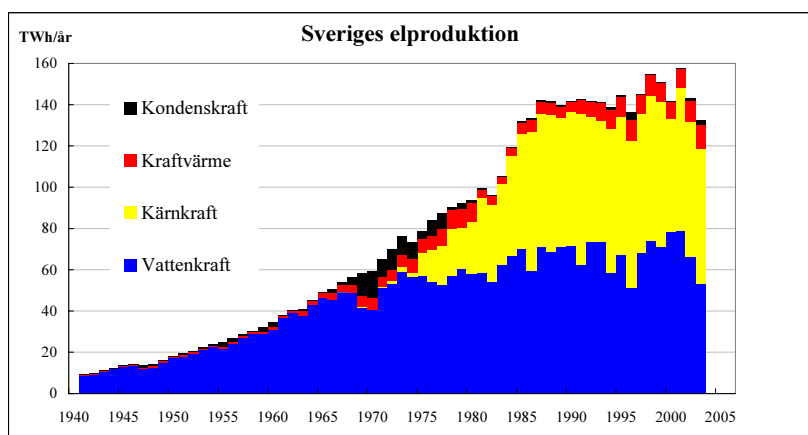
Olika metoder har använts för att bedöma kraftvärmepotentialen inom fjärrvärmesystem, i industrin samt småskalig kraftvärme. I kapitel 4–6 beskrivs respektive metods begränsningar.

2 Kraftvärmens roll inom svensk energiproduktion – en historisk överblick

De energikällor som använts för värmeproduktion för de svenska fjärrvärmenäten har varierat genom åren beroende på variationer i rådande marknadsförutsättningar. Detta gäller särskilt användningen av kraftvärme och dess ställning på den svenska elmarknaden.

Kraftvärme har historiskt haft en mindre betydelse i svensk kraftproduktion. Figuren nedan illustrerar den svenska kraftproduktionen mellan 1941 och 2003.

Figur 4 Sveriges elproduktion mellan 1940–2003



Källa: 50 år med fjärrvärme i Sverige, Fjärrvärmeföreningen.

Före 1965 dominerades kraftproduktionen av vattenkraft, varvid värmekraft endast användes under torrår och som spetslast.

Efter 1980 kom kärnkraft och vattenkraft tillsammans att reducera utrymmet för kraftvärme i kraftbalansen. Detta var ett resultat av att Sverige på 1970-talet gjorde ett val att satsa på kärnkraft vilket ökade tillgången på el väsentligt.

Mellan 1965 och 1980 behövdes värmekraft för att upprätthålla kraftbalansen. Under dessa år användes både industriell kraftvärme och fjärrvärmeanknuten kraftvärme för att reducera behovet av kondenskraft. Industriell kraftvärme är främst kopplad till

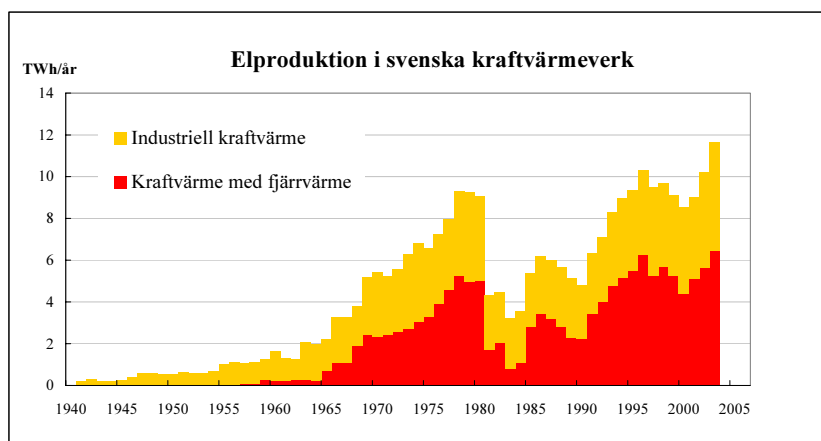
ångbehov inom pappers- och massaindustrin. De flesta kraftvärmeverken eldades med olja under dessa år.

När flera kärnkraftverk togs i drift under 1981 samtidigt som oljepriset var högt efter oljekrisen 1979/80 föll andelen kraftvärme i den svenska kraftbalansen till 4,5 % från att ha varit nästan 10 % under 1980. Under 80-talet varierade andelen kraftvärme mellan 3 och 4,5 % beroende på tillgång på vattenkraft och efterfrågat elbehov.

Många fjärrvärmeanknutna kraftvärmeverk övergick till koleldning under första delen av 1980-talet för att reducera kostnaden för el- och värmeproduktion. Andelen kraftvärme ökade sedan till 6 % under 1990-talet, då många befintliga kraftvärmeverk konverterades till att använda trädbränslen och nästan alla nya kraftvärmeverk byggdes för samma bränslen.

Ur figuren nedan framgår hur kraftvärmeproduktionen varit fördelad mellan industri- och fjärrvärmeaktörer. Kraftvärmeproduktion har funnits i mindre utsträckning under större delen av 1900-talet. I mitten av 1960-talet börjades dock en kraftig utbyggnad av kraftvärmeproduktionen. Utbyggnaden skedde både inom industrin och inom fjärrvärmeproduktion.

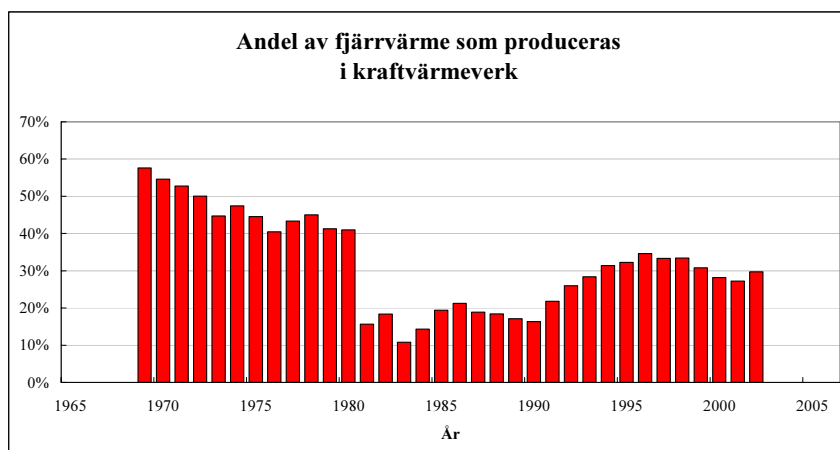
Figur 5 Elproduktion i svenska kraftvärmeverk



Källa: 50 år med fjärrvärme i Sverige, Fjärrvärmeföreningen.

I figuren nedan visas andelen producerad fjärrvärme från kraftvärmeverk för perioden 1969–2003. 1969 uppgick andelen producerad fjärrvärme från kraftvärmeverk till drygt 55 %. Andelen minskade successivt ner till 40 % år 1980. Därefter skedde en dramatisk minskning av andelen ner till knappt 20 %. Förklaringen till denna minskning var en omställning av fjärrvärmeproduktionen där kraftvärmeproduktion med olja som bränsle ersattes av värmeproduktion med bränslen såsom kol, biobränslen och torv. Även elpannor samt värmepumpar började användas för värmeproduktion. En förklaring till detta är att den ökade elproduktionen (som följde beslutet att satsa på kärnkraft) gjorde det möjligt för fjärrvärmeproducenter att till fördelaktiga priser köpa el att använda i fjärrvärmeproduktionen. Detta konkurrerade ut andra bränslen. Efter 1990 har dock andelen kraftvärme från fjärrvärmeproduktion ökat igen.

Figur 6 Andel av fjärrvärmerna som produceras i kraftvärmeverk



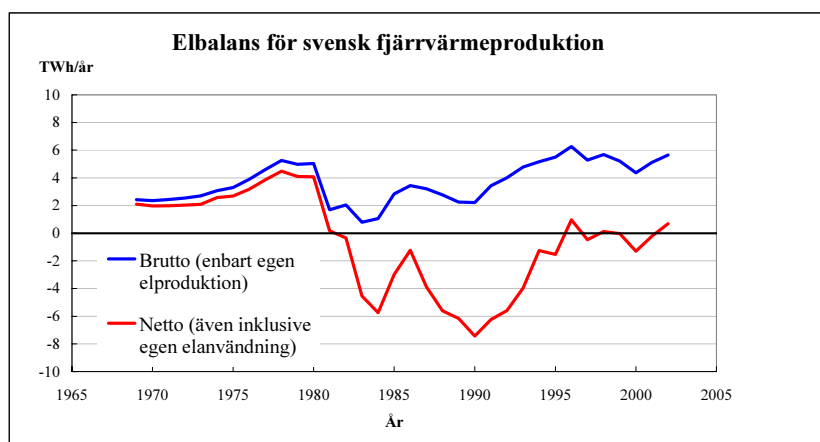
Källa: 50 år med fjärrvärme i Sverige, Fjärrvärmeföreningen.

I figuren nedan visas elbalansen för svensk fjärrvärmeproduktion under perioden 1970–2003, netto respektive brutto. Netto avser bruttoproduktionen reducerad med elanvändning för driftel, värmepumpar samt elpannor.

Perioden före 1980 kännetecknas av en liten elanvändning till endast driftel. Perioden efter 1980 kännetecknas av en övergång till en fjärrvärmeproduktion som till stor utsträckning skett med

värmepumpar samt elpannor, vilket var en följd av att fjärrvärme-producenterna kunde köpa el till gynnsamma villkor. Efter 1990 har dock elanvändningen inom fjärrvärmeindustrin minskat.

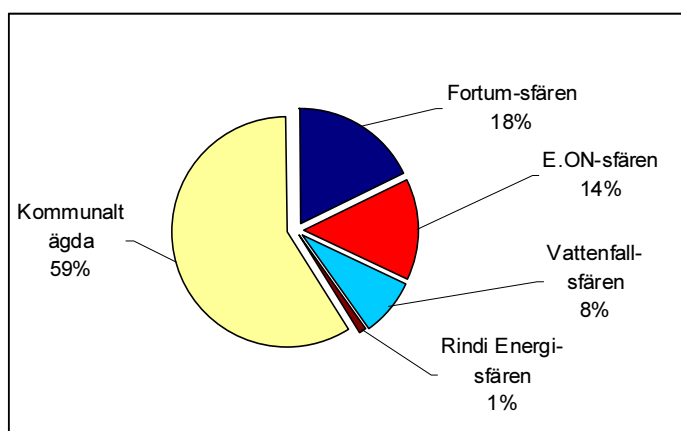
Figur 7 Elbalans för svensk fjärrvärmeproduktion



Källa: Fjärrvärmeföreningen.

Ägarbilden för den svenska fjärrvärmeverksamheten framgår av nedanstående figur.

Figur 8 Fjärrvärmeförsäljning för respektive ägarsfär 2002, totalt 47 TWh



Källa: SOU 2004:136, Skäligt pris på fjärrvärme, bilaga 2.

3 Kraftvärmetekniker

I EU-direktivet, 2004/8/EG anges i dess bilaga 1 nedanstående 11 kraftvärmetekniker² för samtidig produktion av el och värme, vilka här delats in i huvudsakligen storskaliga respektive småskaliga tekniker. Vissa tekniker såsom gasturbin med värmeåtervinning samt förbränningsmotor återfinns både som storskaliga och småskaliga tekniker.

Storskaliga tekniker (Större än 1 MW_{el})

- Mottrycksturbin.
- Kombicykel med värmeåtervinning.
- Kondensturbin med ångavtappning.
- Gasturbin med värmeåtervinning.
- Förbränningsmotor.

Småskaliga tekniker (Mindre än 1 MW_{el})

- Förbränningsmotor.
- Gasturbin med värmeåtervinning.
- Mikroturbiner.
- Stirlingturbiner.
- Bränsleceller.
- Ångmaskiner.
- Organiska Rankinecykler.
- Andra typer av tekniker eller kombinationer av tekniker som omfattas av definitionerna i artikel 3a.

Nedan diskuteras förekomsten av dessa tekniker i Sverige samt vilka av dessa tekniker som kan komma att användas i Sverige fram till 2020. Fjärrvärmebyrån har bidragit med värdefull input gällande dessa tekniska delar.

Faktorer som är väsentliga för att bedöma om tekniken kommer att användas i Sverige fram till 2020 är om den används idag, konkurrenskraft jämfört med övriga tekniker och marknadsbe-

² För utförligare teknisk beskrivning se t.ex. Elforsk, El från nya anläggningar 2003, Bilaga A samt Protermo 1999, Guidelines for Calculating Energy Generation in Combined Heat and Power Plants.

tingelser fram till 2020, t.ex. i vilken utsträckning teknikerna används internationellt och därigenom får en större marknad.

3.1 Storskaliga tekniker

3.1.1 Dagens tekniker

Mottrycksturbin

Den dominerande tekniken för dagens svenska kraftvärmeverk är mottrycksturbiner inom såväl industrin som i anslutning till fjärrvärmesystem. En mottrycksanläggning består av en ångpanna med en mottrycksturbin. Ångan som skapas i pannan med högt tryck och temperatur leds in i turbinen, varvid avgiven kraft överförs med en axel till en elgenerator. I industritillämpningar distribueras återstående ånga ut till förekommande industriella värmebehov, varvid ångan kondenseras till vatten. I fjärrvärmesystem tillämpningar leds återstående ånga, nu med lägre tryck och temperatur, in i en tubinkondensator, varvid ångan kondenserar till vatten genom att ett cirkulerande fjärrvärmevatten värms upp. Detta innebär att tekniskt sett produceras alltid el först och därefter produceras värme. Det går inte att göra tvärtom.

Kapacitetsområdet för mottrycksturbiner ligger mellan enstaka MW_{el} till runt 100 MW_{el} . Större kraftvärmeverk med mottrycksturbiner har flera parallella mottrycksturbiner. De minsta mottrycksturbiner återfinns i Lomma, Malå och Myresjö (1,6–4,4 MW_{el}). Normal minsta storlek i samband med bibränsle och fjärrvärme är 8–12 MW_{el} (Falun, Sala, Härnösand, Kiruna och Nässjö). En enklare variant av mottrycksturbin återfinns i Eksjö och Tranås där hetvattenpannor driver en separat ånggenerering av lågtrycksånga, vilket ger ett lågt elutbyte i turbiner på 1–2 MW_{el} .

Prestandamässigt används konventionella ångtryck (100–180 bar) och ångtemperaturer (500–540°C) i de största kraftvärmeverken med mottrycksturbiner. Detta är prestanda som var världsbäst teknik på 1950-talet. Några högpresterande turbiner med överkritiska tryck, vilket är världsbäst teknik idag, används inte i svenska kraftvärmeverk, främst pga små anläggningar och besvärliga bränslen. För att få en högre andel el i produktionen så har några få anläggningar mellanöverhettning mellan en högtrycksturbin och en mellan/lågtrycksturbin.

Mindre kraftvärmeverk använder lägre ångtryck och ångtemperaturer, t ex 63 bar och 510°C i Falun och 40 bar och 480°C i Malå. Detta ger en lägre andel el i förhållande till värmeproduktion.

Kombicykel med värmeåtervinning

En kombicykel utgörs av en kombination av en gasturbin och en mottrycksturbin. Ånga genereras av gasturbinens heta rökgaser. Om en kombicykel drivs med naturgas, kallas tekniken för gaskombi. En gaskombi består av en eller flera gasturbiner och en eller flera ångturbiner.

En enda renodlad normalstor kombicykel finns i Ängelholm. Under senare år har skillnaden varit liten mellan marknadspris på el respektive naturgas inklusive skatter, varför anläggningsägaren tagit initiativ till att bygga en ersättande värmeproduktion med returträ. Det fanns även en likadan gaskombi i Karlskoga som drevs med gasol, men den togs ur drift under 2000 och är nu demonterad.

En större gaskombianläggning på 260 MW_{el} har beställts av Göteborg Energi med driftstart 2006. Sydkraft planerar en större anläggning för Malmö.

En småskalig kombicykel (800 kW_{el}) som drivs av biogas återfinns utanför Helsingborg.

En annorlunda variant till en renodlad seriekopplad kombicykel är den parallellkopplade kombicykel (PFBC) som eldas med fasta bränslen i Värtaverket, Stockholm.

Kondensturbiner med ångavtappning

Kondensturbiner med ångavtappning kallas kraftvärmeproduktion där en del av ångan tappas av före sista turbinsteget och används för värmeutvinning.

Det finns inga renodlade kondenssturbiner med ångavtappning i Sverige, då konventionella kondenskraftverk historiskt inte varit konkurrenskraftiga på den svenska elmarknaden. Däremot finns det några aggregat där en s.k. kondenssvans är kopplad efter en mottrycksturbin. Dessa aggregat återfinns bl.a. i Stockholm, Norrköping och Västerås. Det kan också förekomma att återkylare (antingen mot luft eller vatten) är kopplade till mottrycksturbiners fjärrvärmekretsar (t ex Örebro, Malmö, Borås och Linköping). Alla

dessa teknikvarianter ger möjlighet till att producera el i kondensdrift när det inte finns något värmebehov. I stort sett används denna möjlighet endast om elpriserna är mycket höga vid låga värmebehov.

Gasturbin med värmeåtervinning

Tekniken består av en gasturbin som kombineras med en värmewäxlare, vari utgående rökgaser från gasturbinen kyls med ett cirkulerande fjärrvärmevatten.

Det finns en gasturbin med värmeåtervinning i Lund som använder naturgas.

Gasturbin med värmeåtervinning återfinns även i mer småskalig tappning.

Förbränningsmotor

Det finns några enstaka större förbränningsmotorer av dieseltyp som används som kraftvärmeverk. De återfinns bl. a i Oskarshamn (7 MW_{el}), Göteborg (13 MW_{el}) och Linköping (14 MW_{el}).

3.1.2 Morgondagens tekniker

Med dagens drivkrafter för ny kraftvärmeproduktion, dvs.. långsiktigt högre elpriser, styrmedel för lägre koldioxidutsläpp (handel med utsläppsrätter) och högre andel förnyelsebar elproduktion (certifikatshandel) är det två av de tekniker som nämns i direktivet som främst är aktuella i Sverige. Dessa utgörs av:

- Bibränsleeldade mottrycksturbiner.
- Gaseldade kombicykler.

Biöbränsleeldade mottrycksturbiner är aktuella i Sverige då bioöbränsle finns tillgängligt till konkurrenskraftiga priser och höga totalverkningsgrader är möjliga.

Gaseldade kombicykler är aktuella i Sverige i de kommuner där naturgas finns tillgängligt. Större anläggningar är förknippade med låga investeringskostnader relativt andra tekniker, höga elutbyten samt höga totalverkningsgrader.

De två övriga storskaliga teknikerna – kondens turbin med ångavtappning samt gasturbin med värmeåtervinning – bedöms som mindre intressanta tekniker. Skälen är att de har svårt att konkurrera med biobränsleeldade mottrycksturbiner samt gaseldad kombi-cykel enligt ovan.

Kondens turbin med ångavtappning har ett högt elutbyte, men en lägre totalverkningsgrad och är därför av miljöskäl samt av ekonomiska skäl svår att motivera i jämförelse med mottrycksturbinen.

Gasturbin med värmeåtervinning har ett lägre elutbyte än kombicyklerna och är därför mindre sannolikt aktuell för användning i Sverige.

3.2 Småskaliga tekniker

3.2.1 Dagens tekniker

Gasturbin med värmeåtervinning

Tekniken är tillgänglig ner till 100 kW_{el}. Exempelvis Turbec i Malmö levererar färdiga moduler med 105 kW_{el} och 167 kW_{värme}.

Förbränningsmotor

Ett flertal småskaliga kraftvärmeverk med förbränningsmotorer använder biogas i form av rötgas från avloppsreningsverk eller deponigas från avfallsdeponier.

Mikroturbiner, stirlingmotorer, bränsleceller, ångmaskiner eller organiska Rankinecykler

Mikroturbiner, stirlingmotorer, bränsleceller, ångmaskiner eller organiska Rankinecykler används inte för reguljär drift av kraftvärmeverk i Sverige. Demonstrationsanläggningar med bränsleceller har förekommit. Ett ORC-projekt i demonstrationsstadiet planeras i Höganäs genom Addpower AB.

Andra typer av tekniker

En tillämpning med termiska solceller i träpulvereldade mikrokraftvärmeverk återfinns i ett projekt som drivs gemensamt av Högskolan Dalarna och Mälardalens högskola.

3.2.2 Morgondagens tekniker

Sverige har en internationellt sett, en särskild ställning beträffande möjligheterna att införa småskalig kraftvärmeproduktion i större utsträckning. Den svenska värmemarknaden är främst driven av en god tillgång till skattemässigt gynnat biobränsle. Internationellt sker dock utvecklingen av kraftvärmeproduktion främst med fokus på naturgas. Med biobränsle som resurs är tillgången på kommersiell teknik betydligt mindre. Det finns visserligen utvecklingsprojekt med biobränsle för småskalig kraftvärme, men det kommer sannolikt att dröja innan kommersiella tillämpningar är tillgängliga.

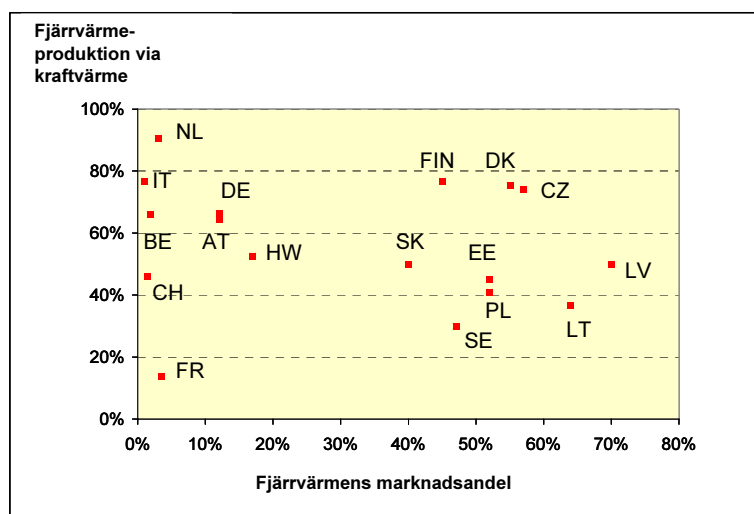
Detta medför att på kortare sikt utgörs potentialen för småskalig kraftvärme i Sverige av kraftvärmeproduktion via gasmotorer eller gasturbiner. Det förutsätter dock tillgång på naturgas.

På längre sikt finns en möjlighet att bränsleceller kan komma att utnyttjas för kraftvärmeproduktion i Sverige. Bränsleceller är en teknik där el kan produceras ur vätgas. I dagsläget kräver dock också bränsleceller tillgång på naturgas (ur naturgas utvinns vätgas).

4 Kraftvärmepotential i anslutning till fjärrvärme

Sverige har en unik situation inom EU genom att endast 30 % av värmeförselen till fjärrvärmesystemen idag kommer från kraftvärmeverk. Inget annat land inom EU har så mycket fjärrvärme med så lite kraftvärme. På sikt kan därför fler kraftvärmeverk komma att byggas i anslutning till existerande fjärrvärmesystem om det finns drivkrafter för ny kraftvärme.

Figur 9 Fjärrvärmens marknadsandel (domestic market) samt andel värme från kraftvärme i relation till fjärrvärme för några europeiska länder



Källa: Werner, S. (2001), Rewarding Energy Efficiency: The perspective of emissions trading. Euroheat & Power – Fernwärme International 30(2001):9, 14–21.

Flera förändringar på den svenska elmarknaden torde gynna kraftvärmeutbyggnaden framgent, exempelvis införande av elcertifikat, högre priser på el samt ökad efterfrågan på el i kombination med begränsade utbyggnadsmöjligheter av vatten- och kärnkraft.

4.1 Modell

För att beräkna den ekonomiska potentialen för kraftvärme i anslutning till fjärrvärmesystemen har en simuleringsmodell tagits fram, vilken baseras på data om samtliga befintliga och möjliga fjärrvärmesystem i Sverige. I modellen beräknas för varje system intäkter och kostnader dels för befintligt system, dels om en kraftvärmeanläggning byggs. Om investering i kraftvärme är lönsam ingår den i beräknad potential. Nedan beskrivs detta närmare.

4.1.1 Modellens indata och logik

Sveriges fjärrvärmesystem är inte homogena med avseende på energitillförsel eller använd produktions teknik. För att kunna göra en rimlig bedömning av den ekonomiska potentialen av ny kraftvärme vid olika förutsättningar måste hänsyn tas till befintlig energitillförsel och befintliga produktionsanläggningar. Detta kräver lokal information om dagens fjärrvärmesystem, vilket återfinns i Svensk Fjärrvärmes årliga statistik om svenska fjärrvärmesystem.

Denna information har använts som indata i en simuleringsmodell som parallellt analyserar befintliga och möjliga fjärrvärmesystem i Sveriges alla kommuner. Simuleringsmodellen är en förenkling av ett analysförfarande som används i HEATSPOT, vilket är en analysmodell som utvecklats av David Knutsson, doktorand på institutionen för Energiteknik på Chalmers Tekniska Högskola i Göteborg, inom det sk. Nordleden-projektet.

Styrkan med tillämpat analysförfarande är att lokala förutsättningar används för att få fram den nationella ekonomiska potentialen vid olika nationella villkor som bl.a. skattesystem, koldioxidhandel och certifikatspriser. Emellertid, modellen och analysförfarandet innebär en schabloniserad hantering av fjärrvärmesystemen då det inom uppdraget inte varit möjligt att detaljerat och specifikt analysera varje fjärrvärmesystem för sig. Likväl bör förfarandet ge en relativt god precision för potentialuppskattningen.

Kalkylen utgörs av en real ettårskalkyl baserad på ett basår, uttryckt i 2004 års penningvärde.

Indata

Nedanstående indata används i simuleringsmodellen som grundinformation om dagens fjärrvärmesystem.

- Utifrån Svensk Fjärrvärmes statistik för 2001³, skattas storleken på befintliga anläggningar per produktions teknik och bränsle i totalt 11 grupper:

³ I statistiken ingår ca 96 % av fjärrvärmeunderlaget i Sverige. De 4 %-enheter som saknas i statistiken ingår i den kraftvärmepotential som beräknas.

⁴ Svensk Fjärrvärmes statistik avseende 2002 var ej tillgängligt på den detaljerade nivå (effekt per anläggning) som krävts för analysen varför statistik för 2001 använts.

- Avfall kraftvärme.
 - Avfall värme.
 - Spillvärme.
 - Värmepumpar.
 - Biobränsle kraftvärme.
 - Naturgas kombikraftvärme.
 - Kol kraftvärme.
 - Biobränsle värme.
 - Naturgas kraftvärme.
 - Olja kraftvärme.
 - Resterande kapacitet antas vara värmeproduktion med olja.
- Normalårsvolym för såld fjärrvärme i Sverige har uppskattats på basis av Svensk Fjärrvärmes statistik för 2001.
 - Befintlig produktionsuppsättning har kompletterats med kända nybyggda och beslutade produktionsanläggningar, främst avfallsanläggningar men även vissa kraftvärmeverk, t ex Rya gas-kombi i Göteborg. Dock ingår ej Öresundsverket i Malmö, då något beslut ej är fattat avseende byggnation.
 - Alla system som ingår i modellen antas vara kommunvisa, dvs. ett nät i varje kommun. Befintliga eller planerade integrationsledningar mellan olika kommuner har noterats så att samkörning av olika fjärrvärmesystem beaktas. Idag finns 25 befintliga eller planerade integrationsledningar. En förenkling som gjorts är att näten i Stockholm antas vara integrerade trots att de i verkligheten är 3 separata nät.

Figur 10 Kommuner vars fjärrvärmesystem idag är integrerade med närliggande nät

<i>Kommuner som är integrerade i dag</i>					
Ale	med	Göteborg	Lomma	med	Lund
Botkyrka	med	Södertälje	Mjölby	med	Linköping
Burlöv	med	Malmö	Mölnadal	med	Göteborg
Eslöv	med	Lund	Nybro	med	Kalmar
Hallsberg	med	Örebro	Partille	med	Göteborg
Hallstahammar	med	Västerås	Salem	med	Södertälje
Huddinge	med	Södertälje	Sigtuna	med	Stockholm
Håbo	med	UpplandsBro	Sollentuna	med	Stockholm
Järfälla	med	Stockholm	Sundbyberg	med	Solna
Kumla	med	Örebro	Tyresö	med	Haninge
Landskrona	med	Helsingborg	Upplands Väsby	med	Stockholm
Lidingö	med	Stockholm			

- Närhet till befintligt naturgasnät har noterats i 34 kommuner.

Figur 11 Kommuner med närhet till naturgas. Notera att exempelvis Kungsbacka idag ej har naturgas i tätorten, men antas kunna få det i ett fall där en investering i gaskraftvärme är aktuell

<i>Kommuner med närhet till befintligt naturgasnät</i>			
Ale	Halmstad	Landskrona	Svalöv
Bjuv	Helsingborg	Lerum	Svedala
Burlöv	Hylte	Lomma	Trelleborg
Båstad	Höganäs	Lund	Varberg
Eslöv	Klippan	Malmö	Vellinge
Falkenberg	Kungsbacka	Mölnadal	Åstorp
Gislaved	Kungälv	Partille	Ängelholm
Gnosjö	Kävlinge	Staffanstorps	
Göteborg	Laholm	Stenungsund	

Modellens logik

- I simuleringsmodellen anges förutsättningar såsom bla skattesatser, utsläppsätter, certifikatspris, bränslepris, elpris, elutbyten i kraftvärmeverk och verkningsgrader. Dessutom anges

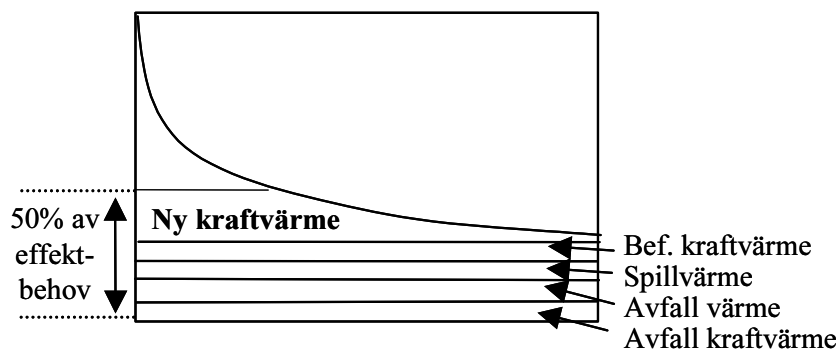
avkastningskrav, investeringskostnader för ny kraftvärme och minsta anläggningsstorlek som styr storlek på investeringar i ny kraftvärme.

- Den volym som ligger till grund för potentialberäkningen baseras på framtida förväntad försäljningsvolym. Värmeproduktion beräknas utifrån värmeförluster på 9 % i distributionsnäten. Den förväntade framtida försäljningsvolymen uppskattas genom att maximal potential för varje tätortsinvånare uppgår till 9 MWh/år. I de system där fjärrvärmeanvändningen ej uppgår till denna nivå, antas återstående potential kunna erövrats i etapper. 30 % fram till 2010, 40 % fram till 2015 och 50 % fram till 2020. Den avtagande penetrationstakten baseras på att ökande marginalkostnader för att ansluta ytterligare kunder till fjärrvärmenät. För de system där snittförbrukningen redan idag överstiger 9 MWh/invånare antas ingen volymtillväxt.
- Körordningen baseras på nuvarande produktionskostnader och antas vara fixerad mellan de olika produktionsteknikerna. Körordningen är enligt nedan:
 - Avfall – kraftvärme.
 - Avfall – värme.
 - Spillvärme.
 - Biobränsle – kraftvärme (befintlig).
 - Biobränsle – kraftvärme (ny).
 - Naturgas – gaskombikraftvärme (befintlig).
 - Ny naturgas – gaskombikraftvärme (ny).
 - Kol – kraftvärme.
 - Biobränsle – värme.
 - Värmepump⁵.
 - Naturgas – kraftvärme.
 - Olja – kraftvärme.
 - Olja – värme.
- Årlig värmeproduktion simuleras i varje fjärrvärmesystem för dels befintlig produktionsuppsättning, dels när ett biobränsleeldat kraftvärmeverk byggs respektive när ett gaseldat kombikraftvärmeverk byggs (om naturgas finns tillgängligt). Storleken på nybyggda kraftvärmeverk väljs som skillnaden mellan halva effektbehovet i systemet och summan av instal-

⁵ Värmepumpar har med dagens förutsättningar gällande skatt samt elpris en lägre prioritet i körordningen än vad värmepumpar historiskt haft.

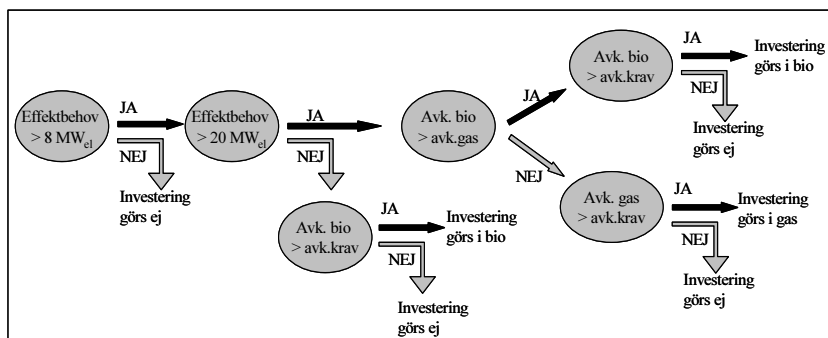
lerade effekter i befintliga produktionsanläggningar som ligger före i körordningen. Erfarenhetsmässigt ger halva effektbehovet en lämplig storleksavgränsning för kraftvärmeverk i fjärrvärmesystem. Värmeproduktionen skattas i ett standardiserat varaktighetsdiagram med en utnyttjandetid om 2882 timmar. Utnyttjandetiden är härledd utifrån Stockholmsregionens klimatförutsättningar.

Figur 12 Konceptuell illustration av körordning



- Varje systems årliga kostnader beräknas i vart och ett av de tre simuleringsfallen. För de två investeringsalternativen beräknas den systemkostnadsreduktion som görs genom differensen mellan årlig rörlig kostnad för befintligt system och rörlig kostnad för system efter kraftvärmeinvestering. Avkastning för ny kraftvärmeinvestering erhålls som kvoten mellan systemkostnadsreduktion och investeringskostnad. Vid beräkning av avkastningen för ny kraftvärmeinvestering beaktas även reinvesteringsbehov i befintligt produktionssystem.
- Beslut om investering i ny kraftvärme tas om krav på minsta storlek uppfylls samt om beräknad avkastning överstiger avkastningskravet. Om både ny biobränslekraftvärme och ny gaskombikraftvärme uppfyller kraven, så byggs den anläggning som har högst avkastning. Se bild nedan.

Figur 13 Modellens beslutslogik



- Modellens utdata utgörs av årliga produktionsvolymerna av el och värme som uppstår efter att eventuell nyinvestering kompletterat befintligt system.
- I modellen ingår som nämnts ovan ett antal olika antaganden gällande randvillkoren. Dessa har delats upp i konstanta parametrar samt variabla parametrar.
 - Konstanta parametrar är antaganden som med viss precision kan uppskattas och som hålls konstanta i simuleringarna. Exempel på konstanta parametrar är verkningsgrader, elutbyten, CO₂-emissioner etc.
 - Variabla parametrar är antaganden om framtiden avseende exempelvis framtida elpris, bränslepris, certifikatpris etc. vars nivåer är svåra att förutsäga med god precision. De variabla parametrarna varierar i simuleringarna.

4.1.2 Konstanta parametrar

Verkningsgrader och elutbyte

I tabellen nedan anges antagna värden på verkningsgrader och elutbyten för respektive teknik. Nivåerna som valts avser spegla normala befintliga anläggningar i Sverige och alltså inte någon form av bästa tillgängliga teknik.

Figur 14 Tekniker, verkningsgrader och elutbyten som används i modellen

<i>Teknik</i>	<i>Verknings- grad, %</i>	<i>El- utbyte</i>	<i>Bränsle</i>
Avfall kraftvärmeproduktion (rökgaskondensering)	100	0,2	Osorterat brännbart avfall
Avfall värmeproduktion (rökgaskondensering)	100	0,0	Osorterat brännbart avfall
Spillvärme	100	0,0	Inköp från industri
Befintlig biokraftvärmeproduktion	90	0,4	Skogsrester
Ny biokraftvärmeproduktion	90	0,5	Skogsrester
Befintligt gaskombikraftvärme- produktion	90	0,9	Naturgas
Ny gaskombikraftvärmeproduktion	90	1,0	Naturgas
Befintlig kolkraftvärmeproduktion	85	0,4	Stenkol
Biovärmeproduktion (rökgaskondensering)	100	0,0	Skogsrester
Värmepump	300	-0,3	El
Befintlig gaskraftvärmeproduktion	85	0,4	Naturgas
Befintlig oljekraftvärmeproduktion	85	0,4	Eldningsolja 1
Olja värmeproduktion	85	0,0	Eldningsolja1

Elcertifikat

För elförbrukning i värmepumpar erfordras inköp av elcertifikat. För 2004 uppgår kvotplikten till 8,1 % av elförbrukningen. Kvotplikten ökar successivt och skall för 2010 uppgå till 16,9 %, enligt nu gällande system för elcertifikat⁶. I modellen har den långsiktiga kvotpliktsnivån antagits uppgå till 16,9 %. Det bör noteras att detta innebär att elcertifikatsystemet antas gälla oförändrat under mycket lång tid, dvs. då ett investeringsbeslut fattas år 2020 gäller oförändrade villkor för elcertifikat under kraftverkens hela förväntade livslängd.

⁶ Lag (2003:113) om elcertifikat.

Minsta storlek på kraftvärmeinvesteringar

Investeringar i kraftvärmeanläggningar antas göras i system där effektbehovet överstiger en minimistorlek för kraftvärmeverk. Minimistorleken på kraftvärmeverket (mätt i MW_{el}) räknas i modellen om till en korresponderade effekt värme givet ett visst elutbyte. Antagen minimistorlek baseras på vad som vi ansett varit kommersiellt tillgängligt kraftvärmeverk. Storlekarna uppgår till:

- Biokraftvärmeverk – 8 MW_{el}.
- Gaskombikraftvärmeverk – 20 MW_{el}.

Om minimistorlek på biokraftvärme och gaskombi antas uppgå till 12 MW_{el}, istället för 8 respektive 20 MW_{el} så minskar kraftvärmepotentialen med endast ett par procent, då antalet investeringar i MW_{el} i intervallet 8–12 MW_{el} är begränsat, se Figur 17. Effektbehov per system.

Reinvesteringsbehov i befintliga anläggningar

I befintliga produktionsanläggningar föreligger på sikt ett reinvesteringensbehov. I modellen har en kostnad för reinvesteringensbehov i befintliga anläggningar antagits uppgå till 3 500 kr/kW värme (gäller samtliga värme- och kraftvärmeanläggningar). Fram tills 2015 antas 35 % av befintliga anläggningar vara i behov av reinvestering och fram till 2020 antas 70 % av befintliga anläggningar vara i behov av reinvestering.

Fast drift- och underhållskostnad

Tillkommande årliga fasta drift- och underhållskostnader för kraftvärmeinvesteringarna antas uppgå till 2 % av investeringskostnaden. Fasta drift- och underhållskostnader avser kostnader för underhåll, personal, försäkringar etc. Någon motsvarande kostnad för befintliga anläggningar har inte beaktats i modellen. Då kalkylen är en alternativkostnadskalkyl medför denna hantering att modellen blir konservativ till sin karaktär eftersom vissa befintliga anläggningar sannolikt kommer att fasas ut och stängas ner.

Gratis tilldelning av utsläppsrätter

Gratis tilldelningen av utsläppsrätter antas uppgå till enligt gällande svensk lagstiftning:

- Gamla anläggningar – 80 %.
- Nya anläggningar – 60 %.

Skatter (December 2004 års skatter)

I dagens beskattningssystem belastas bränsle som används för värmeproduktion med energiskatt samt CO₂-skatt. Elproduktion belastas ej med energiskatt respektive CO₂-skatt.

Vid kraftvärmeproduktion är dock den del av bränslet som via proportionering kan härledas till värmeproduktionen till 79 % befriad från CO₂-skatt. Vid kraftvärmeproduktion utgår dessutom ingen energiskatt.

De skatter som används i kalkylen redovisas nedan.

<i>Bränsle</i>	<i>Energiskatt</i>	<i>CO₂-skatt</i>
Kol	312 kr/ton	2 260 kr/ton
Olja	732 kr/m ³	2 598 kr/m ³
Naturgas	237 kr/1000 m ³	1 946 kr/1000 m ³
Biobränsel	-	-
Elanvändning	215 kr/MWh	-

NO_x-avgift samt svavelskatt ingår ej i modelleringen då de har antagits vara försumbara i sammanhanget.

CO₂-utsläpp

De CO₂-utsläpp som används i kalkylen uppgår enligt tabellen. Dessa används för beräkning av kostnader för inköp av utsläppsrätter.

<i>Bränsle</i>	<i>CO₂-utsläpp</i>
Kol	93 g/MJ
Olja	74 g/MJ
Naturgas	56 g/MJ
Avfall	25 g/MJ

Källa: SCB Emissionsfaktorer för CO₂.

4.1.3 Variabla parametrar

De variabla parametrarna har tilldelats tre olika värden; låg, referens respektive hög. Låg respektive hög har tagits fram med utgångspunkt i att dessa värden utgör rimliga och sannolika nivåer. De är alltså ej att betrakta som extremvärden. Värdena på de variabla parametrarna har tagits fram i samarbete med Fjärrvärmeutredningen. I tabellen nedan redovisas antaganden beträffande de variabla parametrarna.

<i>Variabel parameter</i>	<i>Låg</i>	<i>Referens</i>	<i>Hög</i>	<i>Kommentar</i>
Avkastningskrav (%)	7,5	8,3	10,3	<ul style="list-style-type: none"> • Av PwC bedömt avkastningskrav
Elpris (kr/MWh)	200,0	250,0	300,0	<ul style="list-style-type: none"> • Referensnivån har baserats på 2007:års helårstermin på Nord Pool (30 EUR/MWh) per november 2004 omräknad till 2004 års penningvärde. • Intervallet har bedömt bl.a. utifrån historisk standardavvikelse för treårsterminer respektive spotpris på Nord Pool. Vi bedömer att ett intervall om +/- 20 % är rimligt.
Certifikatpris (kr/MWh)	150,0	200,0	250,0	<ul style="list-style-type: none"> • Elcertifikaten handlades i november 2004 på ca 230 kr/MWh. • Nivån väntas dock minska något då dagens nivåer enligt aktörer på marknaden kan anses vara väl höga. Det finns fler certifikat än vad som efterfrågas, exempelvis sparar vissa aktörer på certifikaten. Detta skulle kunna motivera 200 kr/MWh som referensnivå. • Vi bedömer att ett intervall om +/- 25 % är rimligt.
Pris utsläppsrätt (EUR/ton)	5,0	10,0	15,0	<ul style="list-style-type: none"> • Marknadspris i november 2004 uppgick till 8-9 EUR/ton. • Olika bedömningar pekar på något högre nivåer, vilket använd som referensnivå. Givet osäkerheterna bedömer vi att ett intervall om +/- 50 % är rimligt.
Fjärrvärmepotential per invånare (MWh/inv., år)	8,5	9,0	9,5	<ul style="list-style-type: none"> • Den totala värmemarknaden för bostäder och lokaler uppgår till 90 TWh och med 9 milj. inv. ger det 10 MWh/tätortsinvånare. • Reduktion med 5-15 % för att allt är inte anslutningsbart till fjärrvärme i en tätort ger ett lämpligt intervall.

Rörliga produktionskostnader (bränsle samt rörliga drift- och underhållskostnader)⁷

	Låg	Referens	Hög	
Biobränsle (kr/MWh)	135	150	165	<ul style="list-style-type: none"> Referensalternativet har baserats på priset 130 SEK/MWh (El från nya anläggningar 2003). Tillägg för 20 kr/MWh i rörlig drift- och underhållskostnad (El från nya anläggningar 2003). Vi bedömer att ett intervall på +/- 10 % är rimligt
Naturgas (kr/MWh)	120	150	180	<ul style="list-style-type: none"> Referensalternativet har baserats på priset 140 SEK/MWh (El från nya anläggningar 2003). Tillägg för 10 kr/MWh i rörlig drift- och underhållskostnad (El från nya anläggningar 2003). Vi bedömer att ett intervall om +/- 20 % är rimligt.
Olja (kr MWh)	200	250	300	<ul style="list-style-type: none"> Högalternativet har baserats på marknadspris i november på eldningsolja 1. Referensalternativet utgörs av den nivå som förelegat under 2000–2003. Tillägg för 10 kr/MWh i rörlig drift- och underhållskostnad (El från nya anläggningar 2003).
Kol (kr/MWh)	60	75	90	<ul style="list-style-type: none"> Referensalternativets kolpris antas uppgå till 45 kr/MWh (baserat på 50 USD/ton). Tillägg för 30 kr/MWh i rörlig drift- och underhållskostnad (El från nya anläggningar 2003). Vi bedömer dock att ett intervall om +/-20 % är rimligt för kolpriset.

⁷ Pris för spillvärme och avfall varierar inte i modellen. Dessa har högsta prioritet i körordningen (som är fixerad), varför priset på dessa bränslen därför ej har någon påverkan på kraftvärmepotentialen. För systemkostnads-beräkningarna har dock en rörligt produktionskostnad för spillvärme antagits till 125 kr/MWh. Rörlig produktionskostnad för avfall har antagits uppgå till -100 kr/MWh (mottagningsavgift reducerad med rörlig drift- och underhållskostnad).

Kraftvärmeinvestering

	Låg	Referens	Hög	
Bio-KV (kr/kW _{el})				För både bio-KV och gaskombi gäller: <ul style="list-style-type: none"> • Investeringskostnad/kW antas vara linjärt beroende av storleken av anläggningen. • Nivåer baseras på El från nya anläggningar 2003. • Någon förväntad produktivetsförbättring som skulle leda till minskat pris har ej beaktats. Vi har från flera olika håll fått indikationer på att denna har, åtminstone historiskt sett, uteblivit. Andra faktorer har hittills styrt prisbildningen på verk. • Vi bedömer att ett intervall om +/- 20 % är rimligt.
10 MW _{el}	17 000	21 200	25 500	
30 MW _{el}	13 000	16 400	20 000	
>80 MW _{el}	9 500	12 000	14 500	
Gaskombi (kr/kW _{el})				
40 MW _{el}	6 400	8 000	9 600	
150 MW _{el}	5 200	6 500	7 800	

Totalt uppgår de variabla parametrarna till 9 stycken. Vissa av de variabla parametrarna är sinsemellan beroende. Inom ramen för detta uppdrag ingår dock ingen detaljerad korrelationsanalys. Priset på fossilt bränsle, dvs. naturgas, olja samt kol antas dock vara sinsemellan korrelerade. I simuleringarna hanteras detta genom att i de fall naturgaspriset är högt respektive lågt, så antas också olje- och kolpriset vara högt respektive lågt. På samma sätt har antagits att investeringskostnad per kW_{el} för biokraftvärmeanläggningar samt gaskombianläggningar är sinsemellan korrelerade.

4.1.4 Modellens begränsningar

Modellen har vissa förenklingar som minskar precisionen för potentialbedömningen:

Den första begränsningen är att körordningen antas vara oförändrad oberoende av prisnivåer på bränslen mm. En mer korrekt modell borde ändra körordning efter större relativa prisändringar. Befintlig körordning bedöms vara rättvisande med dagens förutsättningar och något högre elpris än idag. Innebörden av denna

begränsning är att ingen ny kraftvärme byggs på bekostnad av befintlig spillvärme och befintlig avfallsförbränning.

Den andra begränsningen är att biobränsle antas vara tillgänglig i obegränsade mängder över hela landet, i motsats till naturgas som bara finns tillgänglig i vissa kommuner. I verkligheten kan det finnas en begränsning av kapacitet för ny biobränsleeldad kraftvärme i de tre storstadsregionerna med avseende på svår bränslelogistik och bristande tillgång till lämpliga produktionsplatser. Speciellt i vissa delar av Stockholmsregionen kan ny kraftvärme på kort sikt antagligen enbart byggas med naturgas som bränsle. Dessutom kan prisbilden på biobränsle förändras om efterfrågan ändras markant. Motsvarande prisresonemang kan även vara relevant avseende pris på naturgas.

Den tredje begränsningen är att kraftvärmepotentialen baseras på jämförelser av ekonomiska konsekvenser av förändringar av befintlig produktionssammansättning. Någon kontroll huruvida det skulle vara lönsammare att genomföra någon annan investering i någon annan produktionsteknik görs ej.

Den fjärde begränsningen är att vi inte för de enskilda kraftvärmeinvesteringarna har beräknat genomförandetider. Alltså tas ingen hänsyn till praktiska begränsningar som exempelvis tillståndsprocess, upphandling, byggnation, uppstart etc.

Den femte begränsningen är att ingen hänsyn tagits till att förutsättningarna för en enskild ort och/eller investering skiljer sig från de förenklade antaganden och schabloner som gjorts vid beräkning av den ekonomiska potentialen. Detta innebär att felaktigheter kan uppstå för enskilda orter och anläggningar.

4.2 Resultat

I de följande avsnitten redovisas resultaten av potentialberäkningarna. Först redovisas ett referensscenario och därefter redovisas resultat av simuleringar som beaktar olika förändringar i de variabla parametrarna.

I appendix 1 – Känslighetsanalys avseende kraftvärmepotentialen i anslutning till fjärrvärme visas resultatets känslighet med avseende förändringar i vissa parametrar.

4.2.1 Referensscenario

Ett referensscenario har tagits fram som utgår från dagens förutsättningar (slutet av 2004) avseende tillgång på naturgas i olika kommuner, dagens integrationsledningar samt att dagens skattesystem och dagens certifikatsystem är beständigt. I referensscenariot antar vidare de variabla parametrarna sina respektive referensnivåer.

Nedan visas resultatet av referensscenariot 2015. Vi har valt att definiera kraftvärmepotentialen som netto elbalans, vilket är total brutto elproduktion med avdrag för elanvändning till värmepumpar samt övrig driftel. I denna rapport avses benämningen kraftvärmepotential motsvara netto elbalans. Denna definition har valts då den redovisar den elproduktion som fjärrvärmesektorn netto kan tillföra elsystemet.

Figur 15 Kraftvärmepotential enligt referensscenario. Övrig driftel beräknas schablonmässigt som 3 % av total värmeproduktion

<i>Kraftvärmepotential 2015</i>	<i>Referens-scenario</i>		
Ny prod.kapacitet i kraftvärme	Biobränsle	2 386,0	MW _{el}
	Gaskombi	46,0	MW _{el}
	Totalt	2 431,0	MW _{el}
Elproduktion, ny kapacitet	Biobränsle	10,8	TWh
	Gaskombi	0,2	TWh
	Totalt	11,0	TWh
Elproduktion, befintlig kapacitet	Biobränsle	4,4	TWh
	Kol	0,3	TWh
	Olja	0,1	TWh
	Gas	0,5	TWh
	Avfall	1,4	TWh
	Totalt	6,6	TWh
Total elproduktion, brutto		17,6	TWh
Elanvändning till – värmepumpar		-0,2	TWh
Övrig Driftel		-1,8	TWh
Netto elbalans, TWh		15,6	TWh

I referensscenariot 2015 beräknas den ekonomiska kraftvärmepotentialen till ca 15,6 TWh år 2015 netto elbalans, respektive 17,6 TWh i total elproduktion brutto. Som jämförelse uppgick 2004 års kraftproduktion inom fjärrvärmesektorn till 6,8 TWh (motsvarar

elproduktion brutto enligt definitionerna i denna rapport) enligt SCB's statistik⁸.

Referensscenariot 2015 innebär investeringar i ny produktionskapacitet kraftvärme om 2 431 MW_{el}. Som jämförelse uppgick i december 2003 den installerade kraftproduktionskapaciteten i fjärrvärmesektorn till 2 572 MW_{el}⁹.

97 % av potentialen inom *Elproduktion, ny kapacitet* för referensscenariot 2015 ligger inom biokraftvärme. Endast i begränsad omfattning kommer gaskombi att spridas i Sverige. Det främsta skälet är att med givna antaganden är investering i biokraftvärme lönsammare än gaskombi till följd av elcertifikatsystemet.

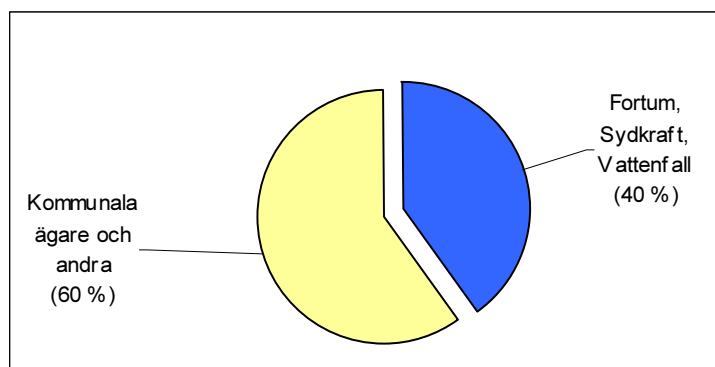
Det projekteras eller planeras för närvarande två gaskombianläggningar i Sverige. Det ena är det beslutade Ryaverket i Göteborg. I modellen ingår Ryaverket som en befintlig gaskombianläggning. I modellen antas dock Göteborg genomföra en biokraftvärmeinvestering, som ersätter Ryaverket. Den andra gaskombianläggningen som planeras är Öresundsverket i Malmö. I modellen antas även Malmö genomföra en investering i biokraftvärme. Modellens hantering av dessa två system påvisar att med givna antaganden och förutsättningar så har gaskombikraftverken svårt att konkurrera med biokraftvärme. Detta är en följd av de starka styrmedel som finns, främst elcertifikat.

Den uppskattade ekonomiska kraftvärmepotentialen inom *Elproduktion, ny kapacitet* i figur 15 ovan ligger till 40 % inom de system som kontrolleras av något av de tre stora energibolagen Vattenfall, Sydkraft respektive Fortum. Den största delen, ca 60 %, återfinns hos energibolag med främst kommunala ägare.

⁸ www.scb.se, Elförsörjning månadsvis

⁹ Källa: Nordel.

Figur 16 Fördelning av kraftvärmepotential på olika ägare

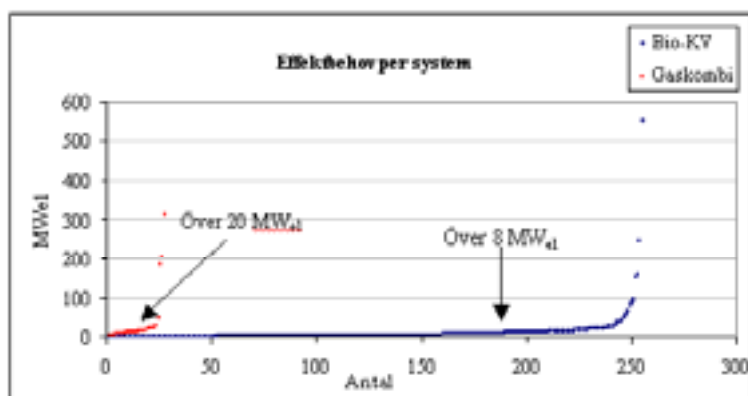


Referensscenariot analyseras i detalj nedan.

Effektbehov per anläggning

I figuren nedan visas effektbehovet per anläggning i referensscenariot. Effektbehovet definieras som den kapacitetsökning uttryckt i MW_{el} i respektive system som erfordras för att täcka det värmebehov som härletts för varje system givet en ökad marknadspenetration. Då elutbytet är olika för gaskombi och biokraftvärme har två kurvor avseende effektbehov för biokraftvärme respektive gaskombi härletts.

Fiur 17 Effektbehov per system



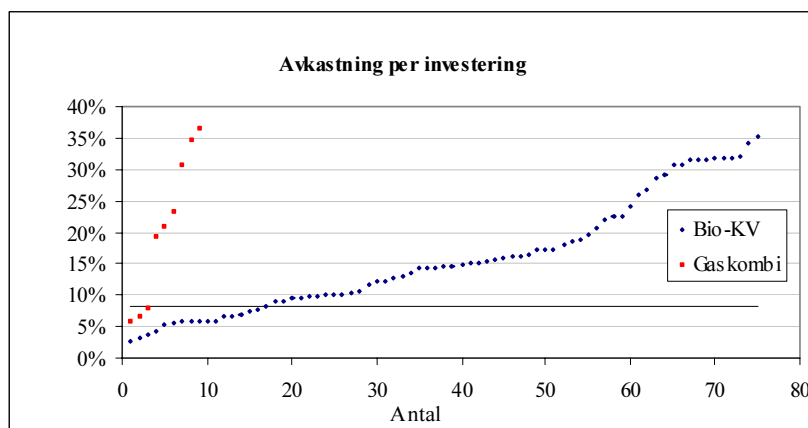
Totalt 264 system ingår i analysen. För endast en del av dessa system överstiger effektbehovet minimistorleken för investering i biokraftvärme eller gaskombi.

- I 75 av de 264 systemen överstiger effektbehovet 8 MW_{el}. Detta motsvarar dock 81 % av systemens sammanlagda effektbehov.
- I 9 av de 27 system som har tillgång till naturgas överstiger effektbehovet 20 MW_{el}. Detta motsvarar 77 % av systemens sammanlagda effektbehov.

Avkastning per investering

I figuren nedan visas avkastningen per investering.

Figur 18 Avkastning per investering. Den vågräta svarta linjen markerar avkastningskravet på 8,3 %



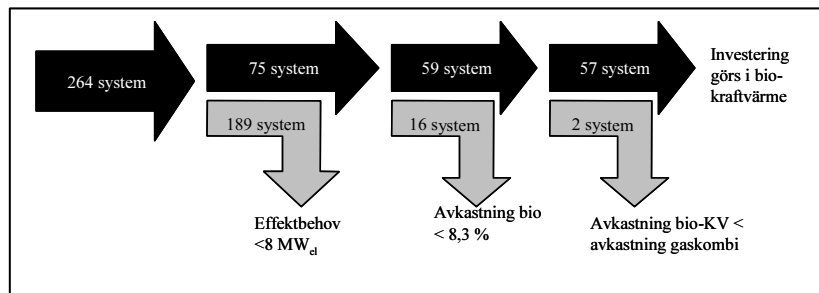
Av figuren framgår att av de 75 system där effektbehovet överstiger 8 MW_{el} har endast 16 av biokraftvärmeinvesteringarna en lönsamhet som understiger avkastningskravet på 8,3 %.

Vidare framgår att av de 9 system där effektbehovet överstiger 20 MW_{el} har 3 av gaskombianläggningarna en lönsamhet som understiger antaget avkastningskrav på 8,3 %.

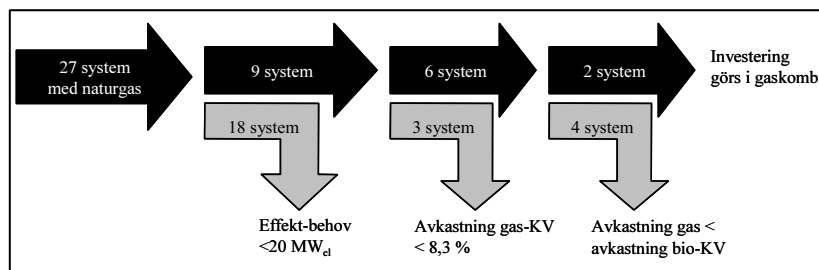
Nedan sammanfattas beslutskedjan i grundscenariot för biokraftvärmeinvesteringar samt för gaskombiinvesteringar. Ur dessa bilder framgår att i de fall där det finns tillgång till naturgas och

storleksmässigt finns utrymme för gaskombiinvestering, så är biokraftvärmeinvesteringen i de flesta fallen mer lönsam än gaskombiinvesteringen.

Figur 19 Investering i biokraftvärme i modellen – beslutskedja. Av de 264 system som ingår i modellen, är det 75 system som har ett effektbehov överstigande 8 MW_{el}. Av dessa 75 system är det 59 system som har en avkastning i biokraftvärmeinvestering som överstiger avkastningskravet på 8,3 %. Av dessa 58 system är det 2 biokraftvärmeinvesteringar som ej genomförs eftersom avkastningen i gaskombiinvestering är lönsammare. Totalt genomförs biokraftvärmeinvesteringar i 57 system



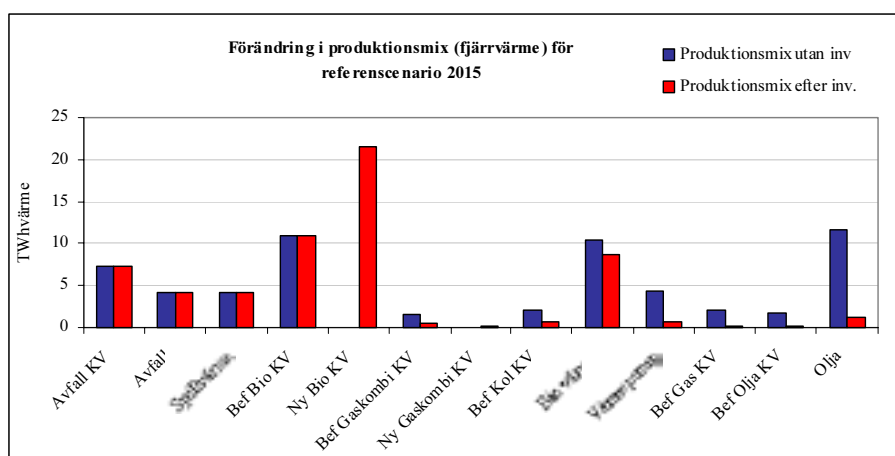
Figur 20 Investering i gaskombi i modellen – beslutskedja. Av de 27 system som ingår i modellen och som har tillgång till naturgas, är det 9 system som har ett effektbehov överstigande 20 MW_{el}. Av dessa 9 system är det 6 system som har en avkastning i gaskombiinvestering som överstiger avkastningskravet på 8,3 %. Av dessa 6 system är det 4 gaskombiinvesteringar som ej genomförs eftersom avkastningen i biokraftvärmeinvestering är lönsammare. Totalt genomförs biokraftvärmeinvesteringar i 2 system



Referensscenario 2015 – Förändring av produktionsmix

I bilden nedan framgår hur produktionsmixen förändras i referensscenario jämfört med befintligt scenario (inklusive tillväxt fram till 2015) där inga investeringar i kraftvärme görs. Ny biokraftvärme samt gaskombi ersätter främst värmeproduktion från fasta bränslen, värmepump, befintlig gaskraftvärme, befintlig oljekraftvärme samt värmeproduktion med olja. Av bilden framgår att värmeproduktionen i avfall kraftvärmeproduktion, avfall värmeproduktion, spillvärme samt befintlig biokraftvärmeproduktion är oförändrad (vilket tidigare noterats som en grundförutsättning i modellen).

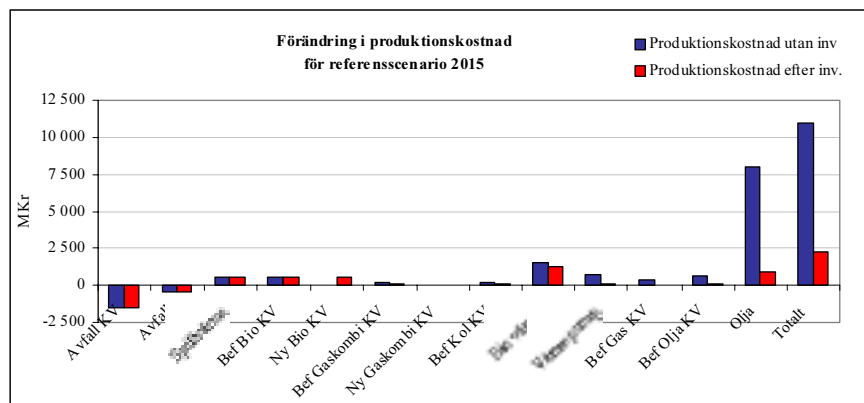
Figur 21 Förändring av produktionsmix (fjärrvärme) 2015 för system utan investering i kraftvärme samt system efter investering i kraftvärme



Referensscenario 2015 – Förändring produktionskostnad

I bilden nedan framgår hur produktionskostnaden förändras i referensscenario. Produktionskostnaden är härledd utifrån rörliga produktionskostnader med avdrag för intäkt för såld el.

Figur 22 Förändring av rörlig produktionskostnad (med avdrag för intäkt för såld el) 2015 för system utan investering samt system efter investering i kraftvärme



Av bilden framgår att det för energiproducenterna finns en stor besparing i att ersätta dyr oljeproduktion med biokraftvärme. Den totala besparingen för producenterna uppgår till knappt 9 miljarder kr vid antagna rörliga produktionskostnader.

Grov uppskattning av investeringar 2010, 2015 samt 2020

Baserat på beskrivna antaganden har investeringskostnaden för att i anspråkta kraftvärmepotentialen beräknats.

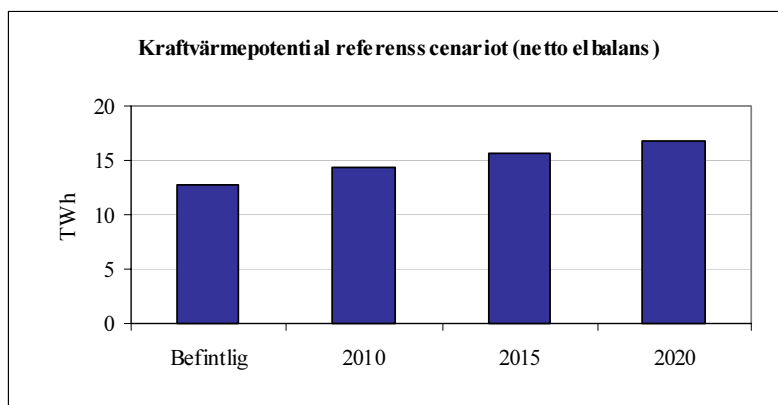
Figur 23 Ackumulerade investeringar i kraftvärme för åren 2010, 2015 samt 2020

Akkumulerade investeringar	2010	2015	2020
Miljarder kr			
Biokraftvärme	26-32	30-39	35-45
Gaskombi	<0,1	0,3-0,5	0,5-1

Kraftvärmepotential för referensscenariot 2010–2020

I diagrammet nedan visas kraftvärmepotentialen för 2010–2020 samt befintlig kraftvärmepotential redan idag. Med befintlig kraftvärmepotential avses den potential som finns i nuvarande fjärrvärmesystem (dvs.. 2001 års normalårsvolym).

Figur 24 Figuren visar kraftvärmepotential i befintliga anläggningar samt kraftvärmepotential för 2010, 2015 och 2020. Befintlig potential avser det fall då fjärrvärmesystemens värmeförsäljning inte ökar



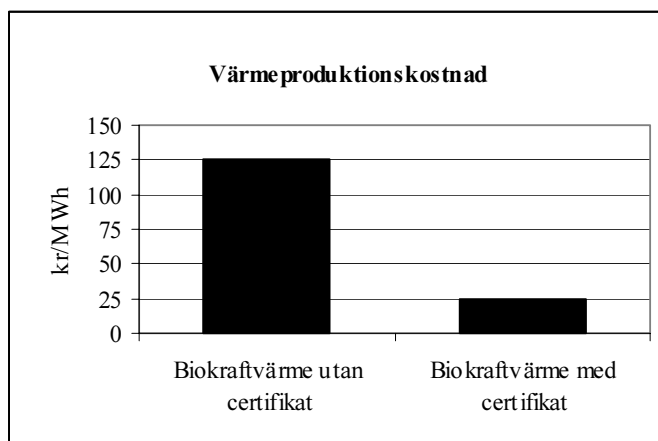
Ur bilden ovan framgår att den största delen av kraftvärmepotentialen finns tillgänglig redan idag i befintligt system. Den befintliga potentialen ligger nämligen i en möjlighet att byta befintliga dyrare produktionsanläggningar mot mindre kostsamma biokraftvärmeanläggningar. Dessa biokraftvärmeanläggningar är gynnade ekonomiskt via en relativt sett låg biobränslekostnad samt framförallt via intäkter från försäljning av elcertifikat. Kraftvärmepotentialen i det befintliga fjärrvärmesystemet är i referensscenariot knappt 13 TWh, vilket utgör ca 75 % av den ackumulerade totala potentialen år 2020. Den framtida tillväxten i fjärrvärmeleveranserna svarar således för en mindre del av den totala kraftvärmepotentialen.

Att kraftvärmepotentialen är så pass betydande i det befintliga fjärrvärmesystem, och inte enbart är beroende av en expansion av fjärrvärmenäten kan förefalla vara ett något överraskande resultat. Det främsta skälet är att de ekonomiska förutsättningarna för biobränslebaserad kraftvärme förbättrats radikalt genom att elcertifi-

katsystemet infördes år 2003. Elcertifikaten ökar dramatiskt lönsamheten i biokraftvärmeinvesteringar.

Nedan illustreras effekten av elcertifikaten på värmeproduktionskostnaden i en biokraftvärmeanläggning. Värmeproduktionskostnaden definieras som bränslekostnad justerade för förluster samt med avdrag för intäkt från elproduktion.

Figur 25 Illustration av värmeproduktionskostnad för biokraftvärme utan certifikat och med certifikat



4.2.2 Simuleringar och scenarioanalys

I uppdraget ingick att utöver en potentialuppskattning i form av ett referensscenario, att även genomföra simuleringar för att undersöka hur potentialerna påverkas vid förändringar i parametrarna.

Simuleringen sker genom ett stort antal beräkningar, med olika kombinationer av nivåer på de variabla parametrar som redovisades i avsnitt 4.1.3. I efterföljande avsnitt redovisas resultatet av simuleringarna för år 2010, år 2015 och år 2020, vilket är utgångsläget för uppskattningen av den ekonomiska kraftvärmepotentialen.

Nedan redovisas de scenarier som studerats. Av utrymmesskäl åskådliggörs resultaten för dessa scenarier endast för år 2015.

- Elcertifikatsystemet slopas efter år 2010.
- Koncessionsplikt införs mellan integrerbara system.
- Naturgasledning till Mälardalen och Gävle.

- CO₂-skatten på kraftvärmeproduktion slopas.
- Handel med utsläppsrätter slopas.
- Kombinerade förändringar av grundförutsättningar.

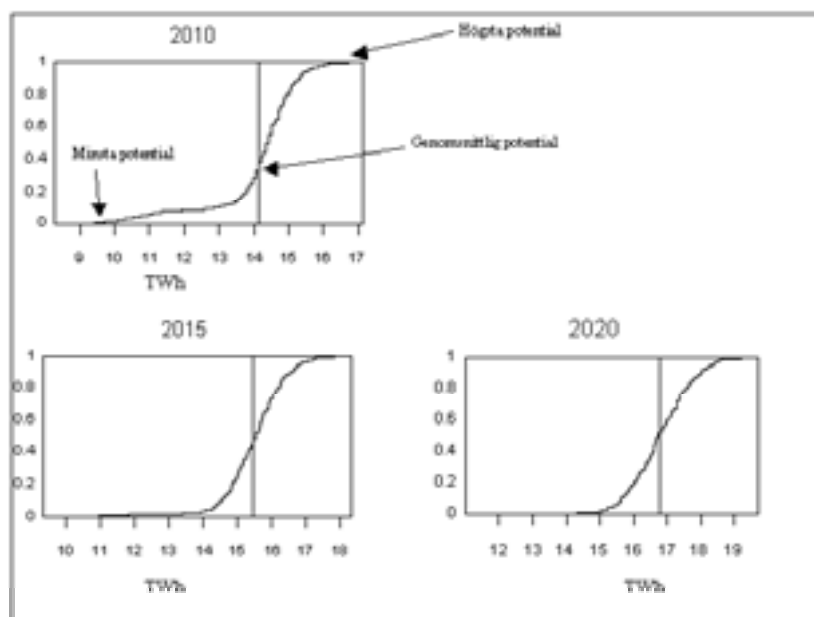
Kraftvärmepotential i utgångsläget

Föreliggande simuleringar utgår från befintliga marknadsförutsättningar.

Simuleringarna resulterar i ett antal olika beräkningsutfall avseende värdet på kraftvärmepotentialen. Dessa beräkningsutfall sorteras i storleksordning varvid en S-formad kurva erhålles enligt figurerna nedan. På den horisontella axeln anges värde på kraftvärmepotentialen (elbalans, netto). De beräkningsutfall som korresponderar till de minst gynnsamma nivåerna på de variabla parametrarna visas längst till vänster på S-kurvan. På motsvarande sätt visas de beräkningsutfall som korresponderar till de mest gynnsamma nivåerna på de variabla parametrarna längst till höger på S-kurvan. Alla andra beräkningsutfall representerar olika punkter däremellan på S-kurvan.

Det lodräta strecket, mitt i diagrammen, anger det vägda genomsnittet av alla beräkningsutfall.

Figur 26 I figurerna visas kraftvärmepotentialen för 2010, 2015 samt 2020. På den vågräta axeln visas kraftvärmepotentialen (i TWh) och på den lodräta axeln visas andelen av beräkningsutfallen (mätt i andel av totala antalet beräkningsutfall)



Simuleringarna uppskattar den ekonomiska kraftvärmepotentialen i fjärrvärmesystemen till följande:

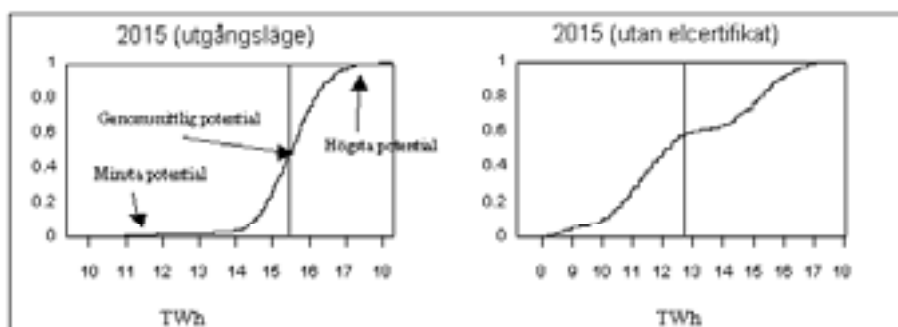
- År 2010 – drygt 14 TWh med intervallet 13,3–15,3 TWh.
- År 2015 – ca 15,5 TWh med intervallet 14,6–16,6 TWh.
- År 2020 – ca 17 TWh med intervallet 15,6–18 TWh.

Det kan noteras att spridningen av beräkningsutfallen är större för 2010 jämfört med 2015 och 2020. Detta beror främst på antagandet om att en del av befintliga anläggningar kommer att behöva reinvesteringar med tiden. Reinvesteringsbehovet är större 2020 än 2010, vilket får effekten att denna alternativreinvestering ökar lönsamheten i kraftvärmeinvesteringen i en större andel av beräkningsfallen år 2020 än år 2010.

Elcertifikatsystemet slopas

I nedanstående bild illustreras kraftvärmepotentialen i utgångsläget samt för ett scenario där certifikatsystemet slopas efter år 2010. Vid beräkning av intäkter från elproduktionen i detta scenario ingår följaktligen ingen ersättning för elcertifikat.

Figur 27 I figurerna visas kraftvärmepotentialen för 2015, dels i utgångsläget dels i ett scenario utan elcertifikat. På den vågräta axeln visas kraftvärmepotentialen (i TWh) och på den lodräta axeln visas andelen av beräkningsutfallen (mätt i andel av totala antalet beräkningsutfall). Det förväntade värdet på kraftvärmepotentialen minskar i scenariot utan elcertifikat med 2,5 TWh jämfört med utgångsläget

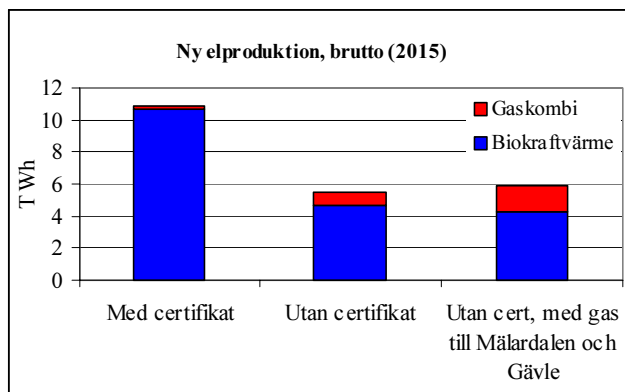


I ett scenario utan elcertifikat, minskar potentialen från drygt 15 TWh till ca 12,5 TWh. Jämfört med utgångsläget halveras kapaciteten på ny biokraftvärme, medan kapaciteten på den nya gaskombi-kraftvärme som byggs ökar 3 ggr (dock från en låg nivå). Nettoeffekten av detta blir att potentialen minskar med 2,5 TWh.

Spridningen i beräkningsutfallen i scenariot utan elcertifikat är större än i utgångsläget. Detta beror på att avkastningen för fler investeringar hamnar ”i närheten av” avkastningskravet och blir därmed känsligare för förändringar i de variabla parametrarna.

Som komplement åskådliggörs även ett scenario utan elcertifikat, men med naturgas tillgängligt i Mälardalen och Gävle. Nedan åskådliggörs effekten på fördelningen av ny elproduktionskapacitet mellan biokraftvärme och gaskombi. Det framgår att potentialen inom biobränsle halveras, men att det sker en viss kompensation av att gaskombiinvesteringar genomförs istället.

Figur 28 Fördelning av ny elproduktion, brutto (2015) mellan gaskombi och biokraftvärme. De tre staplarna åskådliggör tre olika scenarier: med certifikat, utan certifikat samt ett scenario utan certifikat men med gas tillgängligt i Mälardalen och Gävle



Det bör noteras att om elcertifikatsystemet slopas efter 2010 så blir kraftvärmepotentialen väsentligt mer känslig för förändringar i de andra grundförutsättningarna, såsom koncessionsplikt mellan närliggande system, CO₂-skatt och tilldelning av utsläppsrätter. Detta berörs närmare i avsnitt 4.2.2.7.

Koncessionsplikt mellan integrerbara system

Baserat på tekniska och praktiska förhållanden har närliggande system antagits vara sammankopplingsbara med varandra. När två system integreras i modellen så utnyttjas den samlade produktionskapaciteten i de integrerade systemen för det samlade värmeunderlaget i systemen¹⁰. De system som antas vara sammankopplingsbara anges i tabellen nedan.

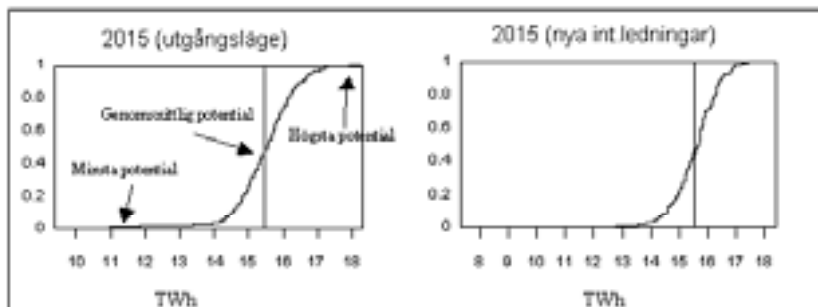
¹⁰ Utnyttjandetiden antas vara oförändrad vid integration av närliggande system. I verkligheten kan det ske en liten ökning, då mer ledningar ger större distributionsförluster med hög utnyttjandetid.

Figur 29 Kommuner som inte är integrerade idag men som antas ha möjlighet att integreras på sikt. Som nämnts tidigare, behandlas de tre näten i Stockholm som ett nät redan från början

<i>Kommuner som antas ha möjlighet att integreras på sikt</i>					
Danderyd	med	Stockholm	Nora	med	Örebro
Falkenberg	med	Halmstad	Sandviken	med	Gävle
Falun	med	Borlänge	Solna	med	Stockholm
Hammarö	med	Karlstad	Staffanstorps	med	Malmö
Haninge	med	Stockholm	Svalöv	med	Malmö
Helsingborg	med	Malmö	Södertälje	med	Stockholm
Höganäs	med	Malmö	Timrå	med	Sundsvall
Kungsbacka	med	Göteborg	Trelleborg	med	Malmö
Kungälv	med	Göteborg	Trollhättan	med	Uddevalla
Kävlinge	med	Malmö	Täby	med	Stockholm
Köping	med	Västerås	Vallentuna	med	Stockholm
Laholm	med	Halmstad	Varberg	med	Halmstad
Lerum	med	Göteborg	Vellinge	med	Malmö
Lund	med	Malmö	Ängelholm	med	Malmö
Nacka	med	Stockholm			

Nedan visas kraftvärmepotentialen i utgångsläget samt i ett scenario där nya integrationsledningar finns på plats.

Figur 30 I figurerna visas kraftvärmepotentialen för 2015, dels i utgångsläget dels i ett scenario där nya integrationsledningar införs. På den vågräta axeln visas kraftvärmepotentialen (i TWh) och på den lodräta axeln visas andelen av beräkningsutfallen (mätt i andel av totala antalet beräkningsutfall). Det förväntade värdet på kraftvärmepotentialen påverkas inte väsentligt i ett scenario med nya integrationsledningar



Resultatet av simuleringarna visar att potentialen inte påverkas markant i ett fall där antalet integrationsledningar ökas. Den främsta anledningen är att i de orter där integrationsmöjligheter finns, så finns ett utrymme för kraftvärmeinvestering oavsett om en integration sker med ett närliggande nät eller ej. Det finns dock ett antal mindre system som på egen hand inte har ett effektbehov som är tillräckligt för att genomföra en kraftvärmeinvestering men som med integrationsledningar kan nå upp över minimistorleken på en kraftvärmeinvestering. Dessas tillskott på kraftvärmepotentialen är dock marginell.

Integrationsledningar medför inte någon märkbar effekt på fördelningen av kraftvärmepotentialen mellan biokraftvärme och gas-kombi, under förutsättning att elcertifikatsystemet består bortom år 2010.

Emellertid, om elcertifikatsystemet slopas efter 2010 så blir kraftvärmepotentialen väsentligt mer känslig för införande av koncessionsplikt mellan integrerbara system. Kraftvärmepotentialen *ökar* om koncessionsplikt införs, givet att elcertifikatsystemet slopas 2010. Detta berörs närmare i avsnitt 4.2.2.7.

Naturgasledning till Mälardalen och Gävle 2015

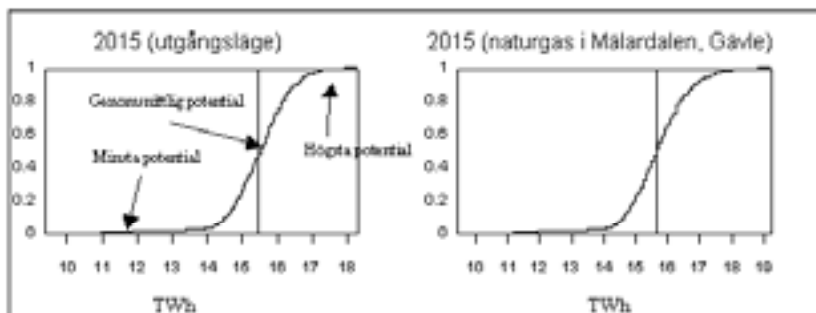
I ett scenario där naturgas finns tillgängligt i Mälardalen och Gävleområdet, antas följande kommuner få tillgång till naturgas:

Figur 31 Kommuner som antas få tillgång till naturgas om Mälardalen och Gävle får tillgång till naturgas

<i>Kommuner med tillgång till naturgas om Mälardalen och Gävle får tillgång till naturgas</i>			
Aneby	Hofors	Sala	Täby
Askersund	Håbo	Sandviken	Upplands Bro
Botkyrka	Jönköping	Sigtuna	Upplands Väsby
Danderyd	Katrineholm	Sollentuna	Uppsala
Enköping	Kumla	Solna	Vadstena
Eskilstuna	Linköping	Stockholm	Vaggeryd
Finspång	Mjölby	Strängnäs	Västerås
Flen	Motala	Sundbyberg	Älvkarleby
Gnesta	Norrköping	Södertälje	Ödeshög
Gävle	Nyköping	Tierp	Örebro
Hallsberg	Oxelösund	Tranås	

Nedan visas kraftvärmepotentialen utgångsläget samt i ett scenario där naturgas finns tillgängligt i Mälardalen och Gävle.

Figur 32 I figurerna visas kraftvärmepotentialen för 2015, dels i utgångsläget dels i ett scenario där naturgas finns tillgängligt i Mälardalen och Gävle. På den vågräta axeln visas kraftvärmepotentialen (i TWh) och på den lodräta axeln visas andelen av beräkningsutfallen (mätt i andel av totala antalet beräkningsutfall). Det förväntade värdet på kraftvärmepotentialen påverkas inte väsentligt av att naturgas finns tillgängligt i Mälardalen och Gävle



Resultatet av simuleringarna visar att kraftvärmepotentialen inte påverkas markant i ett fall där naturgas finns tillgängligt i Mälardalen och Gävle. Däremot sker en viss förskjutning av potentialen, från bi kraftvärme till gaskombi. Gaskombipotentialen fördubblas vilket sker på bekostnad av bi kraftvärmepotentialen. Anledningen till att ett utbyggt naturgasnät endast får ett begränsat genomslag på potentialen är att bi kraftvärmeinvesteringarna i de flesta fall är mer lönsamma i modellen. Notera dock att ett utbyggt naturgasnät skulle kunna medföra ett prisfall på bi bränsle i vissa regioner, samt påverkan på andra priser och variabler. Effekten av detta har inte beaktats i modellen.

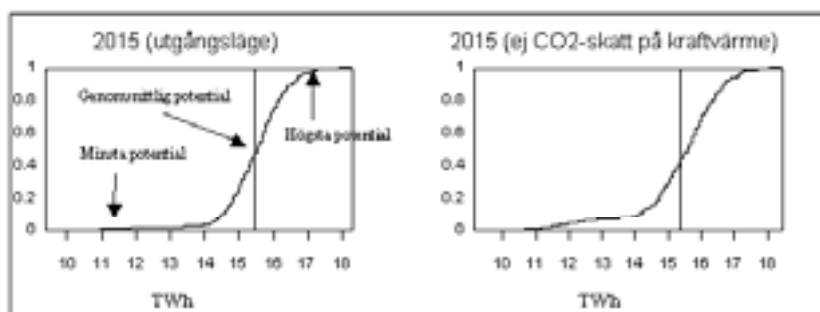
Slopad CO₂-skatt på kraftvärmeproduktion

Med nuvarande beskattningssystem belastas kraftvärmeproduktion med 21 % av koldioxidskatten på värmedelen (som härleds via proportionering). Elproduktionen belastas ej med CO₂-skatt.

Nedan åskådliggörs effekten av att kraftvärmeproduktion blir helt befriat från CO₂-skatt. En sådan skattesänkning gynnar ny

gaskombi, men även också befintlig kraftvärmeproduktion med kol, olja och gas. Lönsamheten i att genomföra en biokraftvärmeinvestering minskar således.

Figur 33 I figurerna visas kraftvärmepotentialen för 2015, dels i utgångsläget dels i ett scenario där kraftvärmeproduktion blir helt befriad från CO₂-skatt. På den vågräta axeln visas kraftvärmepotentialen (i TWh) och på den lodräta axeln visas andelen av beräkningsutfallen (mätt i andel av totala antalet beräkningsutfall). Det förväntade värdet på kraftvärmepotentialen påverkas inte väsentligt i ett scenario där kraftvärmeproduktion blir helt befriad från CO₂-skatt



Det sker endast en marginell ökning av kraftvärmepotentialen vid en slopad CO₂-skatt på kraftvärme. Det som sker är en förskjutning från investeringar i biokraftvärme till investeringar i gaskombi. Detta som en följd av att gaskombiinvesteringarna gynnas av en slopad CO₂-skatt. En motverkande effekt av en slopad CO₂-skatt är att befintlig fossil kraftvärmeproduktion blir billigare, vilket minskar den besparing som kan göras genom nya biokraftvärmeinvesteringar. Resultatet blir att en del investeringar i biokraftvärme inte klarar lönsamhetskravet.

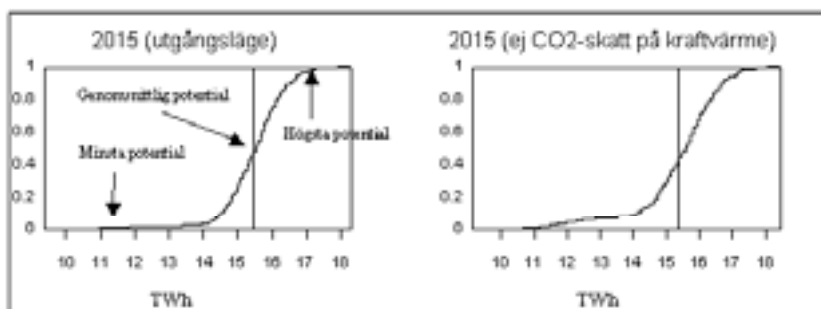
Om elcertifikatsystemet slopas efter 2010 så blir kraftvärmepotentialen väsentligt mer känslig för slopande av CO₂ skatt och tilldelning av utsläppsrätter. Kraftvärmepotentialen *ökar* väsentligt om CO₂ skatt slopas i kombination med fri tilldelning av utsläppsrätter till nya anläggningar, givet att certifikatsystemet slopas 2010. Detta berörs närmare i avsnitt 4.2.2.7.

Handel med utsläppsrätter slopas

I modellen belastas utsläpp av CO₂ med kostnader för inköp av utsläppsrätter.

Nedan åskådliggörs effekten av handeln med utsläppsrätter slopas. Effekten av detta är marginell.

Figur 34 I figurerna visas kraftvärmepotentialen för 2015, dels i utgångsläget dels i ett scenario där systemet med CO₂-handel slopas. På den vågräta axeln visas kraftvärmepotentialen (i TWh) och på den lodräta axeln visas andelen av beräkningsutfallen (mätt i andel av totala antalet beräkningsutfall). Det förväntade värdet på kraftvärmepotentialen påverkas inte väsentligt i ett scenario där systemet med CO₂-handel slopas



Om elcertifikatsystemet slopas efter 2010 så blir kraftvärmepotentialen mer känslig för slopande av handel med CO₂-utsläppsrätter. Kraftvärmepotentialen minskar marginellt om handel med utsläppsrätter slopas, givet att certifikatsystemet slopas 2010.

Kombinerade förändringar av grundförutsättningar

Som framgått ovan är elcertifikatsystemets fortsättning eller slopande efter år 2010 den grundförutsättning som enskilt har den största påverkan på kraftvärmepotentialen. Kraftvärmepotentialen faller från 15,6 TWh vid evigt elcertifikatsystem till 12,5 TWh vid slopat system efter år 2010.

Emellertid, om elcertifikatsystemet slopas efter 2010 så blir kraftvärmepotentialen väsentligt mer känslig för förändringar i de andra grundförutsättningarna, såsom koncessionsplikt mellan integrerbara system, CO₂-skatt och tilldelning av utsläppsrätter.

Nedan ges översiktligt några exempel på konsekvenser vid kombinerade förändringar av grundförutsättningarna.

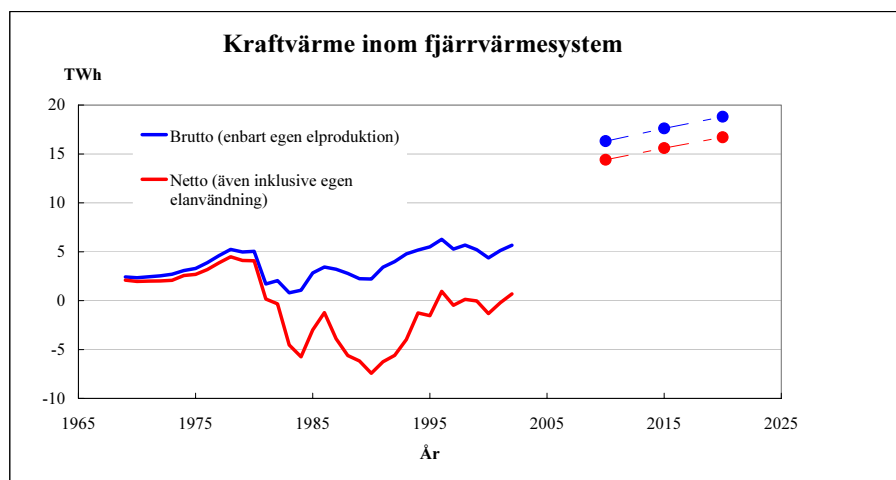
- Elcertifikatsystemet slopas efter år 2010 och koncessionsplikt införs mellan integrerbara system. Kraftvärmepotentialen *ökar* knappt 2 TWh från referensfallet 12,5 TWh
- Elcertifikatsystemet slopas efter år 2010, koncessionsplikt införs mellan integrerbara system, CO₂-skatt slopas för kraftvärmeproduktion samt fri tilldelning av utsläppsrätter till nya anläggningar. Kraftvärmepotentialen *ökar* cirka 4 TWh från referensfallet 12,5 TWh

4.3 Avslutande diskussion

4.3.1 Kraftvärmepotential i fjärrvärmesystem

Fjärrvärmebyråns modell över den svenska fjärrvärmemarknaden har tjänat som underlag vid uppskattning av kraftvärmepotentialen år 2010, 2015 samt 2020. I diagrammet visas kraftvärmepotentialen i anslutning till fjärrvärme samt den historiska kraftvärmeproduktionen (mätt i elbalans brutto samt netto).

Figur 35 Historisk kraftvärmeproduktion brutto och netto för perioden 1970–2003 samt beräknad kraftvärmepotential om 14 TWh år 2010, 15,5 TWh 2015 samt 17 år 2020



Av diagrammet framgår att den teoretiskt sett ekonomiska kraftvärmepotentialen inom fjärrvärmesystemen har uppskattats till drygt 14 TWh för 2010, ca 15,5 TWh för 2015 samt 17 TWh för 2020. Potentialen ligger dels i att det är lönsamt att byta ut befintlig värmeproduktion mot biokraftvärmeproduktion (som är ekonomiskt gynnad av bl.a. elcertifikat), dels i en volymtillväxt av fjärrvärmeunderlaget.

Modellen pekar, givet förutsättningarna, på en stark dominans av en biobaserad kraftvärmeproduktion. Detta är bland annat en effekt av de starka styrmedel som finns mot en förnyelsebar elproduktion. Man kan dock konstatera att elbranschen sannolikt kommer att iaktta försiktighet när det gäller att bli alltför beroende av en typ av bränsle. Detta är en lärdom man dragit från omställningen av energisystemet som skedde som ett resultat av oljekrisen. Vidare har, som angivits i begränsningarna till modellen, inte hänsyn tagits till att det finns praktiska logistiska begränsningar gällande en utbyggnad av biobränslebaserad kraftvärmeproduktion i anslutning till exempelvis storstadsregioner.

Den enskilt viktigaste förutsättningen för kraftvärmepotentialen är om elcertifikatsystemet slopas efter år 2010, eller om systemet fortsätter under mycket lång tid. Kraftvärmepotentialen faller från 15,6 TWh vid evigt elcertifikatsystem till 12,5 TWh vid slopat system år 2010. Vid evigt elcertifikatsystem har förändringar i övriga grundförutsättningar relativt begränsad påverkan på kraftvärmepotentialen

Emellertid, om elcertifikatsystemet slopas efter 2010 så blir kraftvärmepotentialen väsentligt mer känslig för förändringar i de andra grundförutsättningarna, såsom koncessionsplikt mellan integrerbara system, CO₂-skatt och tilldelning av utsläppsrätter. Vid slopat certifikatsystem 2010 ökar kraftvärmepotentialen knappt 2 TWh om koncessionsplikt införs mellan integrerbara system. Om utöver koncessionsplikt även CO₂-skatten slopas för kraftvärmeproduktion och nya anläggningar får fri tilldelning av utsläppsrätter, ökar kraftvärmepotentialen med totalt 4 TWh.

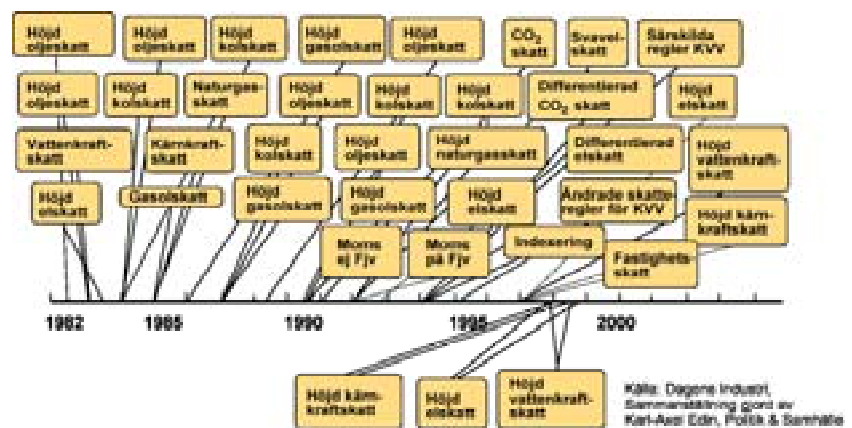
4.3.2 Ekonomisk potential vis-à-vis genomförd kraftvärme

Vi har uppdragits av Fjärrvärmeutredningen att analysera den *ekonomiska potentialen* för kraftvärme. Som tidigare beskrivits kan det utslutas att de volymer som redovisas i denna rapport kan visa sig

överskatta den faktiskt genomförda kraftvärmevolymen. Det ligger utom ramen för vårt uppdrag att analysera bakomliggande faktorer till varför kraftvärme inte har byggts eller kommer att byggas i den utsträckning som den uppskattade ekonomiska potentialen ger uttryck för. Här tas därför endast översiktligt några olika aspekter upp.

Ett grundläggande problem är osäkerheten i förutsättningarna som är förknippade med kraftinvesteringar. Dessa osäkerheter avser förändringar i beskattning, miljöavgifter, regelverk m.m., som påverkar lönsamheten i energiinvesteringar. Detta skapar i grunden osäkerhet för såväl nuvarande som potentiella investeringar i kraftvärme. Nedan illustreras historiska förändringar på energi-marknaden:

Figur 36 Historiska förändringar av förutsättningar för energi-marknaden



Källa: Dagens industri, Sammanställning gjord av Karl-Axel Edin, Politik och Samhälle.

Bilden ovan kan kompletteras med införandet av elcertifikatsystem samt osäkerheten kring dess långsiktighet.

Nedan ges ett antal olika begränsande aspekter som framkommit avseende vissa genomförda eller aviserade kraftvärmeinvesteringar, vilka sammantaget bidrar till att verkligt genomförd kraftvärmevolym understiger den teoretiskt uppskattade potentialen:

- *Osäkerhet avseende de långsiktiga förutsättningarna:*
Den som avser investera i kraftvärme kan befara att förutsättningarna riskerar förändras framgent i motsvarande omfattning

som de historiska förändringarna, illustrerades i figuren ovan. Då en kraftvärmeinvestering innebär ekonomiskt åtagande på åtminstone 20 år, kan investeraren göra bedömningen att det finns betydande risk att underlaget i den ursprungliga investeringskalkylen förändras negativt under denna period, i värsta fall att hela investeringen kullkastas.

Ett exempel på detta är gaskraftvärmeinvesteringen i Rya i Göteborg, där förutsättningarna som gällde då investeringsbeslutet fattades i början av 2004 kom att försämrans senare under året.

Ett annat exempel är Sydkraft, numera Eon, som parallellt driver en tillståndsprocess för dels ett gasbaserat kraftverk dels biobränslebaserat kraftverk. Enligt uppgift skapar man en flexibilitet att kunna göra ett slutligt beslut om investering i ett sent skede beroende på hur förutsättningarna är uppfyllda.

De större pågående och planerade kraftproduktionsinvesteringar i Sverige avser främst produktionsökning i kärnkraft- och vattenkraftanläggningar, ofta i samband med reinvestering. Den största pågående kraftinvesteringen i Norden är det femte kärnkraftverket i Finland, där investörerna består av såväl industriföretag som kraftbolag.

Sammantaget innebär detta att företag och ägare förefaller agera med försiktighet inför svenska investeringar i kraftvärme med hänsyn till osäkerheterna.

- *Stora investeringar relativt företagens storlek:*

Investering i kraftvärme innebär en stor investeringsutgift relativt företagets omsättning. Exempelvis motsvarar Göteborg Energi's investering i gaskraftvärmeverket i Rya ca 70 % av koncernens årsomsättning, exklusive de åtaganden man gjort i ett långt gasavtal.

Bland några andra kommunala bolag som undersöker eller överväger kraftvärmeinvestering har noterats att investeringsbeloppen uppgår till ca 35–160 % av årsomsättningen. Det kan noteras att investeringar av denna betydande storlek innebär signifikant risktagande för dels energiföretagen dels de kommunala ägarna (borgensåtaganden, finansiering m.m.). Ett alternativ är att företaget istället väljer investering i enbart värmeproduktion, som innebär betydligt lägre investeringsbelopp samt att man undviker risker förknippade elproduktionens förutsättningar.

Undersökningar av PricewaterhouseCoopers under senare delen av 2003 indikerade att flera kommuner inte vill att den egna elverksamheten ska vara utsatt för risk. Detta begränsar verksamheten för såväl elhandel som investeringar i elproduktion.

- *Tillgång och förutsättningar för insatsbränslen:*

En viktig parameter vid investeringsbeslut är de framtida förutsättningarna för insatsbränslen, såväl avseende tillgång som bränslets kostnader och konkurrenskraft. I föreliggande rapport är bibränsle och naturgas särskilt relevanta att studera.

Det finns uttalade ambitioner att det svenska energisystemet ska inriktas mot en ökad andel bibränsle i såväl värme- som elproduktion. Denna inriktning förstärks av att beräkningsresultaten i denna rapport indikerar en betydande andel av kraftvärmepotentialen utgörs av bibränsle. Emellertid baseras beräkningarna på de mycket förenklade antagandena om ett gemensamt pris på bibränsle i Sverige, samt att bibränslepriset är oförändrat i reala termer trots att efterfrågan ökar kraftigt i takt med att bibränsle kraftvärme byggs ut.

De som ska investera i bibränsle kraftvärme måste emellertid bilda sig en egen uppfattning om den framtida anskaffningskostnaden för bibränsle till den ort kraftverket ska uppföras. Det har noterats att det finns olika uppfattningar om hur bibränslepriset kommer att utvecklas på längre sikt, och att vissa farhågor har dryftats att konsekvensen av en kraftig ökad bibränsleanvändning kan innebära att bibränslepriset ökar.

Situationen är än mer komplex avseende tillgång och förutsättningar för naturgas.

Enligt uppskattningar gjorda av bl. a. Svensk Naturgas bedöms stora mängder naturgas kunna avsättas i östra och mellersta Svealand till framförallt fjärrvärmesystem och större industri. Kraftvärme utgör en övervägande del av denna gaspotential. Motsvarande potentialuppskattningar av nya leveransområden har även gjorts av bland andra Nova Naturgas och Sydkraft Gas. Exempel på potentiella marknader är områden kring Örebro, Linköping, Mälardalen, Stockholmsområdet, Gävle och delar av Bergslagen. Avsiktsförklaringar och intentionsavtal har ingåtts i flera av dessa områden, enligt uppgift om storleksordning 10–15 TWh gas.

Emellertid är de ekonomiska förutsättningar för gasbaserad kraftvärme inte entydigt konkurrenskraftiga, vilket även framgår av analyserna i föreliggande rapport. Detta skapar osäkerhet i lönsamheten att dra nya gasledningar till nya försörjningsområden. Exempelvis har Svensk Naturgas i tidigare tidplaner indikerat en driftsatt gasledning till östra Svealand omkring 2008, men enligt uppgift (februari 2005) är tidplanen försenad till omkring 2010–2012 för storskalig tillförsel av gas som är konkurrenskraftig för kraftvärme.

Ovan nämnda bränsleaspekter kan sammantaget påverka beslut om investering i kraftvärme, exempelvis avseende tidpunkt, storlek och val av alternativ.

- *Elprisutveckling:*

Kraftpriset på den nordiska marknaden sjönk till låga nivåer under de första åren efter att Sverige reformerades 1996. Under perioden efter 1996 togs kraftproduktionskapacitet ur drift, dels av kraftbolag dels av industriföretag. Den kapacitet som togs ur drift bestod bl.a. av produktion med hög rörlig kostnad i relation till de låga prisnivåerna, exempelvis fossileldad kondensproduktion. Under vintern 2002 och 2003, med kapacitetsbrist och höga marknadspriser, återtog en del produktion ur s k "malpåse".

Med hänvisning till tidigare nämnda osäkerheter i förutsättningar bör tilläggas att påverkan av elprisvariationer skiljer sig mellan anläggningar med låg rörlig kostnad (vattenkraft och kärnkraft) och högre rörlig kostnad (kraftvärme, kondenskraft). Lägre elprisnivåer slår dubbelt mot de sistnämnda anläggningarna, dels i form av minskat kassaflöde då anläggningen körs och dels i form av kortare körtid, eftersom anläggningen endast körs då rörlig kostnad understiger elpriset. Om det dessutom råder osäkerhet om kraftvärmens framtida förutsättningar, kan aktörerna i ett sådant scenario anse det vara rationellt att genomföra andra typer av investeringar istället.

- *Tidsaspekten:*

Det tar många år från ett initialt beslut till dess ett kraftvärmeverk är uppfört och driftsatt, exempelvis tid för miljöprovning, förberedelser, upphandling och uppförande. Uppskattade potentialer kan därmed ske senare än förväntat pga förseningar. Vidare kan en utdragen förberedelseprocess riskera leda till att

man ändrar tidigare beslut och avbryter investeringen, varvid kraftvärmeverket uteblir.

- *Andra aspekter:*

Vissa av marknadens aktörer anger som förklaring att de stora energibolagen i Sverige – främst Vattenfall, Fortum och Eon – inte önskar ett ökat elutbud i det nordiska elsystemet. Ett isolerat kraftvärmeprojekt kan vara lönsamt i sig, men om det extra elutbud på marknaden som investeringen för med sig medför lägre elpriser kan kraftvärmeinvesteringen ha en negativ inverkan på lönsamheten i energibolagens totala kraftproduktionsportföljer menar vissa aktörer.

Det bör noteras att av den uppskattade ekonomiska kraftvärmepotentialen står de stora energibolagen Vattenfall, Fortum och Sydkraft/E.ON för 40 %, medan resterade 60 % återfinns hos energibolag med främst kommunala ägare.

Vidare kan investeringar som i förstone förefaller vara ekonomiskt lönsamma, av investeraren befaras vara olönsam pga. exempelvis miljö och opinionseffekter. Exempelvis möttes en aviserad investering i restoljebaserad kraftproduktion i Stenungsund av kraftiga protester, vilket bidrog till att Vattenfall skrinlade projektet.

Sammanfattningsvis kan noteras utifrån den översiktliga diskussionen ovan, att ett antal aspekter leder till att verkligt genomförda investeringar i kraftvärme understiger den ekonomiska potential som teoretiskt uppskattats i föreliggande rapport.

4.3.3 Jämförelse med andra studier

Vi har nedan sammanställt resultatet av ett urval av nyligen gjorda bedömningar av kraftvärmepotentialen inom den svenska fjärrvärmeindustrin.

Svensk Fjärrvärme publicerade i februari 2004 en rapport "Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden". I denna redovisas en prognos för kraftvärmens utveckling fram till 2010. Denna uppgår till 11 TWh år 2010. Vidare redovisas teoretiska beräkningar av kraftvärmepotentialen (den tekniska potentialen) för 2010 uppgående till 27 TWh. Om naturgas finns tillgängligt även i Mälardalen anges den tekniska kraftvärmepotentialen uppgå till 41 TWh.

Inom ramarna för Nordledenstudien (Fjärrvärme, kraftvärme och avfallsförbränning i Sverige, Juni 2002) genomfördes uppskattningar av den tekniska potentialen för elproduktionen inom fjärrvärmesektorn. Potentialuppskattningarna har gjorts dels om biobränsle har högre prioritet i körordningen än naturgas, dels om naturgas har högre prioritet än biobränsle i körordningen. Potentialuppskattningarna anges till 17–18 TWh respektive 27 TWh.

Potentialuppskattningarna i dessa studier skiljer sig således från de uppskattningar som gjorts i denna studie. Inom ramen för vårt uppdrag ingår dock ingen närmare analys vari skillnaderna består.

<i>Översikt över kraftvärmepotential i Sverige enligt olika bedömningar</i>	<i>TWh_{el} per år</i>
Ekonomisk kraftvärmepotential enligt denna rapport 2010–2020	14-17
Svensk Fjärrvärmes prognos för 2010 (enkät)	11
Svensk Fjärrvärmes beräkning teknisk potential 2010	27
Svensk Fjärrvärmes beräkning teknisk potential 2010 (med naturgas tillgängligt även i Mälardalen)	41
Nordleden, beräkning av teknisk potential (företrädesvis biobränsle)	17-18
Nordleden, beräkning av teknisk potential (företrädesvis naturgas)	27

4.3.4 TPA

Tredjepartstillträde (TPA) i fjärrvärmesystemen har diskuterats inom ramarna för Fjärrvärmeutredningen men det har ej varit en del i vårt uppdrag att djupare analysera denna fråga. TPA-frågan är komplex och ett antal olika frågeställningar skulle behöva penetreras för att effekter av TPA på fjärrvärmemarknaden och kraftvärmepotentialen skall kunna bedömas. Nedan ges exempel på sådana frågeställningar.

Erfarenheter av avreglering på andra marknader är svåra att överföra till fjärrvärmemarknaden då den består av över 200 lokala delmarknader.

Generellt kan sägas att fjärrvärmemarknaden domineras av stora inträdesbarriärer i form av höga initiala investeringar. De aktörer som sannolikt skulle vara intresserade av TPA är därför i första hand spillvärmeleverantörer.

Innan man kan besvara vilken effekten som TPA skulle ha på kraftvärmepotentialen bör ett antal frågeställningar besvaras:

- Vilka regler skulle gälla för TPA? Hur skulle uppdelningen av ansvar vara mellan producent, nätägare och eventuellt leverantör?
- Hur stor del av fjärrvärmemarknaden är relevant? Var finns spillvärme och vilka utbyggnadsmöjligheter av denna finns i nära anslutning till fjärrvärmenät? Vilka kraftvärmeinvesteringar i industrier kan ”stå på egna ben” och vilka kräver intäkter från försäljning av spillvärme för att genomföras? Hur påverkar sådana investeringar fjärrvärmeföretagens kraftvärmeinvesteringar?
- Vilka möjligheter till konkurrenskraftiga kunderbudanden skulle en oberoende värmeleverantör ha? Hur hanteras perioder av service och underhåll hos processindustrier?
- Vilka möjligheter till korssubventionering skulle finnas mellan icke-konkurrensutsatt samt konkurrensutsatt verksamhet hos befintliga fjärrvärmeföretag och hur påverkar sådana eventuella möjligheter konkurrensen gentemot oberoende värmeleverantörer?
- Hur starkt är spillvärmeleverantörernas intresse att sälja värme till slutkund? Fjärrvärmeförsäljning ligger idag utanför deras kärnverksamhet. Idag köper ett flertal kommuner spillvärme från närliggande industrier till i många fall förmånliga priser. En möjlighet att leverera värme till slutkund skulle kunna användas som argument i förhandling mellan spillvärmeleverantör och fjärrvärmeföretag för att trissa upp priset på spillvärmen. I slutändan skulle detta medföra höjda värmepriser för konsumenterna.

5 Potential för småskalig kraftvärme

För effektbehov som är lägre än de i kapitel 4 studerade minimistorlekarna på kraftvärmeanläggningarna om 8/20 MW_{el} finns tre marknadssegment.

- Mellanskalig kraftvärme 1–8/20 MW_{el}.
- Småskalig kraftvärme 50–1 000 kW_{el}.
- Mikrokraftvärme 0–50 kW_{el}.

Internationellt förekommer både småskalig kraftvärme och mikrokraftvärme. Marknadspenetrationen är hög i Nederländerna, Storbritannien och Tyskland. Vid låga effektbehov används gasmotorer medan små gasturbiner används vid högre effektbehov. Det vanligast förekommande bränslet är naturgas. Med biobränsle som resurs är tillgången på kommersiell teknik betydligt mindre. Det finns visserligen utvecklingsprojekt med biobränsle för småskalig kraftvärme, men det kommer sannolikt att dröja innan kommersiella tillämpningar är tillgängliga.

Priset på småskalig kraftvärmeteknik är fortfarande mycket hög. I Europa betalas omkring 3 000–4 000 EUR/kW_{el} för småskaliga anläggningar.

I Sverige saknas ännu naturgasbaserad småskalig kraftvärme och mikrokraftvärme. Potential finns i regioner där naturgas finns tillgängligt. I viss utsträckning finns biogasbaserade anläggningar.

Inom ramen för detta uppdrag har vi uppskattat teoretiskt tillgängligt värmeunderlag för naturgasbaserad mellanskalig, småskalig kraftvärme samt mikrokraftvärme. Värmeunderlaget för mellanskalig, småskalig samt mikrokraftvärme har antagits utgöras av allt värmeunderlag som finns sedan kraftvärme i anslutning till fjärrvärme (behov större än 20 respektive 8 MW_{el}) utnyttjat sin potential. En grundförutsättning vid uppskattning av värmeunderlaget för mellanskalig, småskalig samt mikrokraftvärme har varit att naturgas finns tillgängligt.

5.1 Metod

För att uppskatta kraftvärmepotentialen har först det potentiella värmeunderlag, som inte nås av kraftvärme i anslutning till fjärrvärme, uppskattats. Informationskällan har varit den modell som tagits fram för beräkning av kraftvärmepotentialen i anslutning till fjärrvärmesystemen.

- I första steget har de tätorter med tillgång till naturgas valts ut. Både de tätorter som har naturgas idag samt de tätorter som skulle få tillgång till naturgas i det fall en naturgasledning dras till Mälarenregionen och Gävle har inkluderats i potentialen. Värmeunderlag utanför tätort ingår ej som underlag till potentialen då dessa ej antas komma anslutas till ett distributionsnät för naturgas.

- I andra steget har värmeunderlaget hänförligt till följande två grupper valts ut:
 - Värmeunderlag i de tätorter där fjärrvärme ej finns tillgängligt.
 - Värmeunderlag i de tätorter med fjärrvärme där det antingen inte varit lönsamt nog med kraftvärme i anslutning till fjärrvärmesystem eller där det inte funnits ett tillräckligt värmeunderlag för kraftvärmeinvestering.

5.2 Beräknad potential

Det potentiella värmeunderlaget för mellan- och småskalig kraftvärme visas i tabellen nedan. Detta potentiella värmeunderlag är betydligt större än de nuvarande naturgasleveranserna till värme marknaden utanför fjärrvärmesystemen. Under 2003 uppgick dessa till 1,8 TWh.

<i>Potentiellt värmeunderlag för mellan- och småskalig kraftvärme</i>			
TWh (värme)	2010	2015	2020
Inom befintligt naturgasnät	6,6	6,1	5,4
Inom framtida naturgasnät	10,6	9,7	8,5
Hela Sverige	37,1	35,3	33,2

Värmeunderlaget minskar från 2010 till 2020. Skälet är att fler tätorter antas nå den undre gränsen för storskalig kraftvärme dvs.. 8 MWel för bio respektive 20 MWel för gas.

Det potentiella värmeunderlaget justeras ner då naturgasen antas kunna bli fysiskt nåbar för endast 50 % av marknaden. Därutöver antas 50 % av nåbara naturgasköpare vara intresserade av småskalig kraftvärme. Då återstår endast följande justerade potentiella värmeunderlag.

<i>Justerat värmeunderlag för mellan- och småskalig kraftvärme</i>			
TWh (värme)	2010	2015	2020
Inom befintligt naturgasnät	1,6	1,5	1,4
Inom framtida naturgasnät	2,7	2,4	2,1

På det justerade värmeunderlaget för mellan- och småskalig kraftvärme har sedan applicerats ett antaget elutbyte som är tillämpligt för småskaliga kraftvärmeanläggningar. Detta approximeras till 0,4. Då erhålls en potentiell elproduktion enligt nedan.

<i>Potentiell elproduktion</i>			
TWh (el)	2010	2015	2020
Inom befintligt naturgasnät	0,7	0,6	0,5
Inom framtida naturgasnät	1,1	1,0	0,8

Våra beräkningar visar att den potentiella elproduktionen för mellan och småskalig uppgår till 0,5–drygt 1 TWh_{el}. Även om samtliga nåbara naturgasköpare skulle vara intresserade är potentialen mindre än 2 TWh_{el}.

5.3 Hinder för brukarägd mikrokraftvärme med fossila bränslen

Enligt gällande energiskattelag är el som producerats i kraftverk mindre än 100 kW inte skattepliktig med avseende på elskatt om producenten inte yrkesmässigt levererar elektrisk kraft, (Skatteverket 2004 och SFS 1994:1776). Detta betyder att skatteavdrag inte får göras för det bränsle som används vid produktionen, men att man är befriad från elskatt.

Om el produceras i ett mikrokraftvärmeverk av brukaren (som inte levererar elektrisk kraft) innebär detta att använt bränsle måste beskattas fullt ut och energiskatt eller koldioxidskatt får erläggas. Däremot behöver brukaren inte betala elskatt. Om naturgas används erläggs ungefär 26 öre/kW för såväl el som värme i energi- och koldioxidskatt.

Om el istället produceras i ett mikrokraftvärmeverk av ett energiföretag (som levererar elektrisk kraft) gäller normala avdragsregler och avdrag får göras för beskattade bränslen som används i elproduktion och värmeproduktion. Men i gengäld måste brukaren betala elskatt för använd el, 24,1 öre/kWh (något lägre i norra Sverige). Värmeproduktionen belastas med koldioxidskatt på knappt 5 öre/kWh. Så ett mikrokraftvärmeverk blir billigare i drift om ett energiföretag äger mikrokraftvärmeverket med dagens energiskatteregler.

Enligt praxis idag blir dock en brukare leverantör när ett avtal om elleverans träffas. Detta betyder att i praktiken kan alla ägare av mikrokraftvärmeverk få samma beskattning som gäller för energiföretag.

6 Kraftvärmepotential inom industrin

Kraftvärmeproduktionen inom industrin i Sverige uppgick 2003 till 5,2 TWh¹¹. 5,1 TWh producerades av pappers- och massaindustrin. Resterande del producerades av kemisk- och petrokemisk industri.

Vi har inte på motsvarande sätt som för fjärrvärmesystemen haft möjlighet att genomföra en detaljerad analys av kraftvärmepotentialen inom industrin baserat på exempelvis data avseende de specifika anläggningarna. Vi har dock enligt uppdrag grovt uppskattat kraftvärmepotentialen i industrin genom en internationell jämförelse.

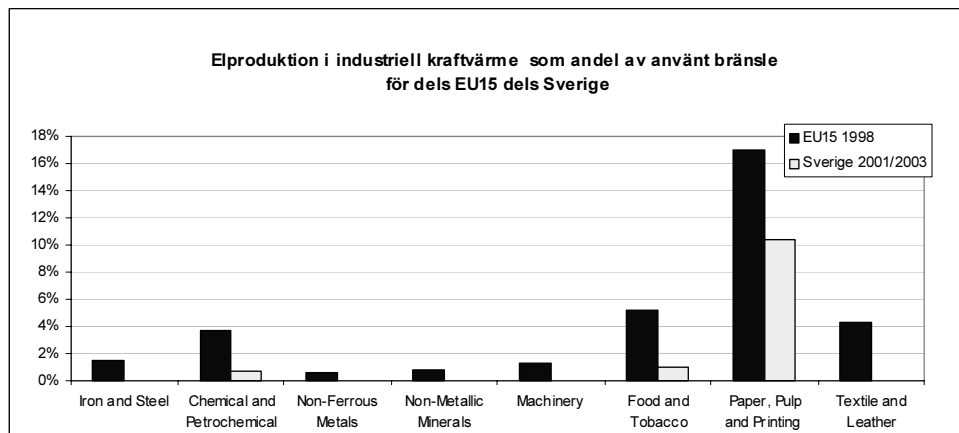
Samtliga jämförelser som görs med utgångspunkt i industrins bränsleanvändning (häri ingår alltså ej industrins elanvändning). Den potential som uppskattas ställer inte i anspråk någon del av det värmeunderlag som uppskattats i samband med kraftvärmepotentialen i anslutning till fjärrvärmesystemen. Någon ”överlappning” mellan potentialen inom industrin samt potentialen inom fjärrvärmesystem finns därför ej.

6.1.1 Internationell jämförelse

En jämförelse mellan Sverige och EU-15 visar att Sverige har en industri som producerar lite egen el i förhållande till sin bränsleanvändning. Nedan visas elproduktionen via industriell kraftvärme som andel av använt bränsle för olika branscher, dels för EU15 1998 dels för Sverige 2001.

¹¹ SCB Årlig energistatistik (el, gas och fjärrvärme), 2003.

Figur 37 Elproduktion i industriell kraftvärme som andel av använt bränsle för EU15 under 1998 och Sverige 2001. Källor: Eurostat, Combined heat and power production in the EU 1994–1998 och IEA, Energy balances of OECD countries 1960–2001, Paris 2003



Av figuren ovan framgår att Sverige har en betydligt lägre andel kraftvärme relativt bränsletillförseln än EU15.

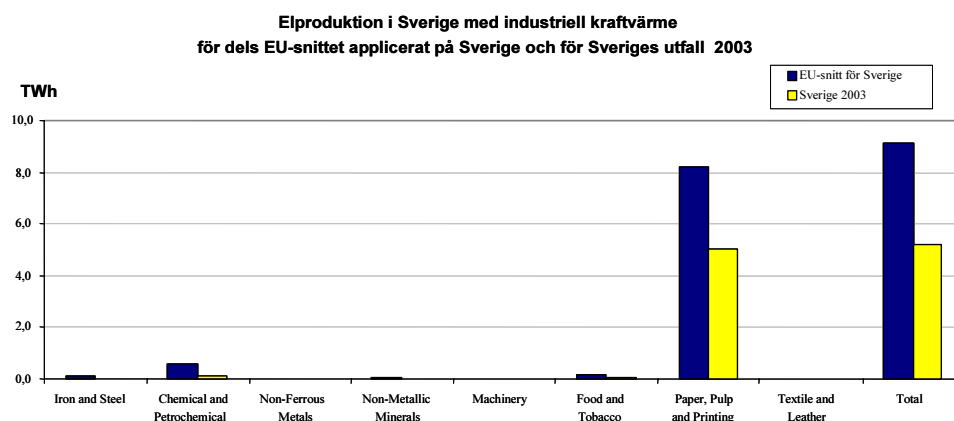
De mest energiintensiva branscherna i Sverige dvs.. pappers- och massaindustrin respektive kemisk- och petrokemisk industri, har en betydligt lägre kraftvärmeproduktion än samma branscher i andra länder.

Kraftvärmepotential i Sverige baserat på jämförelse med EU

I diagrammet nedan visas kraftvärmeproduktionen i Sverige, dels för utfall 2003 dels för EU-snittet applicerat på den svenska bränsleanvändningen inom respektive sektor.

Kraftvärmeproduktionen inom svensk industri uppgick 2003 till 5,2 TWh. Om Sverige hade en lika stor andel kraftvärmeproduktion som EU-snittet skulle kraftvärmeproduktionen kunna uppgå till drygt 9 TWh. Den allra största delen av potentialen finns inom pappers- och massaindustrin enligt figuren. Resterande del finns inom kemisk- och petrokemisk industri.

Figur 38 Elproduktion i Sverige med industriell kraftvärme för EU-snitt 1998 samt utfall 2003

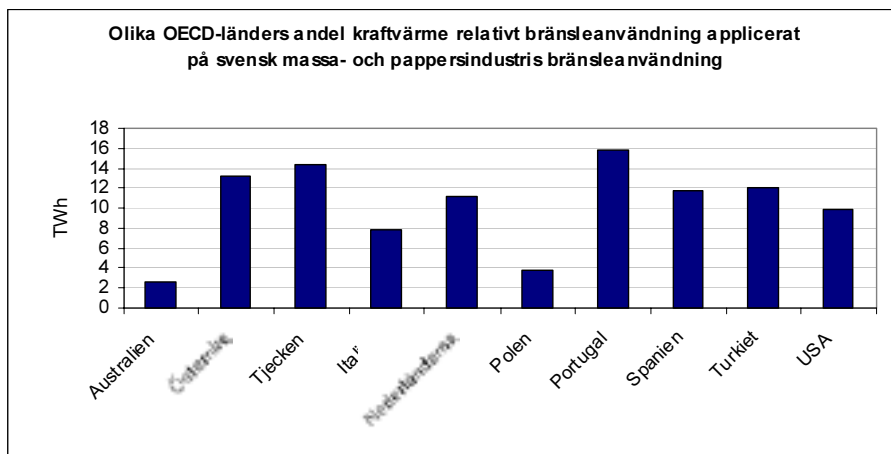


Källa: Eurostat, Combined heat and power production in the EU 1994–1998 och IEA, Energy balances of OECD countries 1960–2001, Paris 2003.

Kraftvärmepotential inom svensk pappers- och massaindustri baserat på jämförelse med OECD-länder

Nedan visas potentiell elproduktion från industriell kraftvärme för Sveriges pappers- och massaindustri givet andra länders andel kraftvärme relativt bränsletillförsel. Ur denna framgår att om det finns en stor potential att öka den svenska elproduktionen inom pappers- och massaindustrin från nuvarande nivåer på drygt 5 TWh till omkring 10–15 TWh.

Figur 39 Olika OECD-länders pappers- och massaindustris andel kraftvärme relativt bränsleanvändning applicerat på svensk pappers- och massa-industris bränsleanvändning (Andel kraftvärme/bränsletillförsel:1998, bränsleanvändning Sverige: 2001)



Källa: IEA Electricity Information 2000.

6.1.2 Jämförelse med genomförda studier

Vi har nedan sammanställt resultatet av ett urval av nyligen gjorda bedömningar av kraftvärmepotentialen inom den svenska industrin.

Svenska Bioenergiföreningen, SVEBIO, publicerade i november 2004 en enkätundersökning som utförts med syfte att få en uppfattning om elcertifikatsystemets effekter på elproduktion från biobränslen. Målgruppen för undersökningen har varit skogsindustrin. 31 av 33 certifikatberättigade biokraftanläggningar inom skogsindustrin har svarat på SVEBIOs frågor. Slutsatserna från enkätundersökningen är att skogsindustrins aktörer förväntar sig en 60 %-ig ökning av biokraftproduktionen; från 2003 års nivå på drygt 4 TWh till 6,3 TWh år 2010. En annan viktig kommentar från skogsindustrin är att man efterlyser ett långsiktigare elcertifikatsystem som sträcker sig efter 2010. Detta skulle medge mer långsiktiga underlag som investeringsbeslut kan grundas på.

En del av de intervjuade bolagen i SVEBIOs undersökning har börjat intressera sig för svartlutsförgasning. Detta är en teknik som medger högre elutbyten inom pappers- och massaindustrin. De

intervjuade bolagen anger dock att det dröjer åtminstone 10 år innan denna teknik är mogen att användas kommersiellt.

Energimyndigheten redovisade i Elcertifikatöversyn, etapp 2 en prognos över en "rimlig" potential fram till 2015 som uppgår till 7 TWh. I samma dokument redovisas även en teknisk potential uppgående till 11–12,7 (Möllersten 2003).

Nedan visas en sammanfattande översikt över kraftvärmepotentialen i Sverige enligt olika bedömningar. Som referensnivå anges utfall 2003.

<i>Översikt över kraftvärmepotential i svensk industri enligt olika bedömningar</i>	<i>TWh el per år</i>
Utfall 2003	5,2
Snitt för EU15 under 1998 applicerat på Sverige	9,1
Snitt för olika framstående OECD-länder 1998 (endast pappers- och massaindustrin)	10-15
SVEBIO enkät, prognos för 2010 (endast skogsindustrin, biokraftvärme)	6,3
Energimyndigheten (år 2015), "rimlig" potential (Elcertifikatöversyn, bil. 6)	7
Möllersten 2003 (teknisk potential industriellt mottryck)	11-12,7

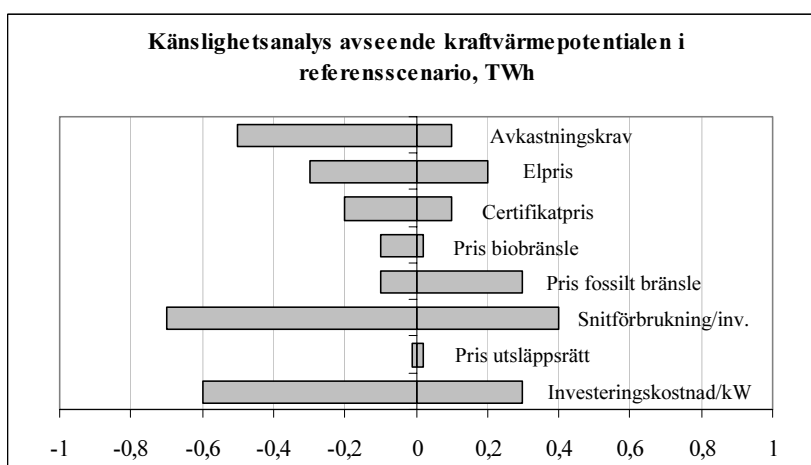
I samband med diskussioner med industrins aktörer framkommer det att det finns ett stort intresse för en utbyggnad av den industriella kraftvärmen. De främsta skälen anges vara dels att investeringarna med dagens elpriser är lönsamma i sig, dels att ett ökat utbud av el på den nordiska elmarknaden medför en ökad möjlighet att förhindra att elpriserna stiger på sikt.

Appendix 1 – Känslighetsanalys avseende kraftvärmepotentialen i anslutning till fjärrvärme

I detta appendix visas resultaten av olika känslighetsanalyser som gjorts med avseende på kraftvärmepotentialen i anslutning till fjärrvärme (som beskrivits i kapitel 4 i rapporten). I känslighetsanalysen har resultatets känslighet med avseende på förändringar i de variabla parametrarna analyserats.

Känslighetsanalysen har gjorts med avseende på referensscenariot 2015. Resultatet åskådliggörs i figuren och kommenteras kort nedan.

Figur Känslighetsanalys avseende kraftvärmepotentialen i referensscenariot 2015



På basis av den gjorda känslighetsanalysen konstateras att den i modellen beräknade kraftvärmepotentialen inte är känslig för enskilda isolerade förändringar i de variabla parametrarna. Observera dock att kraftvärmepotentialen påverkas starkt i de fall där flera av de variabla parametrarna antar ogynnsamma eller gynnsamma värden samtidigt. Detta illustreras i de tidigare redovisade S-kurvorna.

Nedan kommenteras effekterna av förändringar i de variabla parametrarna var och en för sig.

Avkastningskrav

Avkastningskravet har varierats mellan 7,5 och 10,3 % (motsvarar en minskad respektive ökad riskfri realränta med -0,65 % respektive +1,7 % jämfört med referensscenariot). Avkastningskravet påverkar endast i viss utsträckning potentialen för ny kraftvärme. Anledningen är att endast ett fåtal anläggningar ligger i gränzonen till att vara lönsamma. Om effektbehovet för ett system överstiger minimistorleken så är det också i de flesta fall lönsamt att göra investeringen.

Elpris

Elpriset har varierats mellan 200 och 300 kr/MWh. Elpriset påverkar naturligtvis lönsamheten i att bygga ny kraftvärme. De flesta bioinvesteringar står och faller dock inte med ett elpris på 200 kr/MWh, då en betydande del av intäkterna kommer från elcertifikat.

Certifikatpris

Certifikatpriset har varierats mellan 150 och 250 kr/MWh. Certifikatpriset påverkar självklart lönsamheten i att bygga ny biokraftvärme. Förändringar inom intervallet är dock inte avgörande för potentialen. Däremot, om certifikatsystemet slopas, sker stora potentialförändringar vilket beskrivits tidigare.

Pris på biobränsle

Priset på biobränsle har varierats mellan 135 och 165 kr/MWh. Priset på biobränsle påverkar endast marginellt potentialen för ny kraftvärme. Slutsatsen är att med givna förutsättningar och antaganden, så genomförs investering i biokraftvärme i majoriteten av fallen om ett tillräckligt värmeunderlag finns.

Variationer i biopriset medför ej någon markant påverkan på potentialen inom gaskombi.

Pris på fossilt bränsle

Priset på fossilt bränsle (kol, naturgas och olja) har varierats mellan låg och hög nivå. Priset på fossilt bränsle påverkar i viss mån potentialen för ny kraftvärme.

Slutsatsen är att med givna förutsättningar och antaganden, så genomförs investering i bi kraftvärme i majoriteten av fallen om ett tillräckligt värmeunderlag finns. Priset på fossilt bränsle är i sig inte avgörande.

Värmeförbrukning per invånare

Genomsnittlig värmeförbrukning per tätortsinvånare har varierats mellan 8,5 och 9,5 MWh/invånare och år.

Potentialen är känslig för förändringar i detta antagande.

Investeringskostnad per kW

Investeringskostnad per kW har varierats mellan högt och lågt värde, både för gaskombiinvestering samt för bi kraftvärmeinvestering.

Potentialen är känslig för förändringar i detta antagande.

EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS DIREKTIV 2004/8/EG

av den 11 februari 2004

om främjande av kraftvärme på grundval av efterfrågan på nyttiggjord värme på den inre marknaden för energi och om ändring av direktiv 92/42/EEG

EUROPAPARLAMENTET OCH EUROPEISKA UNIONENS RÅD HAR
ANTAGIT DETTA DIREKTIV

med beaktande av Fördraget om upprättandet av Europeiska gemenskapen, särskilt artikel 175.1 i detta,

med beaktande av kommissionens förslag ⁽¹⁾,

med beaktande av Europeiska ekonomiska och sociala kommitténs yttrande ⁽²⁾,

med beaktande av Regionkommitténs yttrande ⁽³⁾,

i enlighet med förfarandet i artikel 251 i fördraget ⁽⁴⁾, och

av följande skäl:

- (1) Möjligheterna att använda kraftvärme för att spara energi är inte tillräckligt utnyttjade i gemenskapen för närvarande. Främjande av högeffektiv kraftvärme på grundval av efterfrågan på nyttiggjord värme är en prioritering för gemenskapen eftersom nyttan med kraftvärme kan bli avsevärd med tanke på besparingar av primäre energi, undvikande av överföringsförluster och minskning av utsläpp, framför allt av växthusgaser. Dessutom kan en effektiv energianvändning genom kraftvärme bidra på ett positivt sätt till försörjningstryggheten och till Europeiska unionens och medlemsstaternas konkurrenssituation. Därför är det nödvändigt att vidta åtgärder för att se till att möjligheterna utnyttjas bättre inom ramen för den inre marknaden för energi.
- (2) I Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/54/EG ⁽⁵⁾ fastställs gemensamma regler för produktion, överföring, distribution och leverans av el inom den inre marknaden för el. I detta sammanhang bidrar utvecklingen av kraftvärme till att öka konkurrensen, även med hänsyn till nya marknadsaktörer.
- (3) I grönboken "Mot en europeisk strategi för tryggad energiförsörjning" konstateras det att Europeiska unionen är kraftigt beroende av sina externa försörjningskällor, som

idag tillgodoser 50 procent av dess behov – en siffra som kommer att stiga till närmare 70 procent år 2030 om de nuvarande tendenserna håller i sig. Importberoende och ökande importandelar ökar risken för försörjningsavbrott eller försörjningssvårigheter. Försörjningstryggheten bör inte enbart ses som en fråga om att minska importberoendet och öka den inhemska produktionen. För en trygg försörjning krävs en lång rad politiska initiativ för att, bland annat, skapa en diversifiering av källor och teknik samt förbättra de internationella relationerna. I grönboken betonades vidare att en trygg energiförsörjning är avgörande för en hållbar utveckling i framtiden. I grönboken framgår avslutningsvis att nya åtgärder för att minska efterfrågan på energi är avgörande, både för att minska importberoendet och för att begränsa utsläppen av växthusgaser. Europaparlamentet efterlyste i sin resolution av den 15 november 2001 om grönboken ⁽⁶⁾ incitament för att uppmuntra en övergång till effektiva anläggningar för energiproduktion, inbegripet kraftvärme.

- (4) I kommissionens meddelande "Hållbar utveckling i Europa för en bättre värld: En strategi för hållbar utveckling i Europeiska unionen", som presenterades vid Europeiska rådets möte i Göteborg den 15 och 16 juni 2001, pekades klimatförändringarna ut som ett av de största hindren för hållbar utveckling. I meddelandet betonades också behovet av att öka användningen av ren energi och att vidta tydliga åtgärder för att minska efterfrågan på energi.
- (5) En ökad användning av kraftvärme som inriktas på primärenergibesparingar kunde vara en viktig del i det åtgärdspaket som behövs för att Kyotoprotokollet till Förenta nationernas ramkonvention om klimatförändringar skall kunna efterlevas, och även i andra strategiska paket för att uppnå ytterligare åtaganden. I meddelandet om genomförandet av första delen av det europeiska klimatförändringsprogrammet pekade kommissionen på främjandet av kraftvärme som en av de åtgärder som behövs för att minska utsläppen av växthusgaser från energisektorn. Kommissionen tillkännagav även att man hade för avsikt att lägga fram ett förslag till direktiv om främjande av kraftvärme under 2002.
- (6) Europaparlamentet välkomnar i sin resolution av den 25 september 2002 om kommissionens meddelande om genomförandet av första delen av det europeiska klimatförändringsprogrammet ⁽⁷⁾ idén om att lägga fram ett förslag till ökade gemenskapsåtgärder för att främja användningen av kraftvärme, och kräver att ett direktiv om främjande av kraftvärme antas snarast.

⁽¹⁾ EGT C 291 E, 26.11.2002, s. 182.

⁽²⁾ EUT C 95, 23.4.2003, s. 12.

⁽³⁾ EUT C 244, 10.10.2003, s. 1.

⁽⁴⁾ Europaparlamentets yttrande av den 13 maj 2003 (ännu ej offentliggjort i EUT), rådets gemensamma ståndpunkt av den 8 september 2003 (ännu ej offentliggjord i EUT) och Europaparlamentets ståndpunkt av den 18 december 2003 (ännu ej offentliggjort i EUT).

⁽⁵⁾ EUT L 176, 15.7.2003, s. 37.

⁽⁶⁾ EGT C 140 E, 13.6.2002, s. 543.

⁽⁷⁾ EUT C 273 E, 14.11.2003, s. 172.

- (7) Vikten av kraftvärme erkändes också i rådets resolution av den 18 december 1997 ⁽¹⁾ och i Europaparlamentets resolution av den 15 maj 1998 om en gemenskapsstrategi för att främja kraftvärme ⁽²⁾.
- (8) I slutsatserna av den 30 maj 2000 och den 5 december 2000 godkände rådet kommissionens handlingsplan för ökad energieffektivitet och pekade på främjandet av kraftvärme som ett av de prioriterade områdena på kort sikt. I sitt betänkande av den 14 mars 2001 om handlingsplanen för ökad energieffektivitet ⁽³⁾ uppmanade Europaparlamentet kommissionen att framlägga förslag om gemensamma bestämmelser om främjande av kraftvärmeteknik i den utsträckning det ur ekologisk synvinkel är förnuftigt.
- (9) Rådets direktiv 96/61/EG av den 24 september 1996 om samordnade åtgärder för att förebygga och begränsa föroreningar ⁽⁴⁾, Europaparlamentets och rådets direktiv 2001/80/EG av den 23 oktober 2001 om begränsning av utsläpp till luften av vissa föroreningar från stora förbränningsanläggningar ⁽⁵⁾ och Europaparlamentets och rådets direktiv 2000/76/EG av den 4 december 2000 om förbränning av avfall ⁽⁶⁾ understryker alla behovet att utvärdera möjligheterna till kraftvärme i nya anläggningar.
- (10) Enligt Europaparlamentets och rådets direktiv 2002/91/EG av den 16 december 2002 om byggnaders energiprestanda ⁽⁷⁾ skall medlemsstaterna se till att det i fråga om nya byggnader med en total användbar golvyta på över 1 000 m² sker en bedömning av om alternativa system, exempelvis kombinerad värme- och elproduktion, är tekniskt, miljömässigt och ekonomiskt genomförbara, och detta skall beaktas innan byggandet inleds.
- (11) Högeffektiv kraftvärme kännetecknas enligt detta direktiv av de energibesparingar som uppnås genom kombinerad istället för separat produktion av värme och el. För att kraftvärmeproduktionen skall kunna betecknas som högeffektiv bör energibesparingarna vara mer än 10 %. För att energibesparingarna skall bli så stora som möjligt och för att undvika att de går förlorade bör största möjliga uppmärksamhet riktas mot driftsvillkoren för kraftvärmepannor.
- (12) Vid utvärdering av primärenergibesparingarna är det viktigt att beakta situationen för de medlemsstater där den mesta elförbrukningen täcks genom import.
- (13) Med hänsyn till insyn och öppenhet är det viktigt att en harmoniserad grunddefinition av kraftvärme antas. När det gäller kraftvärmeanläggningar som är utrustade för separat el- och värmeproduktion, bör sådan produktion inte anses som kraftvärme vid utfärdande av ursprungsgaranti och för statistiska ändamål.
- (14) För att se till att stödet till kraftvärmeproduktion inom ramen för detta direktiv grundas på efterfrågan på nyttiggjord värme och primärenergibesparingar är det nödvändigt att införa kriterier så att energieffektiviteten i den typ av kraftvärmeproduktion som faller under grunddefinitionen skall kunna fastställas och bedömas.
- (15) Det allmänna syftet med detta direktiv bör vara att fastställa en harmoniserad metod för beräkning av kraftvärmeproducerad el och nödvändiga riktlinjer för dess genomförande, med beaktande av metoder som för närvarande utarbetas av de europeiska standardiseringsorganisationerna. Beräkningsmetoden bör gå att anpassa beroende på den tekniska utvecklingen. Tillämpningen av beräkningarna i bilagorna II och III på mikrokraftvärmepannor kan i enlighet med proportionalitetsprincipen baseras på värden från ett typgodkännandeförfarande som godkänts av ett behörigt oberoende organ.
- (16) De definitioner av kraftvärme och högeffektiv kraftvärme som används i detta direktiv påverkar inte användningen av de definitioner i nationell lagstiftning som används för andra syften än de som fastställs i detta direktiv. Det är lämpligt att dessutom använda relevanta definitioner i 2003/54/EG och i Europaparlamentets och rådets direktiv 2001/77/EG av den 27 september 2001 om främjande av el producerad från förnybara energikällor på den inre marknaden för el ⁽⁸⁾.
- (17) Mätningen av produktionen av nyttiggjord värme vid kraftvärmeverkets produktionsställe understryker behovet av att säkerställa att fördelarna med den nyttiggjorda värmen från kraftvärme inte går förlorade i höga värmeförluster från distributionsnäten.
- (18) El-värmeförhållandet är en teknisk uppgift som måste definieras för beräkningen av mängden kraftvärmeproducerad el.
- (19) I detta direktiv kan definitionen av kraftvärmepanna också omfatta utrustning i vilken endast elenergi eller endast värmeenergi kan framställas, t.ex. reserveldning och efterbränningsenheter. Produktionen från sådan utrustning bör inte anses som kraftvärme vid utfärdande av ursprungsgaranti och för statistiska ändamål.

⁽¹⁾ EGT C 4, 8.1.1998, s. 1.

⁽²⁾ EGT C 167, 1.6.1998, s. 308.

⁽³⁾ EGT C 343, 5.12.2001, s. 190.

⁽⁴⁾ EGT C 257, 10.10.1996, s. 26.

⁽⁵⁾ EGT L 309, 27.11.2001, s. 1.

⁽⁶⁾ EGT L 332, 28.12.2000, s. 91.

⁽⁷⁾ EGT L 1, 4.1.2003, s. 65.

⁽⁸⁾ EGT L 283, 27.10.2001, s. 33.

- (20) Definitionen av småskalig kraftvärme omfattar bland annat mycket småskalig kraftvärme och decentraliserade kraftvärmepannor, t.ex. kraftvärmepannor som tillgodoser behoven i isolerade områden eller begränsade privata, kommersiella eller industriella behov.
- (21) För att öka insyn och öppenhet i samband med konsumenternas val mellan kraftvärmeproducerad el och el som producerats med annan teknik är det nödvändigt att se till att ursprunget i högeffektiv kraftvärme kan garanteras på grundval av harmoniserade referensvärden för effektivitet. Ursprungsgarantiordningar innebär inte i sig själva en rätt att utnyttja nationella stödmekanismer.
- (22) Det är viktigt att alla former av el som produceras från högeffektiv kraftvärme kan omfattas av ursprungsgarantier. Det är viktigt att göra en klar skillnad mellan ursprungsgarantier och överlåtbara certifikat.
- (23) För att kraftvärmetekniken skall få ökad genomslagskraft på marknaden på medellång sikt är det lämpligt att kräva att medlemsstaterna antar och publicerar en rapport där den nationella kraftvärmepotentialen analyseras; en separat analys av de hinder som finns för kraftvärme och av de åtgärder som vidtagits för att se till att certifieringssystemet är tillförlitligt bör också ingå.
- (24) Offentligt stöd bör vara förenligt med bestämmelserna i gemenskapens riktlinjer för statligt stöd till skydd för miljön⁽¹⁾, inbegripet när det gäller icke-kumulation av stöd. Enligt dessa riktlinjer kan för närvarande vissa typer av offentligt stöd tillåtas om det kan påvisas att stödåtgärderna gynnar miljön därför att verkkningsgraden är ovanligt hög, därför att energiåtgången kan minska eller därför att tillverkningsprocessen påverkar miljön mindre. Sådant stöd kommer i vissa fall att vara nödvändigt för att kraftvärmepotentialen skall kunna utnyttjas ytterligare, i synnerhet med tanke på behovet av att internalisera de externa kostnaderna.
- (25) System för offentligt stöd för främjande av kraftvärme bör i huvudsak vara inriktade på stöd till kraftvärme på grundval av ekonomiskt motiverad efterfrågan på värme och kylning.
- (26) Medlemsstaterna har olika stödmekanismer för kraftvärme på nationell nivå, t.ex. investeringsstöd, skattebefrielse eller skattereduktion, gröna certifikat och system med direkt prisstöd. Ett viktigt medel att uppnå detta direktivs mål är att garantera att dessa mekanismer fungerar väl till dess att ett harmoniserat rättsligt ramverk på gemenskapsnivå blir operativt, för att bibehålla investerarnas förtroende. Kommissionen har för avsikt att övervaka situationen och rapportera om de erfarenheter som gjorts vid tillämpningen av nationella stödsystem.
- (27) För överföring och distribution av el som produceras från högeffektiv kraftvärme bör bestämmelserna i artikel 7.1, 7.2 och 7.5 i direktiv 2001/77/EG samt relevanta bestämmelser i direktiv 2003/54/EG tillämpas. Fram till dess att kraftvärmeproducenten är en berättigad kund enligt nationell lagstiftning och enligt artikel 21.1 i direktiv 2003/54/EG bör avgifterna för köp av ytterligare el, som kraftvärmeproducenterna ibland behöver, fastställas enligt objektiva, klara och tydliga samt icke-diskriminerande kriterier. Tillgången till nätet för el producerad från högeffektiv kraftvärme får särskilt underlättas för småskaliga kraftvärmepannor och mikrokraftvärmepannor, under förutsättning att kommissionen underrättas.
- (28) Kraftvärmepannor på upp till 400 kW som omfattas av definitionerna i rådets direktiv 92/42/EEG av den 21 maj 1992 om effektivitetskrav för nya värmepannor som eldas med flytande eller gasformigt bränsle⁽²⁾ uppfyller troligen i allmänhet inte det direktivets minimikrav på effektivitet och bör därför inte omfattas av det.
- (29) Kraftvärmesektorns särskilda struktur, med många små och medelstora producenter, bör beaktas, särskilt när de administrativa förfarandena för tillstånd till uppbyggnad av kraftvärmekapacitet ses över.
- (30) Syftet med detta direktiv är att skapa en ram för främjande av kraftvärme och det är därför viktigt att betona behovet av stabila ekonomiska och administrativa förutsättningar för investeringar i nya kraftvärmearläggningar. Medlemsstaterna bör uppmanas att tillgodose det behovet genom att utforma stödsystem med en varaktighet på minst fyra år, och genom att undvika att ofta ändra de administrativa förfarandena osv. Medlemsstaterna bör vidare uppmanas att se till att systemen för offentligt stöd uppfyller principen om ett gradvist upphörande.
- (31) Kraftvärmens totala effektivitet och hållbarhet beror på många faktorer, till exempel teknik, bränsletyper, lastkurvor, pannstorlek och temperaturnivå på nyttiggjord värme. Av praktiska skäl och på grund av att värmen måste hålla olika temperatur beroende på hur den skall användas, vilket tillsammans med andra skillnader påverkar kraftvärmeeffektiviteten, kan kraftvärmens indelas i t.ex. följande klasser: industriell kraftvärme, kraftvärme för fjärrvärme och kraftvärme för jordbrukssektorn.

⁽¹⁾ EGT C 37, 3.2.2001, s. 3.

⁽²⁾ EGT L 167, 22.6.1992, s. 17. Direktivet senast ändrat genom direktiv 93/68/EEG (EGT L 220, 30.8.1993, s. 1).

- (32) I enlighet med subsidiaritets- och proportionalitetsprinciperna i artikel 5 i fördraget bör allmänna principer om en ram för främjande av kraftvärme på den inre marknaden för energi fastställas på gemenskapsnivå, men detaljerna kring genomförandet bör utformas av medlemsstaterna så att varje medlemsstat kan välja det system som är lämpligast. Detta direktiv begränsar sig till de minimiåtgärder som krävs för att uppnå dessa mål och går inte utöver vad som är nödvändigt för detta syfte.
- (33) De åtgärder som är nödvändiga för att genomföra detta direktiv bör antas i enlighet med rådets beslut 1999/468/EEG av den 28 juni 1999 om de förfaranden som skall tillämpas vid utövandet av kommissionens genomförandebefogenheter ⁽¹⁾.

HÄRIGENOM FÖRESKRIVS FÖLJANDE.

Artikel 1

Syfte

Syftet med detta direktiv är att öka energieffektiviteten och förbättra försörjningstryggheten genom att skapa en ram för främjande och utveckling av högeffektiv kraftvärme på grundval av efterfrågan på nyttiggjord värme och primärenergi-besparingar på den inre marknaden för energi med hänsyn till särskilda nationella omständigheter, i synnerhet klimatförhållanden och ekonomiska villkor.

Artikel 2

Räckvidd

Detta direktiv skall tillämpas på framställning av kraftvärme enligt definitionen i artikel 3 och kraftvärmeteknik som förtecknas i bilaga I.

Artikel 3

Definitioner

I detta direktiv avses med

- kraftvärme: samtidig framställning i en och samma process av värmeenergi och elenergi och/eller mekanisk energi,
- nyttiggjord värme: värme som framställs genom en kraftvärmeprocess för att tillgodose en ekonomiskt motiverad efterfrågan på värme eller kyla.
- ekonomiskt motiverad efterfrågan: efterfrågan som inte överstiger behovet av värme eller kyla och som annars skulle tillgodoses på marknadsvillkor genom andra energi-framställningsprocesser än kraftvärme,
- kraftvärmeproducerad el: el som framställts i en process i samband med produktionen av nyttiggjord värme och som beräknas i enlighet med de metoder som anges i bilaga II,

- reservkraft: den el som levereras via elnätet när kraftvärmeprocessen avbryts, inklusive perioder för underhåll, eller är ur funktion,
- spetskraft: den el som levereras via elnätet, när efterfrågan på el är större än den mängd el som genereras vid kraftvärmeproduktionen,
- total effektivitet: den årliga summan av produktionen av el och mekanisk energi och nyttiggjord värme dividerat med den bränslemängd som använts för den värme som producerats med en kraftvärmeprocess och den totala produktionen av el och mekanisk energi,
- effektivitet: effektiviteten beräknad på grundval av bränslenas effektiva värmevärden (benämns även lägre värmevärden),
- högeffektiv kraftvärme: kraftvärme som uppfyller kriterierna i bilaga III,
- referensvärde för effektivitet vid separat produktion: effektiviteten vid den alternativa separata produktion av värme och el som kraftvärmeprocessen är avsedd att ersätta,
- el-värmeförhållande: förhållandet mellan kraftvärmeproducerad el och nyttiggjord värme vid full kraftvärmedrift med användning av den specifika pannans prestanda,
- kraftvärmepanna: panna som kan användas vid kraftvärmedrift,
- mikrokraftvärmepanna: kraftvärmepanna med en maximal kapacitet som understiger 50 kW_e,
- småskalig kraftvärme: kraftvärmepannor med en installerad kapacitet under 1 MW_e,
- kraftvärmeproduktion: summan av el, mekanisk energi och nyttiggjord värme från kraftvärme.

Dessutom skall de relevanta definitionerna i direktiv 2003/54/EG och direktiv 2001/77/EG gälla.

Artikel 4

Effektivitetskriterier för kraftvärme

1. Vid fastställandet av kraftvärmens effektivitet i enlighet med bilaga III, skall kommissionen i enlighet med förfarandet i artikel 14.2, senast den 21 februari 2006 fastställa harmoniserade referensvärden för effektivitet vid separat produktion av el och värme. Dessa harmoniserade referensvärden för effektivitet skall bestå av en uppsättning värden som differentieras av relevanta faktorer, bland annat konstruktionsår och bränsletyper, och de måste grundas på en väldokumenterad analys, bland annat med beaktande av uppgifter från operativ användning under realistiska förhållanden, gränsöverskridande elhandel, bränslemix och klimatförhållanden samt tillämpad kraftvärmeteknik i enlighet med principerna i bilaga III.

⁽¹⁾ EGT L 184, 17.7.1999, s. 23.

2. Kommissionen skall, i enlighet med förfarandet i artikel 14.2, se över de harmoniserade referensvärdena för effektivitet för separat produktion av el och värme som avses i punkt 1, första gången den 21 februari 2011 och därefter vart fjärde år, i syfte att beakta teknisk utveckling och förändringar i fördelningen av energikällor.

3. Medlemsstater som genomför detta direktiv innan kommissionen har fastställt harmoniserade referensvärden för effektivitet för den separata produktion av el och värme som avses i punkt 1 bör, fram till den tidpunkt som avses i punkt 1, anta nationella referensvärden för effektivitet för separat produktion av värme och el, vilka skall användas vid beräkningen av primärenergibesparingar från kraftvärme i enlighet med metoden i bilaga III.

Artikel 5

Ursprungsgaranti för el från högeffektiv kraftvärme

1. På grundval av de harmoniserade referensvärden för effektivitet som avses i artikel 4.1 skall medlemsstaterna senast sex månader efter det att dessa värden har antagits se till att ursprunget för el som producerats genom högeffektiv kraftvärme kan garanteras i enlighet med objektiva, klara och tydliga samt icke-diskriminerande kriterier som har fastställts av varje medlemsstat. De skall se till att denna ursprungsgaranti för el gör det möjligt för producenterna att påvisa att den el de säljer producerats genom högeffektiv kraftvärme och utfärdas för detta ändamål på begäran av producenten.

2. Medlemsstaterna får utse ett eller flera behöriga organ, som är oberoende av produktions- och distributionsverksamhet, med uppgift att kontrollera utfärdandet av sådana ursprungsgarantier som avses i punkt 1.

3. Medlemsstaterna eller de behöriga organen skall inrätta lämpliga mekanismer för att se till att ursprungsgarantierna är både riktiga och tillförlitliga samt i den rapport som avses i artikel 10.1 beskriva de åtgärder som vidtagits för att se till att garantisystemet är tillförlitligt.

4. System för ursprungsgaranti ger inte i sig rätt att komma i åtnjutande av nationella stödmekanismer.

5. För ursprungsgarantin skall följande gälla:

- Energikällans lägre värmevärde skall anges, när det gäller elproduktionen, samt hur den värme som framställts samtidigt som elen har använts och datum och plats för produktionen.
- Den mängd el från högeffektiv kraftvärme enligt bilaga II som garantin avser skall anges.
- Primärenergibesparingarna skall anges, beräknade i enlighet med bilaga III på grundval av harmoniserade referensvärden för effektivitet som fastställts av kommissionen enligt artikel 4.1.

Medlemsstaterna får förse ursprungsgarantin med kompletterande information.

6. Sådana ursprungsgarantier som utfärdats i enlighet med punkt 1 bör medlemsstaterna ömsesidigt erkänna, enbart som bevis för det som avses i punkt 5. Vägran att erkänna en ursprungsgaranti som ett sådant bevis, i synnerhet av skäl som rör bedrägeribekämpning, måste grundas på objektiva, klara och tydliga samt icke-diskriminerande kriterier.

Om en ursprungsgaranti inte erkänns, får kommissionen tvinga den vägrande parten att erkänna den, i synnerhet med beaktande av de objektiva, klara och tydliga samt icke-diskriminerande kriterier som ett sådant erkännande skall grundas på.

Artikel 6

Nationella potentialer för högeffektiv kraftvärme

1. Medlemsstaterna skall göra en analys av respektive nationell potential för användning av högeffektiv kraftvärme, inbegripet högeffektiv mikrokraftvärme.

2. Analysen skall

- grundas på väldokumenterade vetenskapliga uppgifter och överensstämna med de kriterier som förtecknas i bilaga IV,
- identifiera hela den potential för efterfrågan på nyttiggjord värme och kyla som är lämplig för högeffektiv kraftvärme samt tillgången till bränslen och andra energiresurser som används i kraftvärme,
- omfatta en separat analys av de hinder som kan finnas för utnyttjandet av den nationella potentialen för högeffektiv kraftvärme. Analysen skall framför allt avse hinder i form av priser och kostnader på och tillgång till bränslen, hinder i samband med frågor som rör nätet, administrativa förfaranden samt bristande internalisering av externa kostnader i energipriserna.

3. Medlemsstaterna skall första gången senast den 21 februari 2007 och därefter vart fjärde år, på en begäran av kommissionen åtminstone sex månader före den tillämpliga tidpunkten, göra en utvärdering av de framsteg som gjorts för att öka andelen högeffektiv kraftvärme.

Artikel 7

Stödarrangemang

1. Medlemsstaterna skall se till att stödet till kraftvärme – befintliga och framtida kraftvärmepannor – grundas på efterfrågan på nyttiggjord värme och primärenergibesparingar, mot bakgrund av de möjligheter som finns att minska efterfrågan på energi genom andra ekonomiskt genomförbara eller miljövänliga åtgärder, liksom andra energieffektivitetsåtgärder.

2. Kommissionen skall, utan att det påverkar tillämpningen av artiklarna 87 och 88 i fördraget, utvärdera tillämpningen av de stödmekanismer som används i medlemsstaterna enligt vilka en kraftvärmeproducent på grundval av regler som utfärdats av offentliga myndigheter, får direkt eller indirekt stöd som skulle kunna leda till begränsning av handeln.

Kommissionen skall överväga huruvida sådana mekanismer bidrar till att målen i artikel 6 och artikel 174.1 i fördraget uppfylls.

3. Kommissionen skall, i den rapport som avses i artikel 11, lägga fram en väldokumenterad analys av erfarenheterna av de olika parallella stödmekanismer som avses i punkt 2 i den här artikeln och tillämpningen av dessa. I rapporten skall göras en bedömning av om stödsystemen för främjande av användningen av högeffektiv kraftvärme enligt de nationella potentiåler som avses i artikel 6, varit framgångsrika och kostnadseffektiva. Rapporten skall även innehålla en översikt över huruvida stöddarrangemangen har bidragit till att skapa stabila förutsättningar för investeringar i kraftvärme.

Artikel 8

Frågor avseende elnät och tariffer

1. I syfte att garantera överföring och distribution av el producerad genom högeffektiv kraftvärme skall bestämmelserna i artikel 7.1, 7.2 och 7.5 i direktiv 2001/77/EG liksom de relevanta bestämmelserna i direktiv 2003/54/EG tillämpas.

2. Fram till dess att kraftvärmeproducenten är en berättigad kund enligt nationell lagstiftning och enligt artikel 21.1 i direktiv 2003/54/EG, bör medlemsstaterna vidta de åtgärder som krävs för att se till att tarifferna för inköp av reservkraft eller spetskraft grundas på offentliggjorda tariffer och villkor.

3. Medlemsstaterna får bl.a. underlätta tillgången till nätet för el producerad från högeffektiv kraftvärme från småskaliga kraftvärmepannor och mikrokraftvärmepannor, under förutsättning att de anmäler detta till kommissionen.

Artikel 9

Administrativa förfaranden

1. Medlemsstaterna eller de behöriga organ som medlemsstaterna har utsett skall utvärdera nuvarande lagstiftning och regelverk om tillståndsförfaranden eller de andra förfaranden som anges i artikel 6 i direktiv 2003/54/EG och som omfattar högeffektiva kraftvärmepannor.

Sådana utvärderingar skall göras i syfte att

- främja utformningen av kraftvärmepannor som motsvarar ekonomiskt motiverade krav på nyttiggjord värme samt undvika produktion av mer värme än nyttiggjord värme,
- minska lagstiftningshinder och andra hinder för en ökning av kraftvärmeproduktionen,
- få fram effektivare och snabbare förfaranden på lämplig administrativ nivå, och
- se till att reglerna är objektiva, klara och tydliga samt icke-diskriminerande och fullt ut beaktar särdragen hos de olika kraftvärmeteknikerna.

2. Medlemsstaterna skall – om det är relevant med hänsyn till den nationella lagstiftningen – ange hur långt de kommit med följande:

- Samordning mellan de olika administrativa organen när det gäller tidsfrister för samt mottagande och behandling av ansökningar om tillstånd.
- Möjligheten att fastställa särskilda riktlinjer för den verksamhet som avses i punkt 1 och möjligheten att införa ett snabbplaneringsförfarande för kraftvärmeproducenter.
- Utseende av myndigheter för medling vid tvister mellan tillståndsgivande myndigheter och dem som ansöker om tillstånd.

Artikel 10

Medlemsstaternas rapportering

1. Medlemsstaterna skall senast den 21 februari 2006 offentliggöra en rapport med resultaten av de analyser och utvärderingar som utförts i enlighet med följande artiklar: 5.3, 6.1, 9.1 och 9.2.

2. Medlemsstaterna skall senast den 21 februari 2007 och därefter vart fjärde år, på begäran av kommissionen minst sex månader före utsatt datum, offentliggöra en rapport med resultatet av den utvärdering som avses i artikel 6.3.

3. Medlemsstaterna skall första gången före december månads utgång 2004, omfattande uppgifter för år 2003, och därefter varje år till kommissionen överlämna statistiska uppgifter om nationellt kraftvärmeproducerad elkraft och värme, i enlighet med den metod som anges i bilaga II.

De skall även överlämna årliga statistiska uppgifter om kraftvärmekapacitet och bränslen som används för kraftvärme. Medlemsstaterna får även överlämna statistik över de primärenergibesparingar som uppnåtts genom användning av kraftvärme, i enlighet med den metod som anges i bilaga III.

Artikel 11

Kommissionens rapportering

1. Kommissionen skall, på grundval av de rapporter som överlämnas i enlighet med artikel 10, se över tillämpningen av detta direktiv och senast den 21 februari 2008 och därefter vart fjärde år, överlämna en rapport om genomförandet av detta direktiv till Europaparlamentet och rådet.

Rapporten skall i synnerhet

- beakta framstegen i förverkligandet av respektive nationell potential för högeffektiv kraftvärme enligt artikel 6,
- bedöma i vilken utsträckning regler och förfaranden för utformningen av ramvillkor för kraftvärme på den inre marknaden för energi har utformats på grundval av objektiva, klara och tydliga samt icke-diskriminerande kriterier och med beaktande av fördelarna med kraftvärme,

- c) granska erfarenheterna av användningen och samexistens av de olika parallella stödmekanismerna för kraftvärme, och
- d) se över referensvärdena för effektivitet för separat produktion med nuvarande teknik.

Vid behov skall kommissionen tillsammans med rapporten lägga fram ytterligare förslag till Europaparlamentet och rådet.

2. När de framsteg som avses i punkt 1 a utvärderas skall kommissionen beakta i vilken utsträckning de nationella potentialerna för högeffektiv kraftvärme som avses i artikel 6 har utnyttjats eller avses att utnyttjas med hänsyn till medlemsstaternas åtgärder, förhållanden inklusive klimatförhållanden, och effekterna av den inre energimarknaden och konsekvenserna av andra gemenskapsinitiativ såsom Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/87/EG av den 13 oktober 2003 om ett system för handel med utsläppsrätter för växthusgaser inom gemenskapen och om ändring av rådets direktiv 96/61/EG⁽¹⁾.

Om så är lämpligt skall kommissionen lägga fram ytterligare förslag för Europaparlamentet och rådet, särskilt med syfte att utarbeta en handlingsplan för utveckling av högeffektiv kraftvärme i gemenskapen.

3. När möjligheterna för ytterligare harmonisering av beräkningsmetoder enligt i artikel 4.1 bedöms, skall kommissionen beakta konsekvenserna av de alternativa beräkningar som avses i artikel 12, bilagorna II och III, på den inre energimarknaden, även med hänsyn till erfarenheterna från nationella stödmekanismer.

Om så är lämpligt skall kommissionen lägga fram ytterligare förslag för Europaparlamentet och rådet i syfte att ytterligare harmonisera beräkningsmetoderna.

Artikel 12

Alternativa beräkningar

1. Fram till slutet av 2010 och under förutsättning att de i förväg får godkännande av kommissionen får medlemsstaterna använda andra metoder än de som föreskrivs i bilaga II b för att från de rapporterade uppgifterna subtrahera eventuell el som inte producerats i samband med en kraftvärmeprocess. För de ändamål som avses i artiklarna 5.1 och 10.3 skall mängden kraftvärmeproducerad el dock fastställas enligt bilaga II.

2. Medlemsstaterna får beräkna primärenergibesparingar från produktion av värme och el och mekanisk energi enligt bilaga III c, utan att bilaga II tillämpas för att utesluta den icke-kraftvärmeproducerade värmen och elen inom samma process. Sådan produktion kan betraktas som framställning genom högeffektiv kraftvärme under förutsättning att den uppfyller effektivitetskriterierna i bilaga III a och, för kraftvärmepannor med en kapacitet på över 25 MW, den totala kapaciteten överskrider 70 %. En specifikation av den mängd kraftvärmeproducerad el som framställs genom denna produktion skall för utfärdande av ursprungsgaranti och för statistiska ändamål emellertid fastställas i enlighet med bilaga II.

⁽¹⁾ EUT L 275, 25.10.2003, s. 32.

3. Fram till slutet av 2010 får medlemsstaterna använda alternativa metoder för att definiera en kraftvärmeproduktion som högeffektiv kraftvärme utan att kontrollera att kraftvärmeproduktionen uppfyller kriterierna i bilaga III a, om det på nationell nivå kan påvisas att den kraftvärmeproduktion som fastställs genom en sådan alternativ beräkningsmetod i genomsnitt uppfyller kriterierna i bilaga III a. Om en ursprungsgaranti utfärdas för en sådan produktion, får den effektivitet hos kraftvärmeproduktionen som anges i garantin då inte överstiga tröskelvärdena för kriterierna i bilaga III a, om inte annat påvisas genom beräkningar i enlighet med bilaga III. En specifikation av den mängd kraftvärmeproducerad el som framställs genom denna produktion skall för utfärdande av ursprungsgaranti och för statistiska ändamål emellertid fastställas i enlighet med bilaga II.

Artikel 13

Översyn

1. De tröskelvärden som används för beräkning av kraftvärmeproducerad el enligt bilaga II a skall anpassas till den tekniska utvecklingen i enlighet med förfarandet i artikel 14.2.

2. De tröskelvärden som används för beräkning av kraftvärmeproduktionens effektivitet och primärenergibesparingar enligt bilaga III a skall anpassas till den tekniska utvecklingen i enlighet med förfarandet i artikel 14.2.

3. Riktlinjerna för fastställande av el-värmeförhållandet enligt bilaga II d skall anpassas till den tekniska utvecklingen i enlighet med förfarandet i artikel 14.2.

Artikel 14

Kommittéförfarande

1. Kommissionen skall biträdas av en kommitté.

2. När det hänvisas till denna punkt skall artiklarna 5 och 7 i beslut 1999/468/EG tillämpas, med beaktande av bestämmelserna i artikel 8 i det beslutet.

Den tid som avses i artikel 5.6 i beslut 1999/468/EG skall vara tre månader.

3. Kommittén skall själv anta sin arbetsordning.

Artikel 15

Införlivande

Medlemsstaterna skall sätta i kraft de bestämmelser i lagar och andra författningar som är nödvändiga för att följa detta direktiv senast den 21 februari 2006. De skall genast underrätta kommissionen om detta.

När en medlemsstat antar dessa bestämmelser skall de innehålla en hänvisning till detta direktiv eller åtföljas av en sådan hänvisning när de offentliggörs. Närmare föreskrifter om hur hänvisningen skall göras skall varje medlemsstat själv utfärda.

Artikel 16

Ändring av direktiv 92/42/EEG

Följande strecksats skall läggas till i artikel 3.1 i direktiv 92/42/EEG:

”— kraftvärmepannor enligt definitionen i Europaparlamentets och rådets direktiv 2004/8/EG av den 11 februari 2004 om främjande av kraftvärme på grundval av efterfrågan på nyttiggjord värme på den inre marknaden för energi (*).

(*) EUT L 52, 21.2.2004, s. 50.”

Artikel 17

Ikraftträdande

Detta direktiv träder i kraft samma dag som det offentliggörs i *Europeiska unionens officiella tidning*.

Artikel 18

Adressater

Detta direktiv riktar sig till medlemsstaterna.

Utfärdat i Strasbourg den 11 februari 2004.

På Europaparlamentets vägnar

P. COX

Ordförande

På rådets vägnar

M. McDOWELL

Ordförande

BILAGA I

Kraftvärmetekniker som omfattas av detta direktiv

- a) Kombicykel med värmeåtervinning
 - b) Mottrycksturbin
 - c) Kondensturbin med ångavtappning
 - d) Gasturbin med värmeåtervinning
 - e) Förbränningsmotor
 - f) Mikroturbiner
 - g) Stirlingmotorer
 - h) Bränsleceller
 - i) Ångmaskiner
 - j) Organiska Rankinecykler
 - k) Andra typer av tekniker eller kombinationer av tekniker som omfattas av definitionerna i artikel 3 a
-

BILAGA II

Beräkning av kraftvärmeproducerad el

De värden som används för beräkning av kraftvärmeproducerad el skall fastställas på grundval av den förväntade eller faktiska driften av pannan under normala användningsförhållanden. För mikrokraftvärmepannor får beräkningen baseras på certifierade värden.

- a) I följande fall skall den kraftvärmeproducerade elen betraktas som lika med pannans totala årliga elproduktion, uppmätt vid anslutningspunkten till huvudgeneratorerna:
- i) I de kraftvärmepannor av typerna b, d, e, f, g och h som avses i bilaga I, med en total årlig effektivitet som av medlemsstaterna fastställs till minst 75 %.
 - ii) I de kraftvärmepannor av typerna a och c som avses i bilaga I, med en total årlig effektivitet som av medlemsstaterna fastställs till minst 80 %.
- b) I kraftvärmepannor med en total årlig effektivitet under det värde som anges i led a i (de kraftvärmepannor av typerna b, d, e, f, g och h som avses i bilaga I eller med en total årlig effektivitet under det värde som anges i led a ii (de kraftvärmepannor av typerna a och c som avses i bilaga I skall följande formel användas:

$$E_{\text{CHP}} = H_{\text{CHP}} \cdot C$$

där

E_{CHP} är mängden kraftvärmeproducerad el

C är el-värmeförhållandet

H_{CHP} är mängden av nyttiggjord värme från kraftvärmeproduktionen (beräknad för detta ändamål som den totala värmeproduktionen minus den värme som producerats i separata pannor eller genom direkt ångavtappning från ånggeneratoren före turbinen).

Beräkningen av kraftvärmeproducerad el måste grundas på det verkliga el-värmeförhållandet. Om det verkliga el-värmeförhållandet för en kraftvärmepanna är okänt, får följande standardvärden användas, särskilt för statistiska ändamål, för de kraftvärmepannor av typerna a, b, c, d, och e som avses i bilaga I, förutsatt att beräknad mängd kraftvärmeproducerad el understiger eller är lika med pannans totala elproduktion:

Typ av panna	Standardvärden för el-värmeförhållandet, C
Kombicycle med värmeåtervinning	0,95
Mottrycksturbin	0,45
Kondensturbin med ångavtappning	0,45
Gasturbin med värmeåtervinning	0,55
Förbränningsmotor	0,75

Om medlemsstaterna fastställer standardvärden för el-värmeförhållanden för de pannor av typerna f, g, h, i, j och k som avses i bilaga I, skall dessa värden offentliggöras och anmälas till kommissionen.

- c) Om en del av energiinnehållet i den bränslemängd som använts för kraftvärmeprocessen återvinns i kemikalier, kan denna del subtraheras från bränslemängden innan den totala effektiviteten i enlighet med leden a och b beräknas.
- d) Medlemsstaterna får fastställa el-värmeförhållandet som förhållandet mellan el och nyttiggjord värme vid en kraftvärmeprocess som används vid dellast med användning av de operativa uppgifterna för den specifika pannan.
- e) Kommissionen skall i enlighet med förfarandet i artikel 14.2 lägga fram ingående riktlinjer för genomförande och tillämpning av bilaga II, inbegripet fastställandet av el-värmeförhållandet.
- f) Medlemsstaterna får använda andra rapporteringsperioder än ett år för de beräkningar som görs enligt leden a och b.

BILAGA III

Metod för att fastställa kraftvärmeprocessens effektivitet

De värden som används för beräkning av kraftvärmeproduktionens effektivitet och besparingarna av primärenergi skall fastställas på grundval av den förväntade eller faktiska driften av pannan under normala förhållanden.

a) Högeffektiv kraftvärme

Vid tillämpningen av detta direktiv skall högeffektiv kraftvärmeproduktion uppfylla följande kriterier:

- Kraftvärmeproduktionen i kraftvärmepannor skall innebära besparingar beräknade enligt led b av primärenergi på minst 10 % jämfört med referensvärdena för separat produktion av värme och el.
- Produktionen i småskaliga kraftvärmepannor och mikro kraftvärmepannor, vilken leder till primärenergisparingar, får betecknas som högeffektiv kraftvärme.

b) Beräkning av primärenergisparingar

De primärenergisparingar som görs till följd av kraftvärmeproduktion i enlighet med definitionen i bilaga II skall beräknas enligt följande formel:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHP H\eta}{Ref H\eta} + \frac{CHP E\eta}{Ref E\eta}} \right) \times 100 \%$$

där

PES är primärenergisparingarna

CHP H η är kraftvärmeproduktionens värmeeffektivitet definierad som årlig produktion av nyttiggjord värme dividerad med den bränslemängd som använts för att producera summan av nyttiggjord värme och el från kraftvärme.

Ref H η är referensvärdet för effektivitet för separat värmeproduktion.

CHP E η är kraftvärmeproduktionens eleffektivitet definierad som årlig elproduktion genom kraftvärme dividerad med den bränslemängd som använts för att producera summan av nyttiggjord värme och el genom kraftvärme. Om en kraftvärmepanna framställer mekanisk energi, kan den årliga elproduktionen genom kraftvärme ökas med ytterligare en faktor som motsvarar en lika stor mängd el som den mekaniska energin. Denna ytterligare faktor ger inte rätt att utfärda ursprungsgarantier i enlighet med artikel 5.

Ref E η är referensvärdet för effektivitet för separat elproduktion.

c) Beräkningar av energibesparingar med alternativ beräkningsmetod enligt artikel 12.2

Om primärenergisparingarna för en process beräknas enligt artikel 12.2 skall primärenergisparingarna beräknas enligt formeln i led b i denna bilaga varvid

"CHP H η " skall ersättas med "H η " och

"CHP E η " skall ersättas med "E η "

där

H η betecknar processens värmeeffektivitet, definierad som den årliga värmeproduktionen dividerad med den bränslemängd som använts för att producera summan av värmeproduktionen och elproduktionen.

E η betecknar processens eleffektivitet, definierad som den årliga elproduktionen dividerad med den bränslemängd som använts för att producera summan av värmeproduktionen och elproduktionen. Om en kraftvärmepanna framställer mekanisk energi, kan den årliga elproduktionen genom kraftvärme ökas med ytterligare en faktor som motsvarar en lika stor mängd el som den mekaniska energin. Denna ytterligare faktor ger inte rätt att utfärda ursprungsgarantier i enlighet med artikel 5.

d) Medlemsstaterna får använda andra rapporteringsperioder än ett år för de beräkningar som görs enligt leden b och c i denna bilaga.

- e) För mikrokräftvärmepannor får beräkningen baseras på certifierade uppgifter.
- f) *Referensvärden för effektivitet för separat produktion av värme och el*

I principerna bakom definitionen av referensvärdena för effektivitet för separat produktion av värme och el som avses i artikel 4.1 och i formeln i led b i denna bilaga skall drifteffektiviteten hos den separata värme- och elproduktion som är avsedd att ersättas av kraftvärme fastställas.

Referensvärdena för effektivitet skall beräknas enligt följande principer:

1. För kraftvärmepannor enligt definitionen i artikel 3, skall jämförelsen med separat elproduktion utgå från principen att samma bränslekategorier jämförs.
2. Varje kraftvärmepanna skall jämföras med den bästa tillgängliga och ekonomiskt motiverade tekniken för separat produktion av värme och el på marknaden under kraftvärmepannans konstruktionsår.
3. Referensvärdena för effektivitet för kraftvärmepannor som är äldre än tio år skall fastställas som referensvärdet för pannor som är tio år gamla.
4. Referensvärdena för effektivitet för separat produktion av el och värme skall återspegla klimatskillnaderna mellan medlemsstaterna.

BILAGA IV

Kriterier för analys av nationell potential för högeffektiv kraftvärme

- a) I analysen av nationell potential enligt artikel 6 skall följande beaktas:
- Vilken bränsletyp som sannolikt kommer att användas för att utnyttja kraftvärmemöjligheterna, inbegripet särskild hänsyn till möjligheterna att genom kraftvärme öka användningen av förnybara energikällor på de nationella marknaderna för värme.
 - Vilken typ av kraftvärmetekniker enligt bilaga I som sannolikt kommer att användas för att förverkliga den nationella potentialen.
 - Vilken typ av separat produktion av värme och el eller, om möjligt, mekanisk energi som den högeffektiva kraftvärmens antas ersätta.
 - En uppdelning av potentialen mellan modernisering av befintlig kapacitet och uppbyggnad av ny kapacitet.
- b) Analysen skall inbegripa lämpliga mekanismer för bedömning av kostnadseffektiviteten – i form av primärenergibesparingar – om andelen högeffektiv kraftvärme ökar i den nationella energimixen. Analysen av kostnadseffektiviteten skall också beakta nationella åtaganden som gjorts inom ramen för de klimatpolitiska åtaganden som gemenskapen gjort enligt Kyotoprotokollet till Förenta nationernas ramkonvention om klimatförändringar.
- c) I analysen av nationell kraftvärmepotential skall potentialen i förhållande till tidsramarna 2010, 2015 och 2020 anges, om möjligt med kostnadsuppskattningar för de olika tidsramarna.
-

Statens offentliga utredningar 2005

Kronologisk förteckning

1. Radio och TV i allmänhetens tjänst. Riktlinjer för en ny tillståndspanning. Ku.
2. Radio och TV i allmänhetens tjänst. Finansiering och skatter. Ku.
3. Sveriges tillträde till 1995 års Unidroit-konvention om stulna eller olagligt utförda kulturföremål. Ku.
4. Liberalisering, regler och marknader. + Bilagor. N.
5. Postmarknad i förändring. N.
6. Säkert inlåst?
En granskning av rymningarna från Kumla, Hall, Norrtälje och Mariefred 2004. Ju.
7. Försvarsfastigheter – information till riksdagen och effektiv lokalförsörjning. Fi.
8. Behov av rörlig ledningsstödsresurs. Fö.
9. KRUT
Reformerat regelverk för handel med försvarsmateriel. UD.
10. Handla för bättre klimat.
Från införande till utförande. M.
11. Välfärdsverksamhet för sjömän. N.
12. Bokpriskommissionens slutrapport.
Det skall vara billigt att köpa böcker och tidskrifter. U.
13. Lördagsdistribution av dagstidningar. U.
14. Effektivare handläggning av anknyningsärenden. UD.
15. Familjeåterförening och fri rörlighet för tredjelandsmedborgare. UD.
16. Reformerat system för insättningsgarantin. Fi.
17. Vem får jaga och fiska?
Rätt till jakt och fiske i lappmarkerna och på renbetesfjällen. Jo.
18. Prospektansvar. Fi.
19. Beskattningen vid omstruktureringar enligt fusionsdirektivet. Fi.
20. Konsumentskydd vid modemkapning. Ju.
21. Vinstandelar. Fi.
22. Nya upphandlingsregler. Fi.
23. en BRASKatt? – beskattning av avfall som förbränns. Fi.
24. Arbetslivsinriktad rehabilitering.
Framtida organisation för Arbetslivstjänster och Samhall Resurs AB. N.
25. Gränslös utmaning – alkoholpolitik i ny tid. S.
26. Mobil med bil. Ett nytt synsätt på bilstöd och färdtjänst. + Bilaga, lättläst och Daisy. S.
27. Den svenska fiskerikontrollen – en utvärdering. Jo.
28. Dubbel bosättning för ökad rörlighet. Fi.
29. Storstad i rörelse.
Kunskapsöversikt över utvärderingar av storstadspolitikens lokala utvecklingsavtal. Ju.
30. Lagen om byggförsäkring.
En utvärdering. M.
31. Stödet till utbildningsvetenskaplig forskning. U.
32. Regeringens stabsmyndigheter. Fi.
33. Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden. M.

Statens offentliga utredningar 2005

Systematisk förteckning

Justitiedepartementet

Säkert inlåst?

En granskning av rymningarna från Kumla, Hall, Norrtälje och Mariefred 2004. [6]

Konsumentskydd vid modemkapning. [20] Storstad i rörelse.

Kunskapsöversikt över utvärderingar av storstadspolitikens lokala utvecklingsavtal. [29]

Utrikesdepartementet

KRUT

Reformerat regelverk för handel med försvarsmateriel. [9]

Effektivare handläggning av anknytningsärenden. [14]

Familjeåterförening och fri rörlighet för tredjelandsmedborgare. [15]

Försvarsdepartementet

Behov av rörlig ledningsstödsresurs. [8]

Socialdepartementet

Gränslös utmaning – alkoholpolitik i ny tid. [25]

Mobil med bil. Ett nytt synsätt på bilstöd och färdtjänst. + Bilaga, lättläst och Daisy. [26]

Finansdepartementet

Försvarsfastigheter – information till riksdagen och effektiv lokalförsörjning. [7]

Reformerat system för insättningsgarantin. [16]

Prospektansvar. [18]

Beskattningen vid omstruktureringar enligt fusionsdirektivet. [19]

Vinstandelar. [21]

Nya upphandlingsregler. [22]

en BRASKatt? – beskattning av avfall som förbränns. [23]

Dubbel bosättning för ökad rörlighet. [28]

Regeringens stabsmyndigheter. [32]

Utbildnings- och kulturdepartementet

Radio och TV i allmänhetens tjänst.

Riktlinjer för en ny tillståndperiod. [1]

Radio och TV i allmänhetens tjänst.

Finansiering och skatter. [2]

Sveriges tillträde till 1995 års Unidroit-konvention om stulna eller olagligt utförda kulturföremål. [3]

Bokpriskommissionens slutrapport.

Det skall vara billigt att köpa böcker och tidskrifter. [12]

Lördagsdistribution av dagstidningar. [13]

Stödet till utbildningsvetenskaplig forskning. [31]

Jordbruksdepartementet

Vem får jaga och fiska?

Rätt till jakt och fiske i lappmarkerna och på renbetesfjällen. [17]

Den svenska fiskerikontrollen – en utvärdering. [27]

Näringsdepartementet

Liberalisering, regler och marknader. [4]

Postmarknad i förändring. [5]

Välfärdsverksamhet för sjömän. [11]

Arbetslivsinriktad rehabilitering.

Framtida organisation för Arbetslivs-
tjänster och Samhall Resurs AB. [24]

Miljö- och samhällsbyggnadsdepartementet

Handla för bättre klimat.

Från införande till utförande. [10]

Lagen om byggförsäkring.

En utvärdering. [30]

Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden. [33]