

Ekonomiska konsekvenser av TPA-utredningens förslag

2011-10-13

Docent Mattias Ganslandt



Förord

Denna utredning har utförts på uppdrag av Svensk Fjärrvärme. Arbetet har genomförts under ledning av docent Mattias Ganslandt, Center for European Law and Economics. Jonas Andreasson, Gunilla Rönholm och Vendela Fehrm har biträtt med faktainsamling och bakgrundsanalys. Utredningen har bedrivits självständigt. Till projektet har en referensgrupp bestående av Ken Dahlstrand (EON), Lars Holmquist (Göteborg Energi), Erik Larsson (Svensk Fjärrvärme) samt Sonya Trad (Svensk Fjärrvärme) varit knuten. Referensgruppen har bidragit med värdefulla synpunkter och kommentarer under det pågående arbetet. Författaren svarar dock ensam för analysen och de slutsatser som dras i denna rapport.

Stockholm den 13 oktober 2011



Mattias Ganslandt

Utredningens huvudresultat

TPA-utredningens förslag till tvingande uppbyggnad och en långtgående statlig reglering av fjärrvärmebolagens verksamhet är förknippad med betydande risker och kostnader. Dagens fjärrvärmebolag är integrerade för att det är kommersiellt och samhällsekonomiskt rationellt. Integration sänker kostnaderna och bidrar till internalisering av viktiga systemvärden. Den nuvarande vertikala affärsmodellen är marknadsmässig och välbeprövad. Den affärsmodell som föreslås av TPA-utredningen är regulatorisk och oprövad.

Det finns svagt empiriskt stöd för att fjärrvärmebranschen fungerar ineffektivt under nuvarande regelverk. Det finns inget stöd för hypotesen att prissättningen skulle leda till för lite konsumtion av fjärrvärme. Vidare har fjärrvärmebolagen gjort och fortsätter att göra omfattande investeringar som sänker produktionskostnaden. Nya investeringar leder till att billigare bränslen kan utnyttjas samt att den samlade produktionen av värme, el och andra biprodukter ökar per enhet insatt bränsle. Omfattande investeringar i integration bidrar till regional produktion och distribution, vilket gör att stordriftsfördelar kan realiseras. Restvärmeanvändningen är omfattande och i princip hela den ekonomiskt relevanta potentialen för användning av industriell restvärme tycks realiserad under nuvarande energipolitik och med nuvarande politiska styrmedel. Någon generell potential för en kvantitativt betydelsefull produktivitetsförbättring kan således inte identifieras.

Fjärrvärmebranschen står emellertid inför ett antal stora utmaningar. Branschens intäkter är låga i förhållande till totalkostnaden för produktion och distribution av värme. En stor andel av bolagen i fjärrvärmebranschen har en avkastning på sysselsatt kapital som är så låg att räntabiliteten inte kan anses marknadsmässig. Detta är problematiskt eftersom det riskerar att leda till att fjärrvärmen tränger undan uppvärmningsalternativ som är samhällsekonomiskt rationella i vissa situationer. Vidare är det problematiskt eftersom bolagen inte har intäkter som är tillräckliga för att långsiktigt kunna behålla dagens kapacitet genom finansiering med kapital som erhålls i konkurrens med andra alternativa placeringar på kapitalmarknaden. Vid behov av återinvesteringar kan kunderna därför komma att drabbas av plötsliga och märkbara prisökningar utan att nyttan av den levererade värmen ökat. Detta kan medföra att fjärrvärmen på lång sikt får svårt att klara konkurrensen från kundens bästa alternativ.

En annan utmaning är de begränsningar som fjärrvärmebolagens kommunala historia inneburit för bolagens produktion och distribution. Fjärrvärmebolagens organisation och geografiska utbredning präglas av att verksamheterna i många fall vuxit fram som en del av kommunernas service till de boende. I många kommuner finns ett nära samband mellan fjärrvärmeverksamheten, kommunens egna

fastighetsbolag samt den kommunala avfallshanteringen. Det faktum att den regionala fjärrvärmeverksamheten i normalfallet realiserar genom samarbeten mellan fjärrvärmebolag snarare än horisontellt integrerade och gränsöverskridande bolag är därför knappast ett uttryck för samhällsekonomisk effektivitet. Produktionen och distributionen är i vissa fall organiserad i nät och anläggningar som inte fullt ut utnyttjar de stordriftsfördelar som är tekniskt och ekonomiskt realiserbara.

I några viktiga fall kan därför tredjepartstillträde komma att bidra till effektivare produktion och realisering av stordriftsfördelar som, av politiska och andra skäl, inte realiserar under nuvarande marknadsförhållanden. Utrymmet för lokal utestängning av konkurrenskraftig värmeproduktion kommer att minska, vilket begränsar utrymmet för att använda kommunalt ägda fjärrvärmebolags verksamhet för att uppnå kommunalpolitiska miljömål när detta står i strid med kostnadseffektivitet.

En tredje utmaning för fjärrvärmebranschen är att tillmötesgå kundernas krav och preferenser. Uppvärmning utgör en betydande del av fastighetsägarnas kostnader. Ända sedan avregleringen 1996 har det förekommit plötsliga och oväntade prishöjningar av enskilda fjärrvärmebolag. Höjningar som av lättbegripliga skäl uppfattas som svårhanterliga av kunderna. Samtidigt visar en empirisk kvantifiering att merparten av överskottet som skapas vid produktion och distribution av fjärrvärme tillfaller kunderna. Generellt sett har kunder som haft möjlighet att välja fjärrvärme en högre nytta över tid än de värmekunder som inte haft denna valmöjlighet.

Innehåll

Förord.....	2
Utredningens huvudresultat.....	3
1 Inledning.....	7
1.1 Teoretisk utgångspunkt	7
1.2 Metod och syfte.....	8
2 Priset på fjärrvärme.....	9
2.1 Kritik mot fjärrvärmebolagens priser.....	9
2.2 Samhällsekonomiskt effektiv prissättning.....	10
2.3 Prisutveckling på uppvärmning.....	14
2.4 Prisspridning för fjärrvärme	19
2.5 Volym och marknadsandelar	20
3 Differentiering av fjärrvärmeprodukten.....	23
3.1 Fjärrvärmens homogenitet värdesätts av kunderna	23
3.2 Valfria prismodeller.....	25
3.3 Grön värme	26
4 Stordriftsfördelar i produktionen	30
4.1 Produktionskostnad	30
4.2 Anläggningar optimeras efter lokalt värmebehov.....	31
4.3 Sammankopplingar	33
4.4 Regional fjärrvärme i Stockholm.....	42
4.5 Regional fjärrvärme i Göteborg	45
4.6 Regional fjärrvärme i Skåne	47
4.7 Produktionssamarbeten	49
4.8 Systemoptimering.....	50
5 Industriell spillvärme i fjärrvärmeproduktionen	53
5.1 Rationell användning av spillvärme	53

5.2	Hinder för användning av industriell restvärme	54
5.3	Realiserad spillvärmeanvändning	56
5.4	Fjärrvärmebolagens syn på restvärmeutnyttjande	58
5.5	Särskilt om spillvärme i Göteborg	60
5.6	Orealiserad potential	63
5.7	Realiserad och orealiserad potential	70
6	Investeringar i ny produktionskapacitet.....	76
6.1	Optimering av produktion.....	78
6.2	Investeringar i distribution och transmission	79
6.3	Kostnad för transmission jämfört med produktion	81
6.4	Investeringar i kraftvärme.....	82
6.5	Framtidens kombinatanläggningar	84
7	Fördelning av överskott.....	86
7.1	Kvantifiering av kundnyttan av fjärrvärme i Sverige.....	86
7.2	Fjärrvärmepriset och värmeefterfrågans priselasticitet	86
7.3	Fjärrvärmebolagens totala intäkter och kostnader	90
7.4	Underavkastning i fjärrvärmebranschen	91
7.5	Fjärrvärmebolagen investeringar.....	94
7.6	Kapacitetsbevarande intäkter för fjärrvärmebranschen	95
8	Konsekvenser av TPA-utredningens förslag	98
8.1	Konsekvenser för fjärrvärmepriset	98
8.2	En regulatorisk affärsmodell	98
8.3	Konsekvenser för regional integration	100
8.4	Konkurrens och integration i Stockholm, Göteborg och Skåne	101
8.5	Utnyttjande av spillvärme.....	111
9	Sammanfattande slutsats.....	116
	Källförteckning	117

1 Inledning

1.1 Teoretisk utgångspunkt

TPA-förslaget kommer sannolikt att leda till en rad motverkande effekter till följd av oligopolistisk interaktion. Konsekvensen av förslaget för den samhällsekonomiska effektiviteten kan därför inte avgöras genom analogier till fullständig konkurrens. Konsekvenserna måste avgöras genom empirisk analys.

Dagens rådande marknadsstruktur på värmemarknaden är inte ett monopol, vare sig i juridisk eller i ekonomisk mening. Snarare är den typiska strukturen på den lokala värmemarknaden en prissättande marknadsledare som möter konkurrens från pristagande konkurrenter, vanligtvis värmepumps- och biobränslelösningar. På motsvarande sätt är det viktigt att inse att den framtida strukturen på en marknad med tredjepartstillträde (TPA) inte kommer att kännetecknas av fullständig konkurrens med garanterat samhällsekonomiskt optimal resursallokering. I stället kommer marknaden att präglas av oligopolistisk interaktion mellan ett fåtal fjärrvärmelieferantörer som även fortsättningsvis kommer att möta konkurrens från pristagande leverantörer av alternativa uppvärmningslösningar och bränslen.

Den viktigaste skillnaden jämfört med dagens marknadsstruktur är att det på en marknad med TPA kommer att uppstå oligopolistiska externaliteter; en fjärrvärmelieferantörs agerande kommer därmed att påverka övriga leverantörer. I ett oligopol beaktar leverantörerna detta ömsesidiga beroende. Leverantörerna agerar därför strategiskt och beaktar hur deras beteende påverkar andra aktörers marknadsbeteende. Problemet i ett politiskt perspektiv är att oligopolistiska externaliteter kan ha såväl positiva som negativa effekter på den samhällsekonomiska effektiviteten enligt vedertagen nationalekonomisk teori. Detta gäller på flera centrala områden:

- Oligopol kan leda till priskonkurrens. Samtidigt kan oligopol leda till ökad prisdifferentiering när ingen leverantör vill hålla en självpåtaget "skälig" prisnivå.
- Oligopol kan sänka produktionskostnaden när konkurrensen skapar kostnadspress på producenter som plötsligt blir direkt jämförbara. Samtidigt kan oligopol leda till att produktionsanläggningar används trots att det finns konkurrerande anläggningar som har lägre rörliga kostnader.
- Oligopol kan stimulera investeringar för att uppnå lägre rörliga kostnader när producenterna främst kan konkurrera med operativ överlägsenhet snarare än differentiering av sina produkter. Samtidigt kan oligopol leda till överinvesteringar och underutnyttjande av skalfördelar.

- Oligopol kan främja kundanpassning och produktdifferentiering. Samtidigt kan kvaliteten urholkas när ingen enskild leverantör kan tillgodogöra sig det fulla värdet av produktens generella renommé, förtroende och leveranssäkerhet.
- Vertikal integration kan stänga ute konkurrenter i enskilda led i förädlingskedjan. Samtidigt kan vertikal separation leda till prispress uppåt, så kallad "dubbel marginalisering", när det fulla värdet av ökad försäljning inte kan internaliseras av en enskild aktör.

1.2 Metod och syfte

Denna utredning genomförs i syfte att belysa om TPA-förslaget kan förväntas leda till högre samhällsekonomisk effektivitet. För att studera denna fråga används en metod som logiskt medger ett motsatsslut. Fokus i utredningen ligger på en kvalitativ och kvantitativ analys av samhällsekonomisk effektivitet i den svenska fjärrvärmebranschen under *nuvarande* regelverk.

Grundtanken är att kvantitativt relevant ineffektivitet är ett nödvändigt men inte tillräckligt villkor för att införandet av tredjepartstillträde till fjärrvärmenät ska kunna medverka till ett bättre samhällsekonomiskt utfall. Det möjliga motsatsslutet blir därför att om få, eller inga större, snedvridningar kan identifieras så är det osannolikt att TPA kan bidra till högre samhällsekonomisk effektivitet och samhällsnytta. Utredningens ambition är därför att i första hand svara på följande frågor:

- Sätts priset så att det konsumeras för lite fjärrvärme?
- Är fjärrvärmeprodukten otillräckligt differentierad?
- Är kvaliteten på fjärrvärmen för låg?
- Sker produktionen utan fullt utnyttjande av stordriftsfördelar?
- Körs produktionsanläggningarna ineffektivt?
- Underutnyttjas industriell restvärme i fjärrvärmeproduktionen?
- Investerar fjärrvärmebolag för lite i ny teknik?
- Investeras det för lite i distribution och transmission?
- Är fjärrvärmens bidrag till hållbar utveckling otillräckligt?

Efter en genomgång av dessa frågeställningar analyseras fördelningen av överskott vid produktion och konsumtion av fjärrvärme samt ett antal potentiella konsekvenser av tredjepartstillträde till svenska fjärrvärmenät.

2 Priset på fjärrvärme

2.1 Kritik mot fjärrvärmebolagens priser

De priser som tillämpas av fjärrvärmebolagen är ett återkommande motiv för regulatorisk och politisk granskning av fjärrvärmebranschen.

Mer specifikt är ett grundläggande syfte med TPA-utredningens förslag att stimulera en konkurrens mellan fjärrvärmeleverantörer, vilket i sin tur ska stärka kundernas ställning och förhoppningsvis pressa priserna till lägre nivåer eller åtminstone verka återhållande på enskilda bolags prissättning. På så vis kan plötsliga och dramatiska prisjusteringar undvikas.

Det är begripligt att kunderna vill ha lägre priser eller åtminstone långsammare prisökningstakt. Till viss del kan den kritik som riktas mot fjärrvärmebolagens prissättning bero på en kombination av kundorganisationernas strategiska överväganden och upplevd utsatthet snarare än fjärrvärmebolagens faktiska exploatering av marknadsmakt.

För det första har kundorganisationerna korrekt identifierat en potential för att pressa leverantörernas priser genom att fjärrvärmebolagen utsätts för en politisk och regulatorisk intervention. En hävstång uppstår när fjärrvärmebolagens prissättning riskerar att underminera den egna verksamhetens förutsättningar (exempelvis intäktsreglering, rättsprocesser, uteblivna tillstånd för nätutbyggnad, restriktioner på lokalisering av nya produktionsanläggningar, kommunal ägarstyrning mm).

För det andra uppstår en känsla av utsatthet när fjärrvärmens framstår som ett allt mer konkurrenskraftigt alternativ. I takt med att kostnaden för andra uppvärmningsalternativ har ökat till följd av högre internationella och inhemska bränslepriser och högre beskattning av fossila bränslen och el har fjärrvärmebolagen stärkt sin konkurrenskraft genom investeringar i biobaserad kraftvärmeproduktion.

En annan kritik är relaterad till hur vissa fjärrvärmebolag genomfört prisjusteringar. Ända sedan avregleringen av fjärrvärmeverksamheten 1996 har specifika bolag gjort mycket stora prisjusteringar enskilda år. Eftersom uppvärmningskostnaden utgör en stor del av driftkostnaderna för många fastighetsägare blir dessa prisjusteringar ofta svårhanterliga i synnerhet om prishöjning kommer oväntat och framstår som omotiverad eller svårbegriplig.

I följande tabell visas den enskilt högsta prishöjning i procent från ett år till nästa, för perioden 1996-2011. Det framgår av tabellen att trots en relativt liten prisjustering av medianföretaget i

fjärrvärmebranschen så finns det varje år åtminstone ett bolag som genomför en mycket stor prishöjning.

Tabell 1. Störst prisförändring från ett år till nästa, enligt Avgiftsgruppens årliga Nils Holgerssonundersökning. En prisökning 1996-1997 avser förändringen från år 1996 till år 1997.

År	Kommun med högsta prishöjning	Högsta prishöjning (%)	Medianhöjning (%)
1996 -1997	Ljusnarsberg	42%	0%
1997-1998	Staffanstorp	12%	0%
1998-1999	Upplands Väsby	18%	0%
1999-2000	Svenljunga	15%	0%
2000-2001	Ängelholm	26%	1%
2001-2002	Robertsfors	19%	3%
2002-2003	Forshaga	29%	4%
2003-2004	Boxholm	38%	5%
2004-2005	Trosa	18%	3%
2005-2006	Trelleborg	46%	2%
2006-2007	Berg	20%	3%
2007-2008	Stenungsund	21%	3%
2008-2009	Hammarö	27%	4%
2009-2010	Bengtstors	26%	3%
2010-2011	Rättvik	33%	3%

2.2 Samhällsekonomiskt effektiv prissättning

De marknadsmässiga fjärrvärmebolagen tillämpar en prissättning som i viktiga drag får anses främja samhällsekonomisk effektivitet och som empiriskt resulterat i en väsentligt långsammare prisökningstakt än kostnadsutvecklingen för andra uppvärmningsformer.

Enligt Nils Holgersson-rapporten ökade fjärrvärmens medianpris i riket med 24 % i reala termer under perioden 1996-2010. Under perioden 1996-2009 steg priset på eldningsolja, vilket var det billigaste uppvärmningsalternativet för 15 år sedan, med mer än 127% i fast penningvärde.

Fjärrvärmebolagens prissättning kan sorteras i tre huvudgrupper: alternativprissättning, kostnadsrelaterad prissättning eller referensbaserad prissättning. Eftersom den kostnadsbaserade prissättningen i många fall tillämpas av kommunala bolag som internt uppskattar kapitalkostnaden med en låg ränta given av kommunala finansieringsförutsättningar och bokförda restvärden på anläggningstillgångar blir dessa priser i de flesta fall konkurrenskraftiga jämfört med kundernas bästa uppvärmningsalternativ, vilket gör att åtminstone under nu rådande förhållanden leder den

kostnadsbaserade prissättningen till ett pris som är på samma nivå eller lägre än alternativkostnaden. Referensprissättning är inte någon oberoende form av prissättning utan relaterar det enskilda fjärrvärmebolagets pris till den prisnivå som råder i branschen eller till en delmängd av fjärrvärmebolagens priser. Sammantaget innebär detta att fjärrvärmebranschens prisnivå generellt sett är lika med eller lägre än kundernas totalkostnad för uppvärmning med bästa tillgängliga alternativ, i dagsläget pelletspanna eller värmepump.

Alternativprissättning av fjärrvärmebolagen leder till att nya kunder har ett ekonomiskt incitament att välja fjärrvärme. Eftersom det är lönsamt för fjärrvärmebolaget att ansluta nya kunder så länge intäkten är högre än kostnaden kommer kunder att anslutas i en omfattning som är samhällsekonomiskt rationellt. Det kan konstateras att anslutningsgraden är hög i de områden där kunderna kan välja fjärrvärme.¹ Detta visar att fjärrvärmen är konkurrenskraftigt prissatt inte bara i teorin utan också i praktiken (genom så kallad "revealed preference").

Vidare innebär fjärrvärmebolagens icke-linjära prissättning att kunderna får drivkrafter som främjar samhällsekonomiskt rationell energikonsumtion. Möjligen kan det göras gällande att fjärrvärmebolagen på marginalen inte använder sin konkurrenskraft fullt ut för att konkurrera med energibesparingar (isolering, värmeåtervinning, minskad konsumtion) eftersom priset för effekt i vissa fall korresponderar mot en genomsnittskostnad snarare än kostnaden på marginalen. Samtidigt leder en sådan prisstyrning till en successiv minskning av uppvärmningsbehovet, vilket är i linje med en generellt önskvärd samhällsutveckling och en hållbar energiförsörjning.

En merpart av fjärrvärmevolymen i Sverige säljs till ett energipris som reflekterar bolagens marginalkostnad i produktionen. Detta bidrar till att ge samhällsekonomiskt korrekta incitament för energiförbrukning. 57,1 TWh fjärrvärme såldes år 2010, enligt preliminär data från Energimarknadsinspektionens inrapporterade data för 419 nät/prisområden. En kartläggning av dessa näts prisstruktur enligt 2011-års prislistor omfattandes 96,6% av total såld volym 2010 motsvarande 55,2 TWh, visar att i 65 fjärrvärmenät, motsvarande 54,1 % av den volymmässiga andelen av studerade prislistor tillämpas en prisstruktur med fler än en säsong. I 56 fjärrvärmenät tillämpas en prisstruktur med två säsonger och i nio fjärrvärmenät en struktur med tre säsonger. Av kartläggning framgår att i volymmässigt stora fjärrvärmenät tillämpas en prisstruktur med fler än två säsonger för energipris. I 31,5 % av den volymmässiga andelen av studerade prislistor tillämpas en tre-säsongmodell, motsvarande 17.4 TWh.

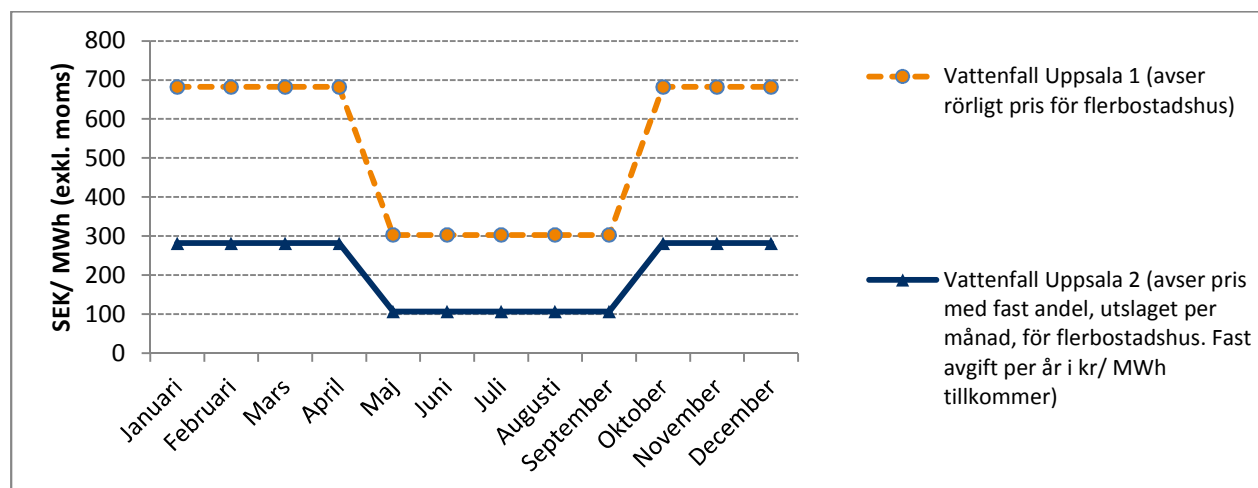
¹ Se t.ex. Figur 8 om fördelning av uppvärmningssätt för flerbostadshus 2001-2009.

Tabell 2. Resultat av kartläggning av prisstruktur enligt 2011-års prislistor

	Antal	Volym 2010, GWh studerade prislistor	Total volym, GWh 2010 (samtliga bolag/nät)	Volymmässig täckning av total volym	Volymmässig andel av studerade prislistor
Undersökta fjärrvärmenät/ prisområden	300	55192	57136	96.6%	
Fjärrvärmenät/ prisområden som tillämpar mer än en säsong/ period för energipris	65	29874			54.1%
Två säsonger	56	12491			22.6%
Tre säsonger	9	17383			31.5%
Fjärrvärmenät/ prisområden som tillämpar temperaturbonus eller flödesavgift	111	35671			64.6%

I följande figur illustreras Vattenfall Uppsalas prisstruktur. Två prismodeller erbjuds för flerbostadshus; en med ett högt energipris och en med ett avsevärt lägre energipris, som mer reflekterar marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktion.

Figur 1. Energipris per månad för Vattenfall i Uppsala 2011²

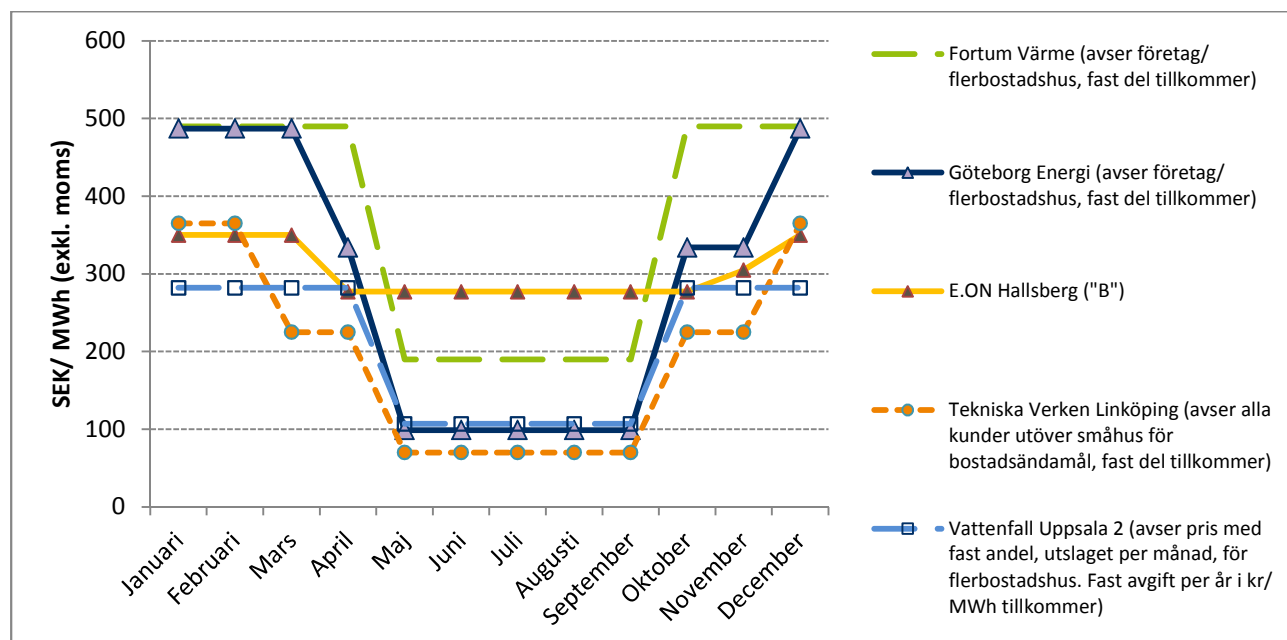


Följande figur illustrerar säsongspriset för Fortum Värme, Göteborg Energi E.ON Hallsberg, Tekniska Verken i Linköping samt Vattenfall Uppsala. Fjärrvärmebolagens pris för energi styr med andra ord mot en rationell besparing av energi som är dyr att producera (bioolja, eldningsolja, el).³

² Vattenfall Uppsala (2011) Normalprislista

³ Exempel på bolag som tillämpar tre säsonger för energiavgift; Göteborg Energi AB, Norrenergi och Tekniska Verken i Linköping etc.

Figur 2. Enerpris per månad, Fortum Värme, Göteborg Energi E.ON Hallsberg, Tekniska Verken i Linköping och Vattenfall Uppsala⁴



Det är vidare värt att notera att bolagen utöver energiprissättning som ger samhällsekonomiskt önskvärda incitament för besparing av rätt typ av energi (dyr produktion) även strävar efter att ge kunder incitament för samhällsekonomiskt rationellt beteende på andra områden. Exempel på detta är bonusar och avgifter⁵ med syfte att optimera returtemperaturen i fjärrvärmesystemet och därmed minimera kostnaden för pumpning och värmeförluster i distributionen samt att öka nyttan av rökgaskondensering.

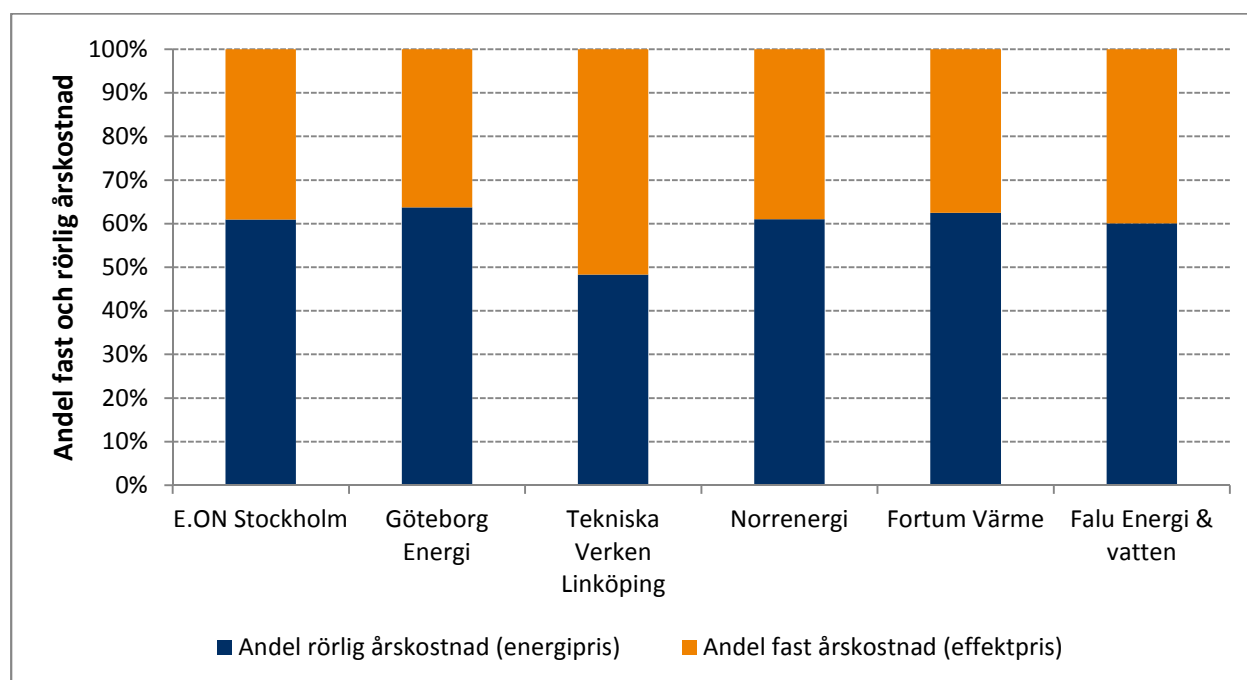
I 111 fjärrvärmenät, motsvarande 64,6% av den totala volymmässiga andelen av studerade prislister, tillämpas en prisstruktur som ger incitament för energieffektivisering genom temperaturbonus eller flödesavgift.

Ett annat belegg för samhällsekonomiskt effektiv prissättning är tillämpning av en två-delad tariff som ger en bättre avvägning mellan rörliga och fasta kostnader för kunden och medger att exempelvis energi som produceras till mycket låg kostnad under sommaren kan säljas till lågt pris istället för att kylas bort i avfallsförbränningsanläggningarna. Följande figur illustrerar hur kundens fjärrvärmekostnad kan bestå av en rörlig komponent och en fast komponent hos ett antal större bolag.

⁴ Bolagens normalprislister för 2011. E.ON Hallsberg och Vattenfall Uppsala erbjuder två typer av energiprisupplägg. Endast ett per bolag har inkluderats i figuren för illustration.

⁵ Exempel på bolag som tillämpar returbonus och avgift: E.ON: Bro, Bålsta, Järfälla, Kungsängen, Vallentuna, Vaxholm, Åkersberga, Malmö och Burlöv, Falun energi och vatten, Norrenergi och Tekniska Verken: Linköping etc.

Figur 3. Fjärrvärmepriset kan utgöras av en fast och en rörlig komponent.⁶



2.3 Prisutveckling på uppvärmning

En empirisk analys av relativpriset visar att fjärrvärmen har mött konkurrens från olika alternativ över tiden. Den som har investerat i alternativ som tillfälligt varit likvärdiga med eller billigare än fjärrvärme har över tid haft en lägre nytta än de kunder som har valt fjärrvärme.

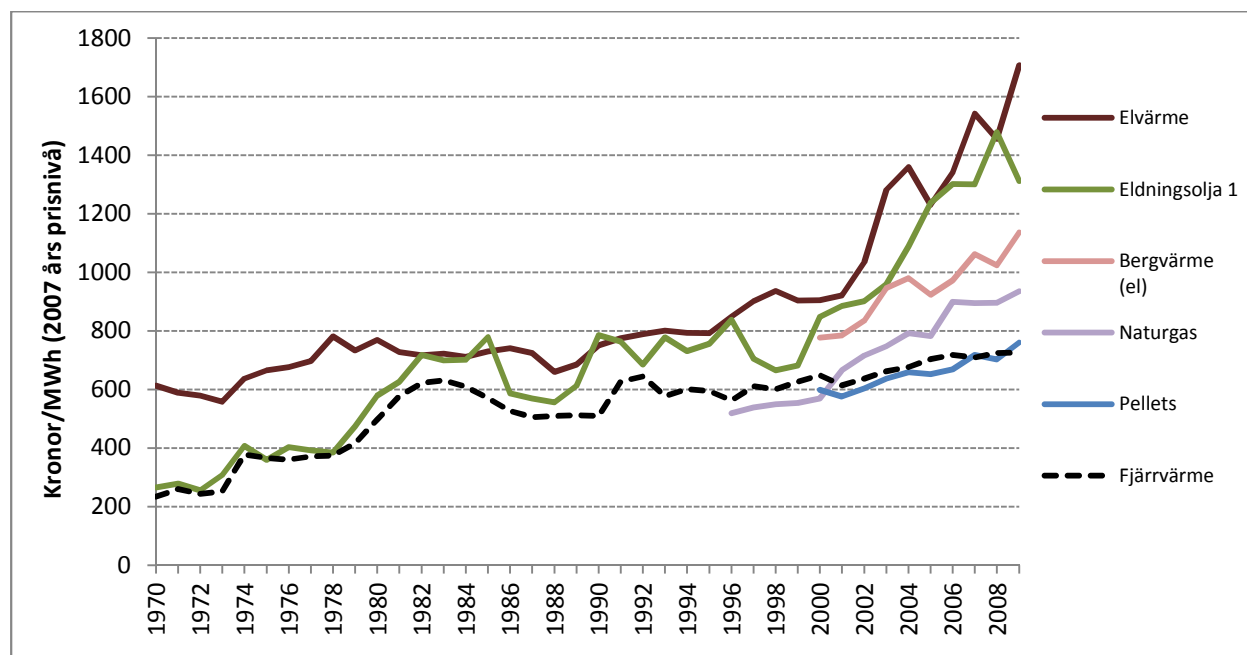
Prisutvecklingen i fast penningvärde (2007 års priser) för olika uppvärmningsalternativ under 1970-2009 har medfört en ökande uppvärmningskostnad för konsumenterna, vilket framgår av nedanstående figur. Priserna avser endast energipriser, nätavgifter och skatter och är således inte justerade för övriga kostnader och förändringar i verkningsgrad.

Prisökningen har varit särskilt markant för eldningsolja och naturgas. Även elpriset har ökat markant, i synnerhet under den senaste tioårsperioden. Prisökningen för pellets har samtidigt varit måttlig. Fjärrvärmens prisökning under åren 1990 och 1991 är ett resultat av att fjärrvärmen blev momsbelagd⁷.

⁶ Källa: Simulering av bolagens normalprislistor

⁷ På grund av olika övergångsregler inträffade prishöjningen på olja tidigare än motsvarande prisökning på fjärrvärme.

Figur 4. Kostnad för olika uppvärmningsalternativ 1970-2009. KPI-justerat till 2007 års prisnivå. Uppskattning av total uppvärmningskostnad för olika alternativ inklusive kapitalkostnader.⁸



Prisutvecklingen på fjärrvärme följer under första delen av tidsperioden prisutvecklingen på eldningsolja. Under de sista tio åren följer fjärrvärmepriset prisutvecklingen på pellets. Detta förklaras av att priset på fjärrvärme bestäms av kundernas bästa alternativ samt av det faktum att fjärrvärmepriset är beroende av vilket bränsle som används i produktionen. Beräkning av kostnad för pellets är förknippad med viss osäkerhet då faktorer som lokal miljö; förutsättningar för panncentral, lager, skorsten och transport påverkar totalkostnaden i varierande grad.

Samtidigt som prisutvecklingen under perioden har inneburit en generellt högre prisnivå för uppvärmning så har inte prisuppgången varit parallell för samtliga alternativ. Under 1970-talet ökade oljepriset kraftigt. Detta drog med sig fjärrvärmepriset eftersom olja var den dominerande insatsvaran i produktionen under denna period. Elpriset steg inte i samma utsträckning, vilket medförde en kraftig sänkning av relativpriset för el mellan 1970 och 1980. Under denna period kom också direktverkande el att bli ett attraktivt alternativ till både olja och fjärrvärme.

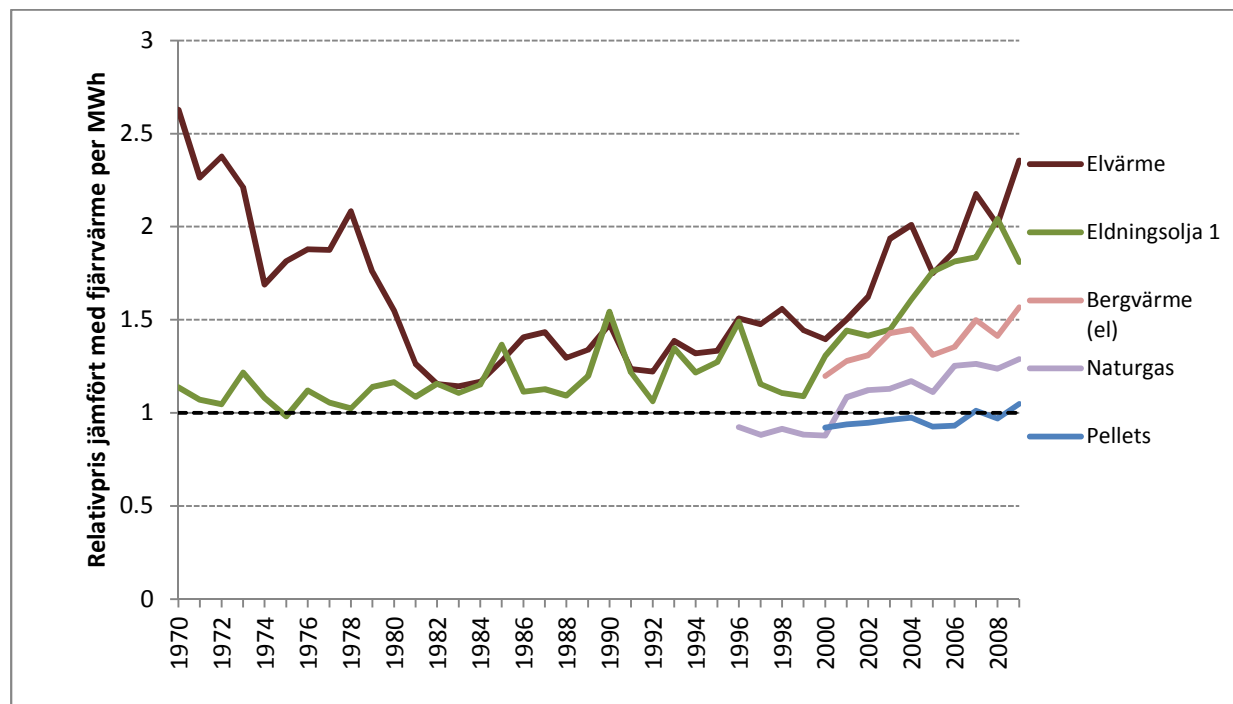
⁸ Beräknat på investeringsbelopp och prestanda år 2007, för värmepumpar enligt BeBo (2008) "Ekonomisk och driftserfarenhetsmässig utvärdering av bergvärmepumpar", och för övriga alternativ enligt Energimarknadsinspektionen (2008). Kapitalkostnad beräknad med 5,4% ränta enligt annuitetsmetoden. Energipriser enligt Energimyndigheten "Energiläget i siffror", SCB "El-, gas- och fjärrvärmeförsörjningen", SCB Statistiska Meddelanden EN11SM0901, flera årgångar. Energimyndigheten (2009), "Prisblad för biobränslen, torv mm. Nr 1/2009", flera årgångar och ÄFAB (2009), "Prisutveckling bulkpellets", Energimyndighetens prisserie till värmeverk har modifierats med medelvärdet i procent av påslaget överlappande år i ÄFABs prisserie till slutkunder.

Under den senaste tioårsperioden, sedan slutet på 1990-talet, har såväl oljepriset som elpriset stigit kraftigt. Samtidigt har bibränslen och värmepumpar blivit attraktiva uppvärmningsalternativ, vilket hållit nere priset på fjärrvärme.

Slutsatsen från föregående figur är att prisutvecklingen för fjärrvärme varit generellt gynnsam, relativt till bästa alternativen vid varje givet tillfälle. Fjärrvärme har varit ett konkurrenskraftigt uppvärmningsalternativ under hela perioden.

I förhållande till såväl el som olja och andra fossila bränslen har fjärrvärmens relativpris sjunkit kraftigt den senaste tioårsperioden (sedan 1998-1999), samtidigt som relativpriset i förhållande till biobränsle varit mera stabilt. Relativprisutvecklingen för olika bränslen i förhållande till fjärrvärme framgår av följande figur.

Figur 5. Relativpris för olika uppvärmningsalternativ jämfört med fjärrvärme, 1970-2009.



Under perioden 1997 till 2010 steg priset för fjärrvärme till flerbostadshus enligt SCB med ca 65%, mätt som förändring av priset i januari månad, vilket visas i följande tabell.

Andra energislag som är relevanta uppvärmningsalternativ för bostäder och lokaler steg betydligt mer i pris. Under åren 1997-2010 steg priset för eldningsolja 1 (Eo1) enligt SCB med 162%, naturgas för uppvärmning av flerbostadshus steg med 157%, elpriset för villakunder med direktverkande el steg med 104%. Priset för biobränsle steg något mindre, exempelvis steg priset för pellets/briketter till värmeverk med 97% under perioden 1997-2010.

Tabell 3. Prisutveckling för uppvärmning 1997-2010⁹

	Eldningsolja (uppvärmning)	El (uppvärmning)	Fjärrvärme flerbost.	Naturgas flerbostäder
SEK/MWh	Medelpris	Pris i januari	Pris i januari	Pris i januari
1997	449	701	477	373
1998	421	736	478	391
1999	430	751	486	364
2000	558	727	485	391
2001	631	748	530	513
2002	624	869	589	570
2003	687	1023	617	601
2004	754	1119	665	640
2005	918	1081	689	719
2006	960	1139	692	845
2007	989	1292	706	840
2008	1227	1270	733	870
2009	1033	1400	769	930
2010	1177	1430	787	960
Förändring	162%	104%	65%	157%

Fjärrvärmepriset har gradvis ökat över tiden, och i något snabbare takt än inflationen, till följd av att primärenergi blivit dyrare i reala termer. Denna utveckling beror på såväl stigande världsmarknadspriser till följd av ökande internationell efterfrågan på energi samt skatter och avgifter på el och fossila bränslen.

Den ökande kostnaden för energi under perioden 1997-2010 bekräftas av SCBs prisindex. Under perioden 1997-2010 ökade producentpriserna så att olja blev 156% dyrare, el 102% dyrare och gas 67% (2009) dyrare i löpande priser, medan ånga, värme och kyla blev 51% dyrare. Kostnad för primärenergi har ökat snabbare än priset på fjärrvärme.

⁹ Källor: SCB: Pris för eldningsolja (inkl. skatt och moms) till villakunder januari 2001-mars 2011, SCB: Priser på el för hushållskunder 2007-, SCB: Fjärrvärmepriser (inkl. moms) för flerbostadshus jan 2001 - mars 2011, SCB: Naturgaspriser för hushållskunder, SVO: Priser på trädbränsle och torv per MWh, fritt förbrukare, löpande priser exkl. skatt.

Tabell 4. Prisindex för olika energislag. Basår är 2005, dvs. 2005=100.¹⁰

	KPI	NPI	KPI	PPI	PPI	PPI	PPI
År	Totalt	Årsmedel	El	Olja	El	Gas	Värme/k
1997	92	95	69	48	79	84	77
1998	92	93	72	40	73	84	77
1999	92	92	68	47	65	76	79
2000	93	94	67	76	63	76	82
2001	95	96	77	78	73	75	87
2002	98	98	82	70	83	84	86
2003	99	100	102	70	103	91	92
2004	100	100	101	80	100	96	98
2005	100	100	100	100	100	100	100
2006	101	101	114	113	123	103	103
2007	104	104	113	115	119	107	106
2008	108	107	126	136	148	111	111
2009	107	106	128	109	146	141	116
2010	108	108	134	123	160		117
Förändring	17%	14%	93%	156%	102%	67%	51%

På grund av fjärrvärmebolagens möjlighet att optimera bränslemixen samtidigt som hushållens bästa uppvärmningsalternativ varierar över tiden så har genomslaget av förändringar av bränslepriserna på fjärrvärmepriiset endast varit partiellt.

Fjärrvärmebranschen har investerat i nya anläggningar som kan använda billigare bränslen över tid, alltså ändrat produktionsmixen, i syfte att minska påverkan av ökade kostnader i kundledet. Exempel på detta är investeringar i kraftvärmeverk för biobränsleeldning.

En annan anledning till att fjärrvärmebranschen lyckats hålla nere prisökningar är en ökad grad av storskalig produktion; fjärrvärmebranschen har successivt ökat stordriftsfördelarna i produktionen. En viktig förklaring till de ökande kostnaderna är den svenska energipolitiken. Hushållning med energi och investeringar i energisektorn som ökar produktionen av värme och el med förnyelsebara energikällor har varit ett uttalat inslag i energipolitiken.

¹⁰ Källa: SCB (2011) Producentprisindex (PPI) efter produktgrupp SPIN 2007. År 1990-2010

Tabell 5. Politiska styrmedel 1997-2011¹¹

Styrmedel SEK/MWh	Elskatt = energiskatt + moms	Elcertifikat Medelpris	Eo1-skatt = total skatt + moms	Naturgas- skatt Hushåll	Energipolitiska beslut Övrigt
	Hushåll		Hushåll		
1997	157		220	117	
1998	190		226	120	
1999	189		224	119	Barsebäck 1 stängs
2000	203		226	120	
2001	226		278	158	
2002	248		313	182	
2003	284	201	362	215	
2004	301	231	416	253	
2005	318	216	418	254	Barsebäck 2 stängs
2006	326	191	420	255	
2007	331	195	427	259	
2008	337	247	456	274	
2009	353	293	476	286	
2010	350	295	476	286	
2011	354	262	477	358	
Förändring 1997-2011	125%		117%	206%	

Ett viktigt inslag i energipolitiken har varit den gröna skatteväxlingen. Under perioden 1997-2011 steg elskatten från 157 kr per MWh till 354 kr per MWh, vilket framgår av tabellen ovan. År 2003 introduceras systemet med elcertifikat och sen dess har årsmedelpriset varit mellan 191 och 295 kronor per MWh.

Mest markant har skatteförändringen för fossila bränslen varit. Skatten på eldningsolja (Eo1) har ökat från 220 kr per MWh till 477 kr per MWh (2011) och skatten på naturgas för uppvärmningsändamål har ökat från 117 kr per MWh till 358 kr per MWh.

Vidare har den svenska energipolitiken inneburit en begränsad möjlighet att långsiktigt öka produktionen av energi, framförallt med kärnkraft och vattenkraft.

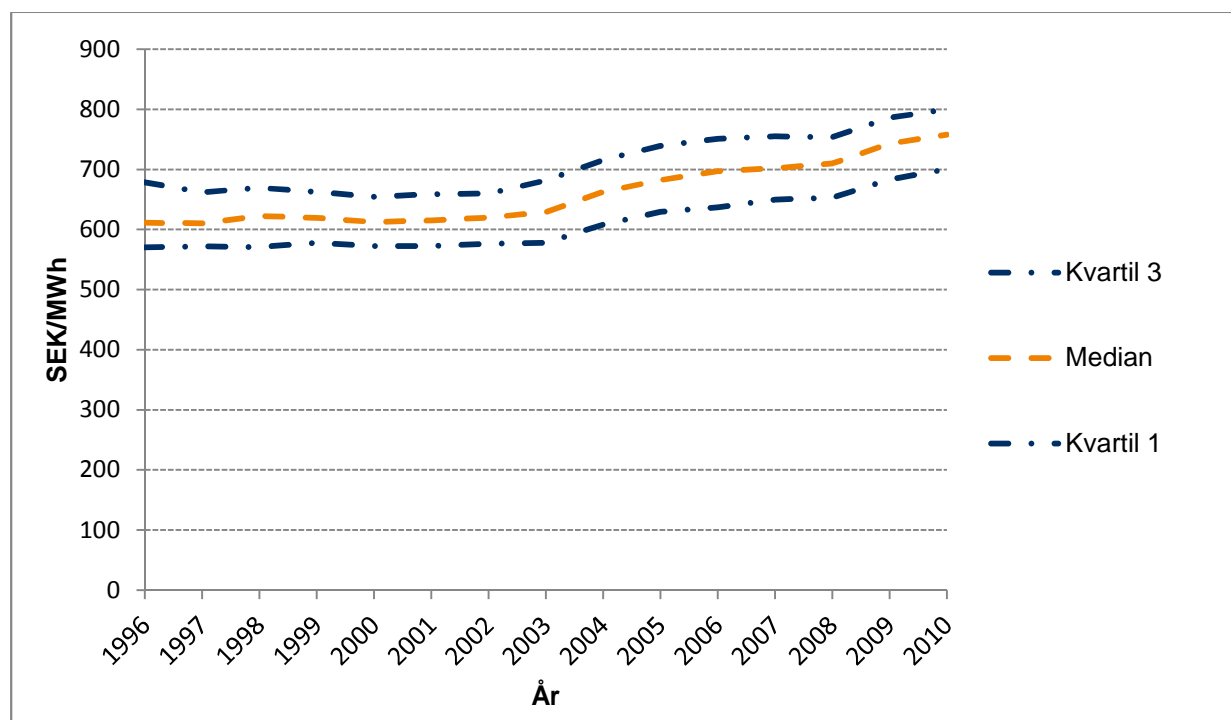
2.4 Prisspridning för fjärrvärme

Avgiftsgruppens material ligger till grund för den årligen utkommande Nils Holgersson-rapporten. Dessa data utgörs av listpris i olika kommuner för ett typhus med ett uppvärmningsbehov på 193 MWh och

¹¹ Källa: Svensk Energi, Svenska Kraftnät, SPI, Skatteverket, Barsebäckkraft AB, E.ON

data finns tillgängliga från åren 1996-2010. I undersökningen "flyttas" ett typhus mellan kommunerna för att beräkna priset på fjärrvärme för varje kommun. Det hus som undersöks är ett flerbostadshus med 15 lägenheter och 1 000 kvm boyta. Förbrukningen av fjärrvärme för denna hustyp uppgår till 193 MWh per år.

Figur 6. Prisutveckling för fjärrvärme 1996-2010, i fast penningvärde, (2010).¹²



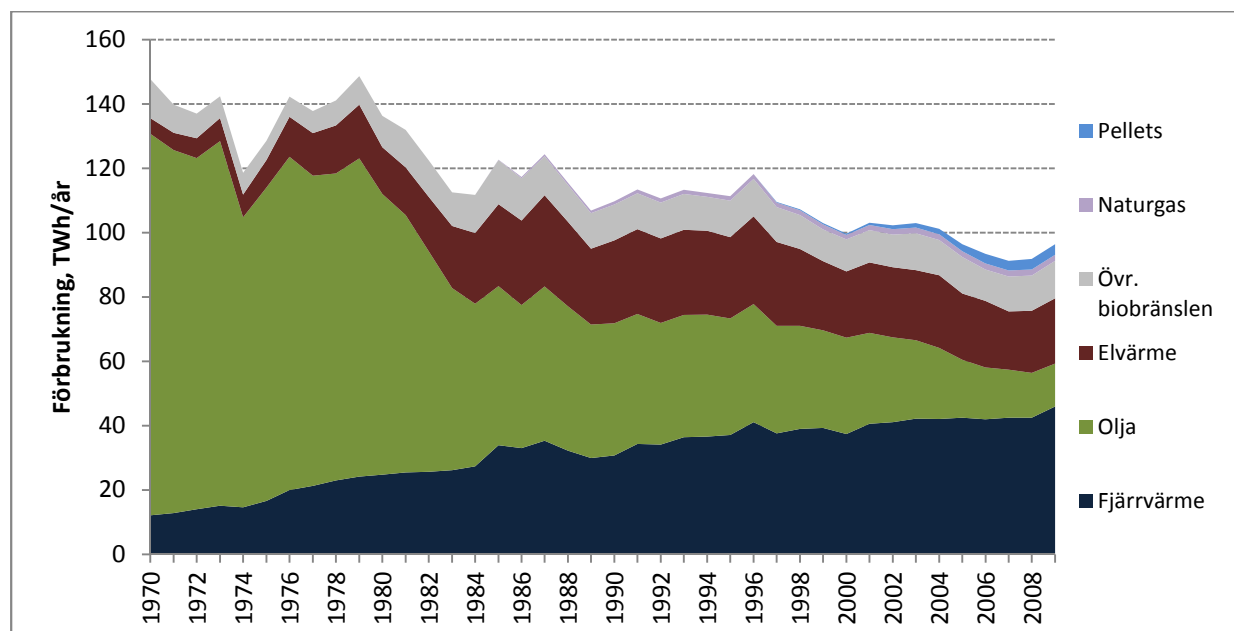
Materialet är bland annat begränsande på så sätt att priset representerar listpriset för en specifik kundtyp, vilket inte nödvändigtvis behöver vara typkunden för varje leverantör. Priset per MWh är således inte ett genomsnittligt pris som viktats med den faktiska förbrukningen. Dessutom är prisuppgifterna i Nils Holgersson-rapporten hämtade från fjärrvärmebolags prislistor och kan därför skilja sig från det faktiskt debiterade priset.

2.5 Volym och marknadsandelar

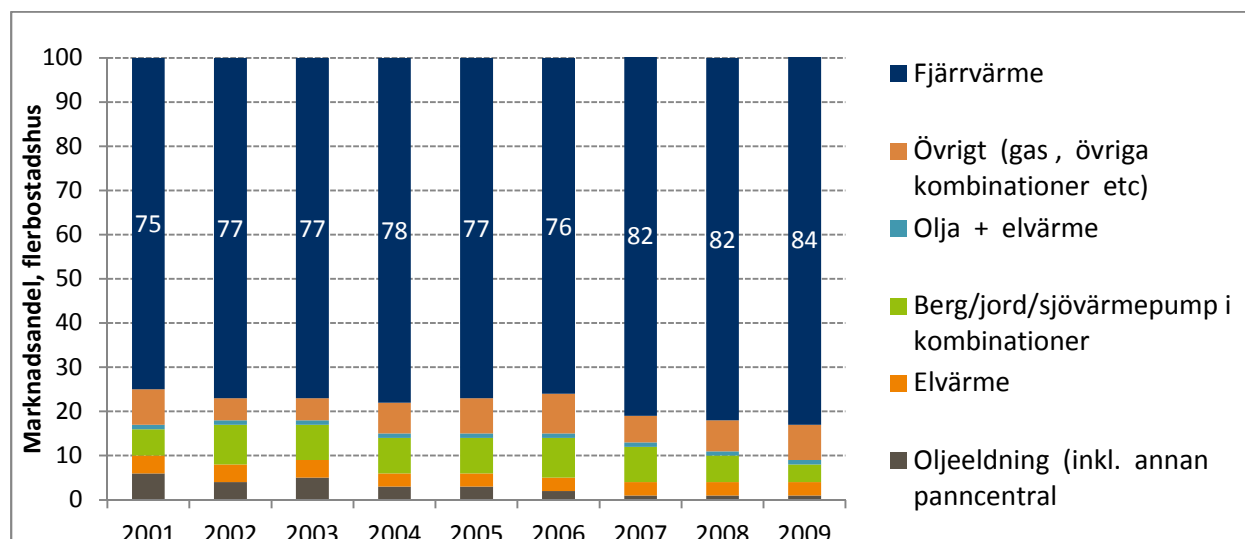
Fjärrvärmepriset har varit konkurrenskraftigt över tid. Det bekräftas av att fjärrvärmens volym ökat på en krympande energimarknad. Med andra ord är det uppenbart att fjärrvärmens pris sätts så att de kunder som väljer fjärrvärme framför andra alternativ har en högre nytta än de kunder som inte erbjuds denna valmöjlighet. Samtidigt som fjärrvärmeandelen har ökat, har andelarna av alternativen som elvärme, samt oljeeldning minskat.

¹² Källa: Nils Holgersson, Avgiftsundersökning samt KPI från SCB

Figur 7. Energianvändningen för uppvärmning i Sverige per uppvärmningsalternativ, inom bostads- och servicesektorn, 1970-2009.¹³



Figur 8. Fördelning av uppvärmningssätt för flerbostadshus 2001-2009.¹⁴



Fjärrvärme konkurrerar med andra ord med en rad uppvärmningsalternativ, såsom oljepanna, vedpanna, pelletspanna, direktverkande el, elpanna och olika värmepumpslösningar.

¹³ Energimyndigheten (2010), Energianvändning för uppvärmning i Sverige 1970-2009 samt "Energiläget i siffror 2010".

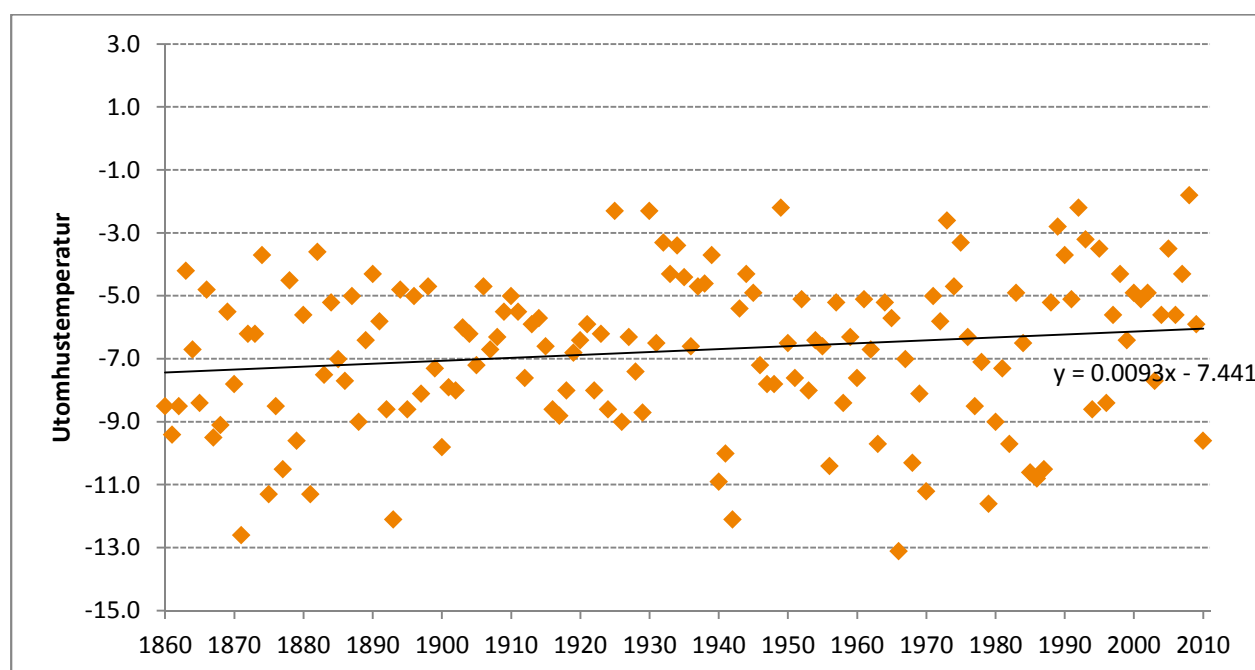
¹⁴ Källa: Energimyndigheten (2011), Energistatistik för flerbostadshus 2009 (ES 2011:0), tabell 2.3

Det totala behovet av tillförd energi minskar genom att konsumenterna gör investeringar i form av förbättrad isolering, ventilation eller återvinning av värme. Med dagens teknik är det praktiskt möjligt att bygga hus som inte kräver någon tillförd energi för uppvärmning, så kallade "passivhus". Fjärrvärmens konkurrerar därför även med investeringar i energireducerande system.

Investeringar som minskar energibehovet har pågått under hela den studerade perioden. Uppvärmningsbehovet har minskat till följd av fastighetsägarnas tilläggsinvesteringar och i takt med att den befintliga stocken med byggnader har förnygrats. Den totala energianvändningen för uppvärmning i Sverige har minskat kraftigt under perioden 1970-2009, från 148 till 94 TWh per år.

Den minskade energiförbrukningen för uppvärmning är delvis en följd av att klimatet trendmässigt blivit något varmare under vintrarna, vilket framgår av följande figur.

Figur 9. Vinterns medeltemperatur 1860-2010 (medel av månadsmedeltemperaturerna för december, året innan, januari och februari) (°C)¹⁵



Den minskade energiförbrukningen är även ett resultat av att värmekunderna genomfört investeringar i olika energisparande åtgärder samt energipolitiska regleringar. Föreskrifterna i Byggverkets byggregler, BBR, som tillämpas när en byggnad uppförs eller tillbyggs, specificerar högsta tillåtna värden för energianvändning per kvadratmeter samt värmegenomgångskoefficient, beroende på byggnadens geografiska läge, byggnadstyp samt uppvärmningsalternativ.

¹⁵ SMHI, "Klimatindikatorer - temperatur". Data baserat på 37 väderstationer.

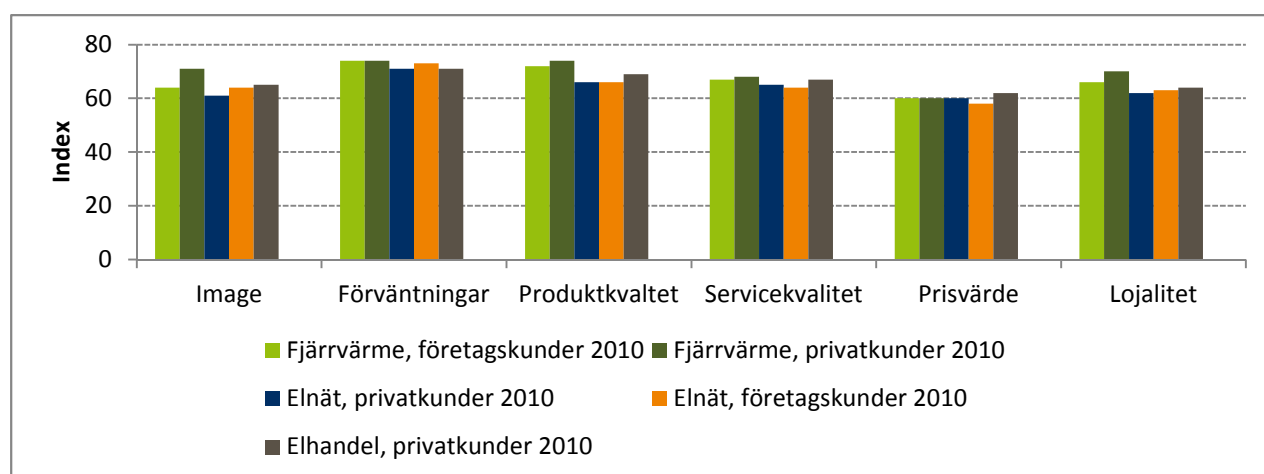
3 Differentiering av fjärrvärmeprodukten

Det finns få eller inga empiriska belägg för att fjärrvärmeprodukten är otillräckligt differentierad i kundledet. Flera fjärrvärmebolag erbjuder prismodeller med olika risk. Det vill säga kunder ges en möjlighet att påverka sitt risktagande med att välja mellan olika andel fasta (effektpris) och rörliga (energipris) andelar som utgör priset. Ett ökande antal fjärrvärmebolag erbjuder också grön värme med begränsad efterfrågan. Vissa bolag har inriktat verksamheten mot produktionspecifik värme. Markvärme och avbrytbara leveranser är exempel på annan typ av befintlig differentiering som möter en mycket begränsad efterfrågan. Även energitjänster som kopplas till fjärrvärmeprodukten har en mycket liten omsättning trots att dessa produkter erbjuds.

3.1 Fjärrvärmens homogenitet värdesätts av kunderna

Enligt Svenskt Kvalitetsindex är både företagskunder och privatkunder relativt nöjda med fjärrvärme. Svenskt Kvalitetsindex visar att fjärrvärmens kundnöjdhet, för privatkunder, är högre än den för elnät och elhandel. Generellt påvisar Svenskt Kvalitetsindex branschundersökning att fjärrvärmebranschen uppnår högre indextal än elnät och elhandel för kategorierna som bedöms. Privatkunder är relativt mer nöjda med fjärrvärme än med branscherna elnät och elhandel. Företagskunder är nästan lika nöjda med de två olika branscherna. En branschsammanställning illustreras i följande figur.

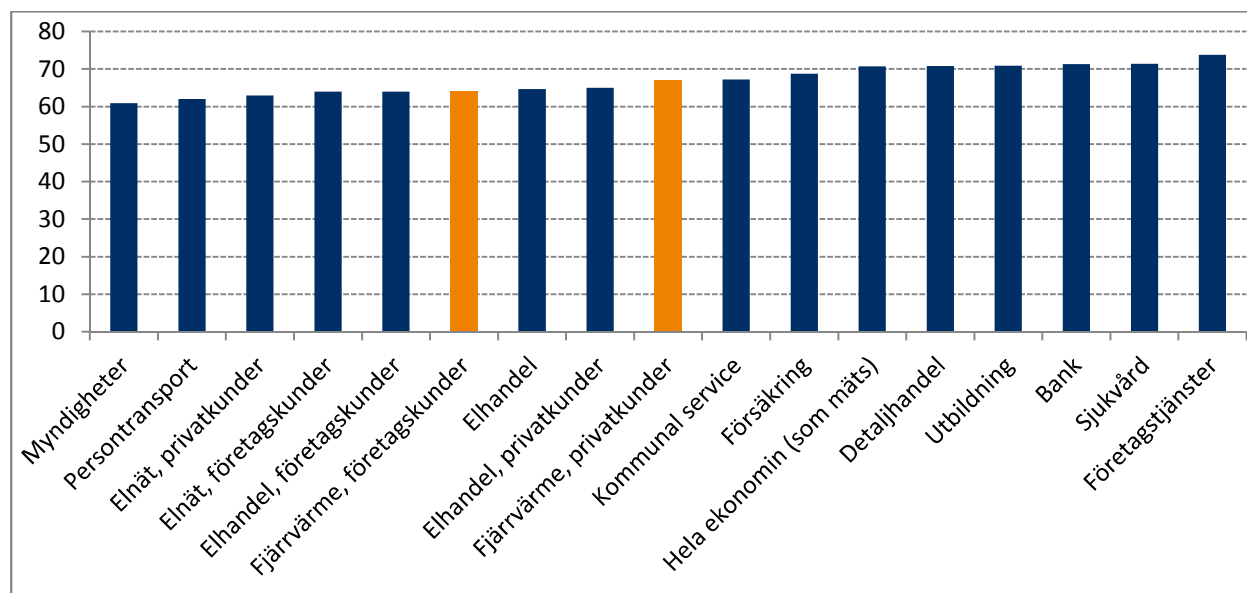
Figur 10. Profil energibranschen år 2010, enligt Svenskt Kvalitetsindex undersökning¹⁶



¹⁶ Nilsson, M. and Parmler, J. (2010). Pressinformation "Elbranschen och Fjärrvärme 2010 enligt Svenskt Kvalitetsindex". Svenskt Kvalitetsindex samt Parmler, J. (2010). Pressinformation "Utvecklingen för hela ekonomin enligt Svenskt Kvalitetsindex" Svenskt Kvalitetsindex. SKI beskriver undersökningsmetoden med att; *mätningarna görs via telefonintervjuer till ett slumpmässigt urval av personer och företag. Intervjuerna är erfarenhetsbaserade där det företag kunden lämnar synpunkter om skall vara huvudleverantör. Detta innebär att det är den kundupplevda kvaliteten som redovisas.*

Kunder har högre förväntningar om produktkvalitet för produkten fjärrvärme än exempelvis produkten elenergi eller elhandel. En kompletterande branschjämförelse över upplevd nöjdhet visas i följande figur.

Figur 11. Kundnöjdhet per bransch år 2010, enligt Svenskt Kvalitetsindex undersökning.¹⁷



Not: Privatkunders- och företagskunders bedömning är sammanslagen för ett antal branscher och sårredovisas endast för energibranschen; fjärrvärme, elnät och elhandel.

Ett av skälen till högt förtroende för fjärrvärmebranschen är få distributionsstörningar. Aviserade avbrott är när användaren är informerad i förväg, i syfte att nätföretagen ska utföra planerat arbete på nätet. Oaviserade avbrott orsakas av oplanerade bestående eller övergående fel, i de flesta fall till höjd av yttre händelser, t.ex. utrustningsfel eller störningar. Medelvärdet för 419 nät gällande oaviserade avbrott i distributionen var 1.92 under år 2010, antalet avbrott uppgick till 805, vilket är betydligt lägre än medelvärdet och antalet för aviserade avbrott, 7.61 respektive 3187. I 279 fjärrvärmenät var det inte ett enda oaviserat avbrott under 2010. I 205 nät var det varken ett aviserat, eller oaviserat avbrott under året.

¹⁷ Nilsson, M. and Parmler, J. (2010). Pressinformation "Elbranschen och Fjärrvärme 2010 enligt Svenskt Kvalitetsindex". Svenskt Kvalitetsindex

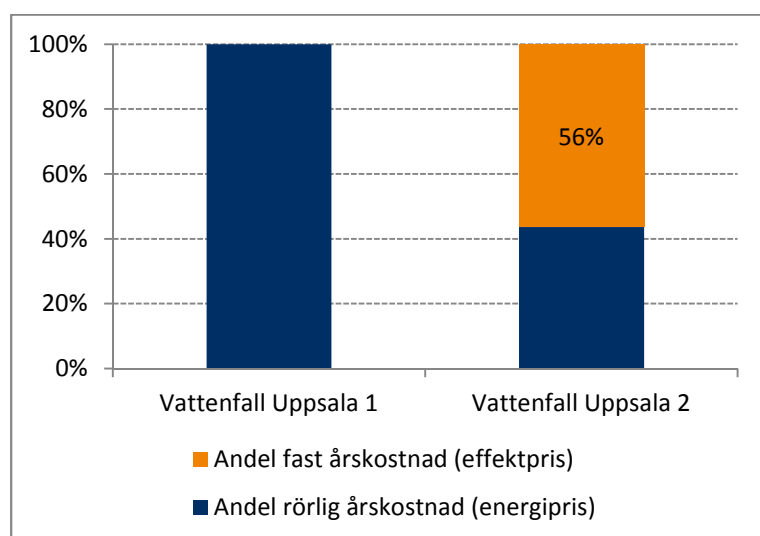
Tabell 6. Aviserade och oaviserade avbrott i distribution 2010. Preliminär data från EI för 2010. 419 fjärrvärmenät ingår i statistiken.

	Antal aviserade avbrott i distribution	Antal oaviserade avbrott i distribution
Summa avbrott	3187	805
Antal nät utan avbrott	205	279
Medelvärde	7,61	1,92
Kvartil 1	0	0
Median	1	0
Kvartil 3	3	1

3.2 Valfria prismodeller

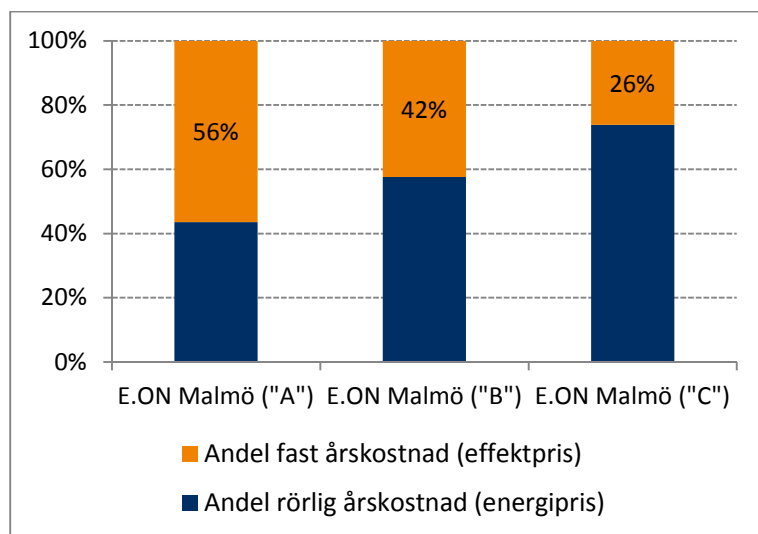
Det finns ett antal fjärrvärmebolag som tillämpar valfria prislister, alltså att kunden själv väljer mellan två eller flera prislister. Valen kan vara konstruerade så att kunden upplever mer eller mindre risk och förutsägbarhet. I följande figurer illustreras tre bolags prisstruktur; Vattenfall Uppsala, E.ON Malmö och Växjö Energi.¹⁸ I exemplet erbjuder Vattenfall och Växjö störst variation då kunden kan välja mellan ett helt rörligt pris och varianter med olika grad av fasta inslag. E.ON Malmö erbjuder tre varianter för att uppnå god kundanpassning.

Figur 12. Exempel av fördelning över fasta och rörliga kostnader och val av risknivå: Vattenfall Uppsala. Hög risk till vänster med 100 % rörligt pris och lägre risk, med en större fast andel till höger.

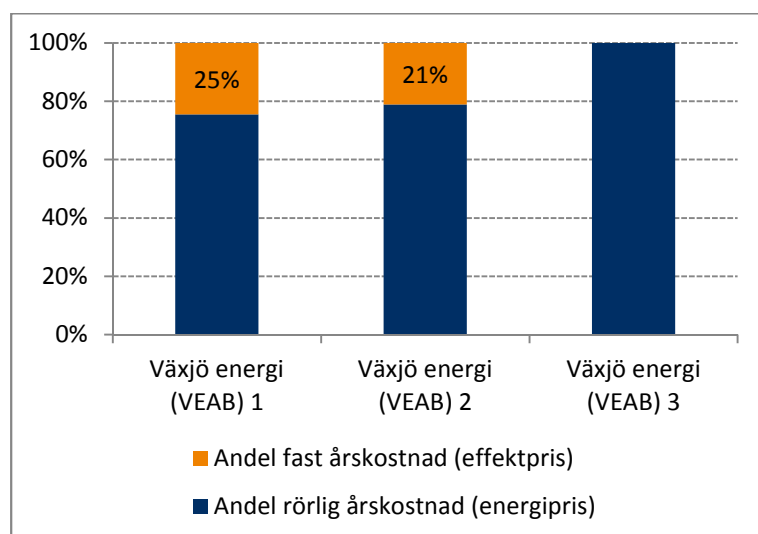


¹⁸ Bolagens företagsprislister med olika fasta och rörliga komponenter. Simulering för flerbostadshus

Figur 13. Exempel av fördelning över fasta och rörliga kostnader och val av risknivå: E.ON Malmö. Lägre risk till vänster och ökad risk i alternativen till höger.



Figur 14. Exempel av fördelning över fasta och rörliga kostnader och val av risknivå: Växjö Energi och Miljö (VEAB). Lägre risk till vänster och ökad risk i alternativen till höger.



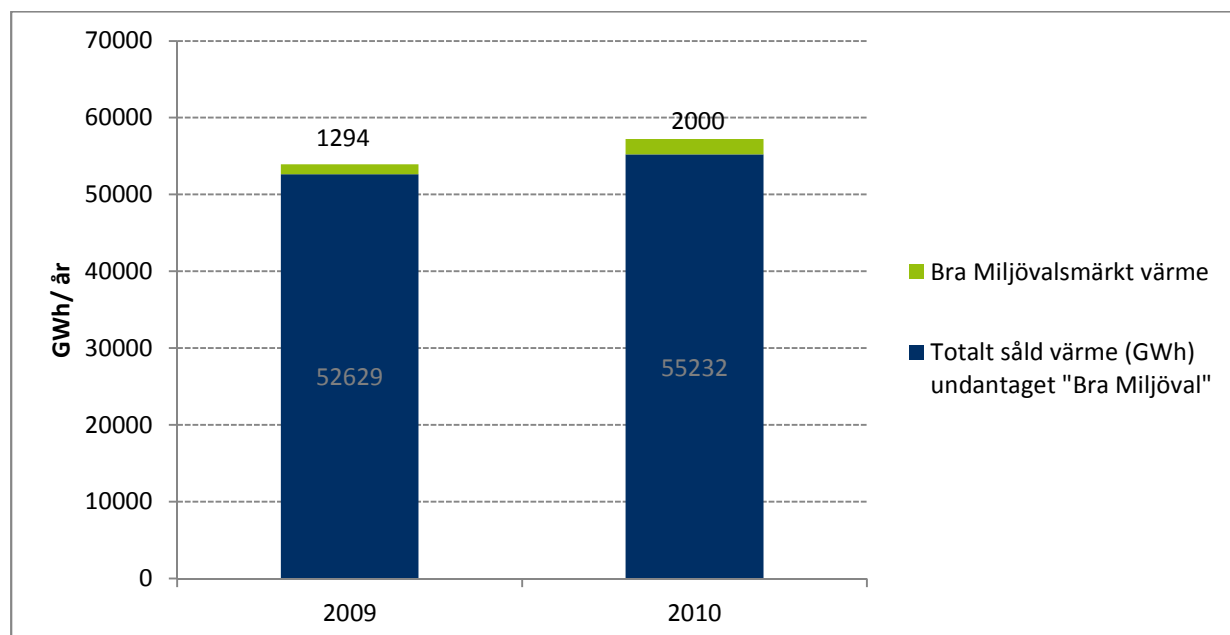
3.3 Grön värme

Ett ökande antal fjärrvärmebolag erbjuder fjärrvärme certifierad med Bra Miljöval, från fem bolag 2009 till elva fjärrvärmebolag 2011. Volymmässigt har leveranserna av certifierad värme ökat något under det senaste året, enligt statistik från Naturskyddsföreningen.

Fjärrvärme, certifierad med Bra Miljöval, utgör en relativt liten andel av totala värmeleveranser, vilket illustreras av följande figur. 2009 utgjorde värme märkt med Bra Miljöval 2,4% av totala

värmeleveranser. Enligt preliminär data för 2010 utgjorde värme märkt med Bra Miljöval 3,5% av totala värmeleveranser år 2010.

Figur 15. Såld fjärrvärme märkt med Bra Miljöval (GWh) 2009-2010, jämfört med totala värmeleveranser.¹⁹



Elva fjärrvärmebolag har värmeproduktionen certifierad med Bra Miljöval 2011, dessa är; Falu Energi & Vatten AB, Falbygdens Energi AB, Göteborg Energi AB (pristillägg), Karlshamn Energi AB, Kristinehamns Fjärrvärme AB, Mark Kraftvärme AB, Mölndal Energi AB (pristillägg), Norrenergi AB, Tranås Energi AB, Öresundskraft AB och Växjö Energi AB. Falu Energi & Vatten AB och Norrenergi AB har dessutom Bra Miljöval licens för fjärrkyla.

Generella krav för Naturskyddsföreningens licens Bra Miljöval är att;

- andelen fossilbaserad energi, (icke förnybar), i hela produktionscykeln understiger tio procent av totalen, inklusive transporter
- värmeenergin ska produceras i en anläggning där det finns miljöledningssystem enligt ISO 14000, EMAS eller motsvarande
- det ska finnas en miljöpolicy fastställd av föreningsledningen

¹⁹ Naturskyddsföreningen, Jesper Peterson. Siffran för 2009 är fastställd av Naturskyddsföreningen och siffran för 2010 är approximativ och kan justeras marginellt, då revisionen är i sitt slutskede under september 2011. Total såld värme kommer från Energimarknadsinspektionen (2010-2011), inrapporterad data till Energimarknadsinspektionen för 2009, "levererad värme". Uppgifter för år 2010 avser preliminär data från EI "levererad".

- tillfört bränsle ska vara FSC-märkt, eller motsvarande
- krav ställs på ursprung och hantering av biobränslen
- de måste gå igenom en årlig revision för att behålla licensen

Värmeproducenter kan ansöka om att certifiera hela eller delar av produktionen med Bra Miljöval. Om endast en del av produktionen certifieras, kan två produkter erbjudas kunden, Bra Miljöval som tillval eller inte.

En genomgång av prisinformation för privat- och företagskunder för samtliga fjärrvärmebolag i Sverige, visar att ett fåtal bolag är miljöcertifierade med Bra Miljöval, ISO 14000 eller liknande samt att ännu färre erbjuder idag certifierad "grön" fjärrvärme mot ett pristillägg eller att hela värmeproduktionen är "grön-certifierad" i någon mån, utan synbart pristillägg för kund.

Det finns ett par olika erbjudanden på marknaden idag; Bra Miljöval och varianter av klimatkompensation av produktionen.

Exempel på klimatkompensationserbjudanden:

- Göteborg Energi AB erbjuder företagskunder att köpa klimatkompenserad fjärrvärme för 12,50 kr/MWh. Denna möjlighet är inte öppen för privatkunder.
- AB Fortum Värme samägt med Stockholms stad erbjuder företags- och privatkunder att klimatkompensera fjärrvärme, (ISO 14021), mot ett pristillägg om 18 kr/MWh (22,50 kr/MWh inkl. moms).
- Umeå Energi AB erbjuder ett tillägg för klimatneutral fjärrvärme, (ISO 14021), mot ett pristillägg om 1,7 öre/kWh för företagskunder. Privatkunder har ej möjlighet att köpa klimatneutral fjärrvärme.
- Vattenfall AB:s fjärrvärmenät i Uppsala erbjuder ett tillägg för koldioxidneutral värme för att koldioxidkompensera avfallsförbränningen i Uppsala. Pristillägget är 20 kr/ MWh för företag. Privatkunder har ej möjlighet att köpa koldioxidneutral fjärrvärme.
- Det finns för närvarande nio fjärrvärmeföretag som har certifierat någon del av produktionen med ISO 14001 och/eller ISO 9001, utan att erbjuda detta som ett pristillägg till varken företags- eller privatkunder.

Exempel över medvetet miljöarbete är Norrenergi AB som utöver Bra Miljöval har certifierat produktionen med ISO 14001. Deras miljöarbete har tagit uttryckt i att,²⁰

²⁰ Norrenergi (2010) Verksamhetsgenomlysning, REKO

- Värmepumpanläggningen som byggdes 1985 ersatte 70 000 m³ fossil eldningsolja per år.
- Biobränsleanläggningen som byggdes 2003 ersatte nästan all kvarvarande eldningsolja.
- NorrEnergi var först med fjärrvärme märkt med Bra Miljöval 2008 och fjärrkyla märkt med Bra Miljöval 2009.
- På befintliga oljepannor i Solnaverket genomförs effekthöjande åtgärder för att höja verkningsgraden på pannorna vilket minskar användningen av fossila bränslen.
- Nya ackumulatorer vid Solnaverket har tagits i drift 2011 och innebär att användningen av fossila bränslen minskar ytterligare.
- Provedning av bioolja har genomförts för att ersätta eldningsolja 1 med avsikt att göra driften med bioolja permanent.

4 Stordriftsfördelar i produktionen

Fjärrvärmebolag optimerar produktionsanläggningar efter ett lokalt fjärrvärmebehov och lokala förutsättningar för produktionsanläggningar. I små nät finns det ofta utrymme för en basanläggning. I ett stort integrerat fjärrvärmesystem som Göteborg eller Stockholm finns det utrymme för ett större antal värmeproduktionsanläggningar. Fjärrvärmebolag har investerat betydande summor i sammankopplingar för att ge ett större avsättningsområde för värmen och möjliggöra storskalig produktion. Det finns ett stort antal produktionssamarbeten mellan närliggande nät för att möjliggöra byggandet av större anläggningar som uppnår hög utnyttjandetid.

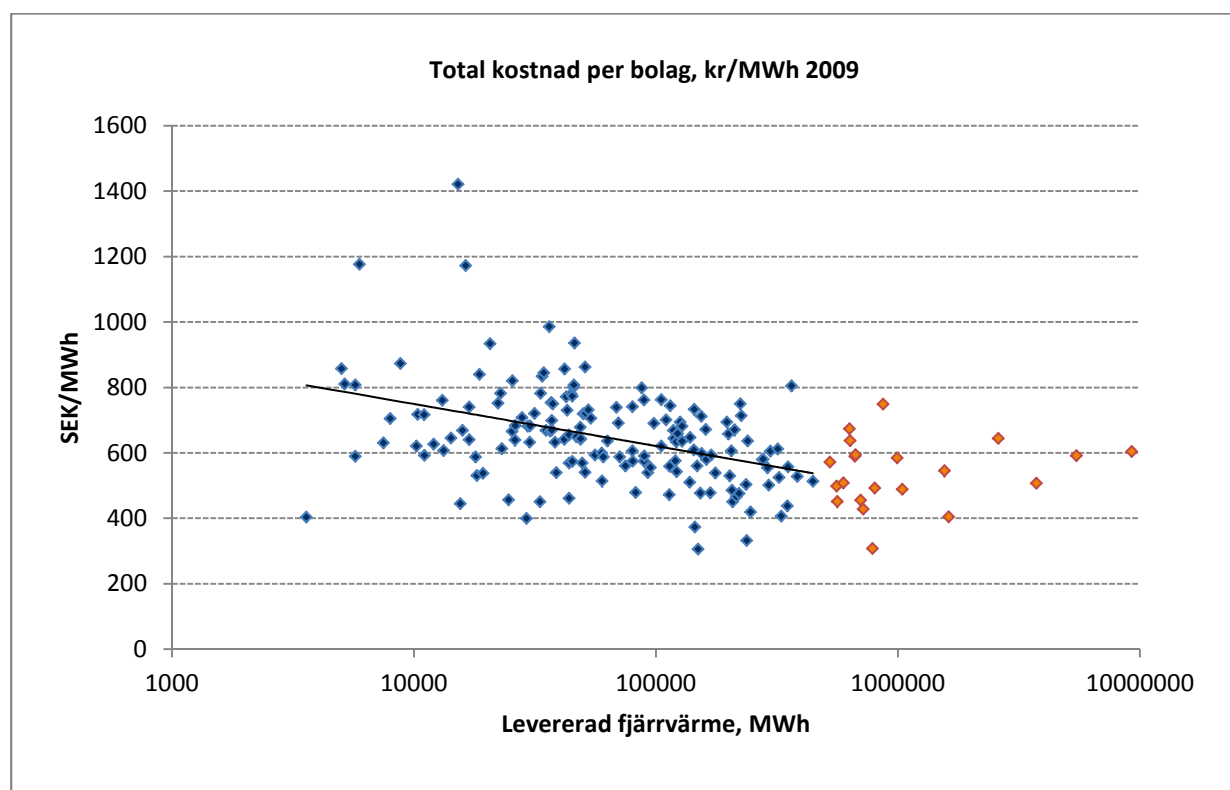
4.1 Produktionskostnad

Kostnaden för en produktionsanläggning är inte proportionell mot installerad effekt. Den specifika investeringskostnaden är för en liten effekt i normalfallet högre per effektenhet. Omvänt gäller att ökande storlek innebär minskande investeringskostnad per effektenhet. När anläggningen når en viss storlek, blir förhållandet mellan investeringskostnad per effektenhet och ytterligare effekt i princip linjärt. Teknisk prestanda såsom verkningsgrad och elkvot är också lägre för små anläggningar. Även vad gäller löpande driftkostnader, exempelvis för personal och bränslemottagning, finns stordriftsfördelar som innebär en lägre produktionskostnad per enhet i större anläggningar.

Samtidigt finns motverkande faktorer som gör det optimalt att inte ha en enda storskalig anläggning utan flera fristående produktionsanläggningar. Valet av anläggningsstorlek påverkas även av konkurrenssituationen hos leverantörerna för olika pannstorlekar, risken för driftavbrott, optimeringsproblem som uppstår på grund av minlast (den minsta produktion som måste ske för anläggning skall kunna vara i drift) samt distributionsavstånd och nätkapacitet. I praktiken är fjärrvärmebolagens val av produktionsanläggningar också ytterst begränsat av geografiskt möjliga lokaliseringar och existerande infrastruktur.

Kostnadsfunktionen innebär att en lägre produktionskostnad per producerad värme uppnås desto större fjärrvärmenät upp till en viss punkt då det inte längre tillkommer några ytterligare skalfördelar utan produktionen sker i fler anläggningar till samma kostnad per enhet. Detta förhållande illustreras i följande figur som visar hur kostnaden per levererad mängd fjärrvärme per bolag förefaller sjunka till dess att bolagen uppnår en volym om cirka 500 GWh per år.

Figur 16. Skalfördelar i fjärrvärmeproduktion ²¹



Skalfördelarna i produktionen innebär att det i ett fjärrvärme nät som inte har tillräcklig storlek endast är samhällsekonomiskt rationellt med en produktionsanläggning för att tillgodose basbehovet. Som framgår av föregående figur är så fallet för merparten av fjärrvärmenäten.

4.2 Anläggningar optimeras efter lokalt värmebehov

I ett stort system finns det utrymme för ett större antal värmeproduktionsanläggningar, och dessa har även möjlighet att uppnå tillräckliga storleksmässiga fördelar. Ett exempel är Fortum Värmes södra/centrala nät i Stockholm, vilket illustreras i följande varaktighetsdiagram. Det är det största integrerade fjärrvärmesystemet i Sverige.

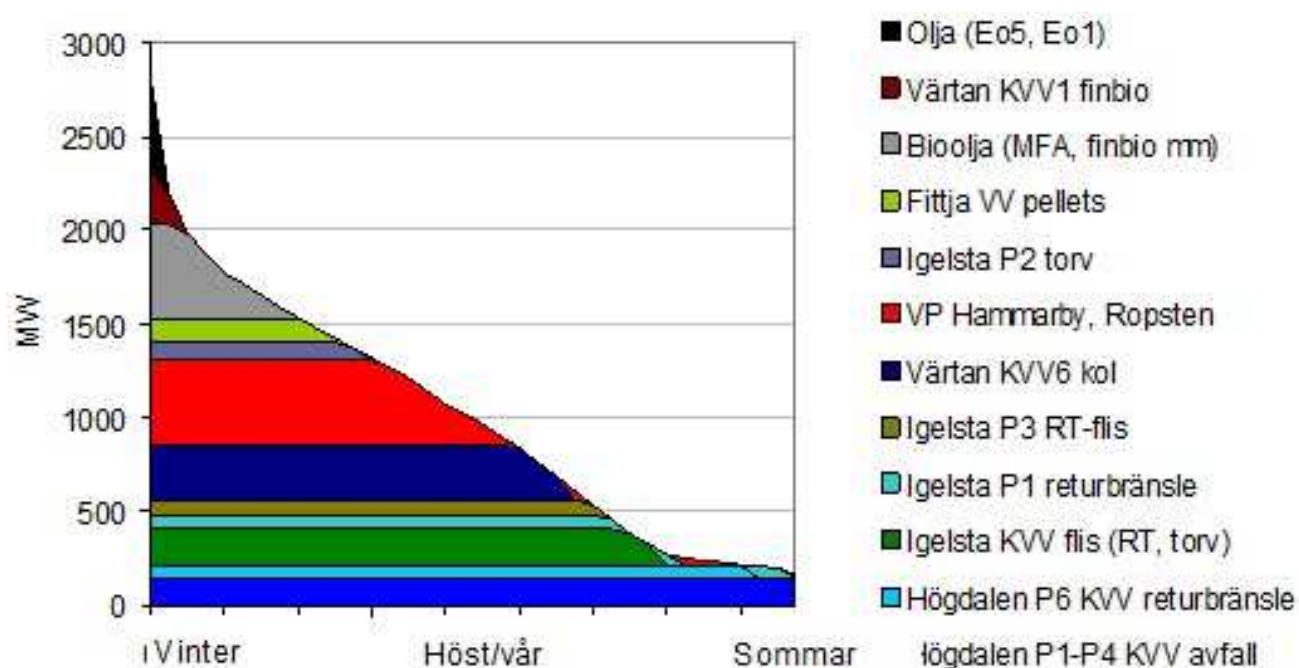
Det stora värmebehovet innebär möjlighet att använda flera olika typer av anläggningar för att optimera produktionen, samtidigt som befolkningstätheten ställer betydande krav på dimensionering av

²¹ Inrapporterad data till Energimarknadsinspektionen för 2009, "resultaträkning", "balansräkning skulder", samt "särskild rapport". Total kostnad har beräknats som posten "summa kostnader" plus uppskattade finansiella kostnader om 8,5% avkastning på inrapporterat sysselsatt kapital, minus skillnaden mellan "summa intäkter" och "intäkter fjärrvärmeförsäljning" (dvs intäkter från elproduktion etc. har betraktats som negativa kostnader). Observera att kostnad är beräknad på bolagsnivå, ej nätnivå, vilket innebär att större bolag kan bestå av flera separata mindre nät.

fjärrvärmenätet och lokalisering av produktionsanläggningar. Värmeproduktionen sker i egna anläggningar och i Söderenergis produktionsanläggning i Igelsta, Södertälje.

Basproduktionen i nätet sker förhållandevis långt från centrala Stockholm i ett flertal stora pannor i kraftvärmeverken i Högdalen och Igelsta, där oförädlade bränslen så som avfall, returbränsle och flis eldas. Mellanlastproduktion sker med mer energitäta bränslen i betydligt mer centralt lokaliserade värmeverk, framförallt i kolkraftvärmeverket i Värtan samt värmepumpsanläggningarna i Hammarby och Ropsten. Spetsproduktion sker med olika biooljor i ett flertal mindre anläggningar utspridda över nätet för att tillgodose kraftiga lokala värmebehov under årets kallaste dagar.

Figur 17. Varaktighetsdiagram för det södra/centrala nätet i Stockholm 2010²²



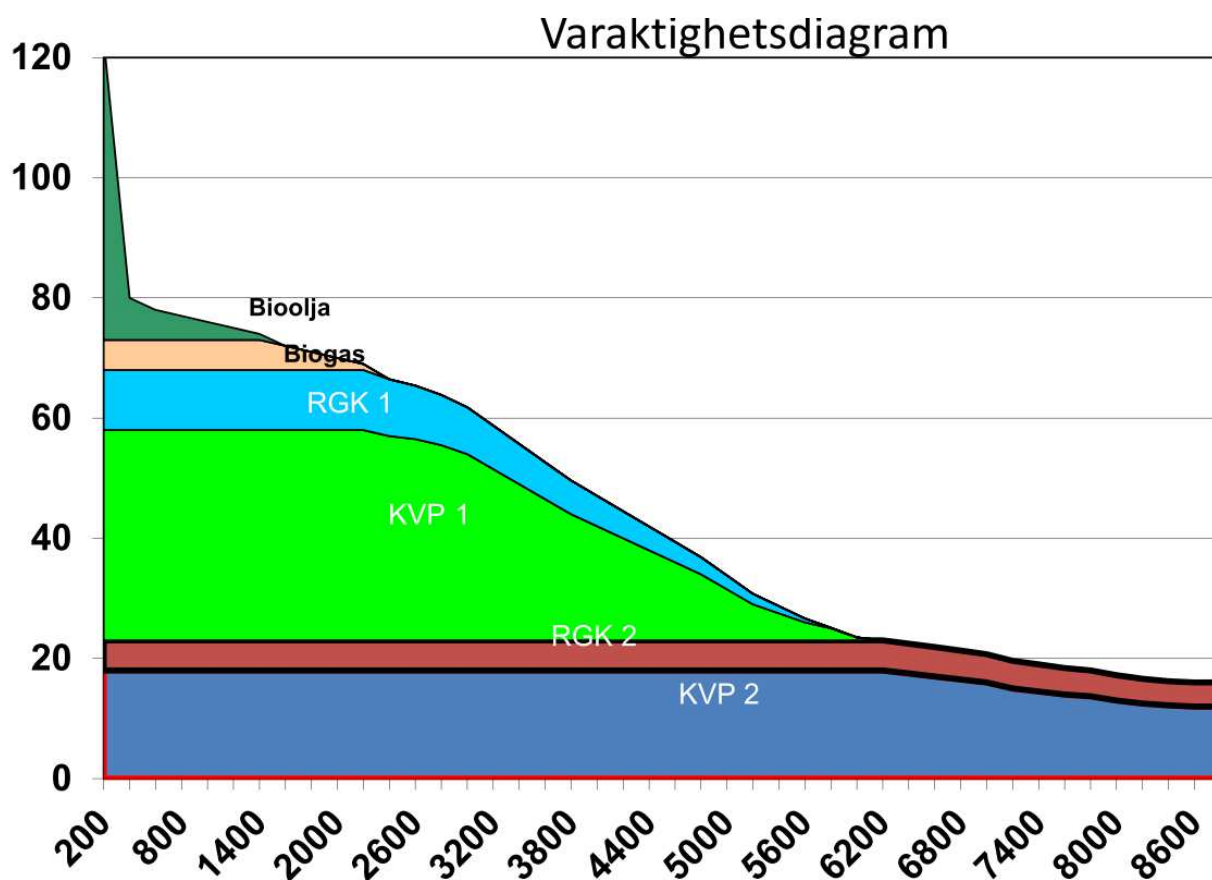
I mindre system råder andra förhållanden. Följande varaktighetsdiagram illustrerar fjärrvärmeproduktionen i ett mindre fjärrvärmesystem. I varaktighetsdiagrammet över C4 Energis produktion för fjärrvärmesystemet i Kristianstad är effekt i MW på y-axeln och antalet timmar på x-axeln. Den största andelen av produktionen är kraftvärmebaserad. KVP1 är Kraftvärmepanna 1, KVP2 är kraftvärmepanna 2 och RGK1 är rökgaskondensering till panna 1 och RGK2 är rökgaskondensering till panna 2.

²²Lindroth, A. and Vidlund, A. (2011). "Forum 18/8: TPA och optimeringen – vad händer?" Tpaforum.net Varaktighetsdiagram för Fortum Värme's södra och centrala nät och Söderenergi. 2011-08-18, <http://tpaforum.net/?p=2813>

Enligt data inrapporterad till Svensk Fjärrvärme uppgick leveranserna under 2009 till 297,9 GWh. Värmeproduktionen uppgick samma år till 304,7 GWh. Vilket innebär en produktionseffektivitet på 97,8%.

Det begränsade underlaget innebär att skalfördelar skulle gå förlorade om produktionen skulle delas mellan flera leverantörer, samt att det inte heller behöver vara ekonomiskt motiverat att koppla samman nätet med andra orter på grund av att avståndet till dessa medför betydande transmissionskostnader.

Figur 18. Varaktighetsdiagram för befintligt fjärrvärmesystem för C4 Energi i Kristianstad.²³



4.3 Sammankopplingar

Utvecklingen av regionala fjärrvärmesystem innebär i praktiken att befintliga lokala nät kopplas samman. Dessa sammankopplingar är förknippade med fördelar och kostnader.

²³ Källa: C4 Energi AB, Clas Persson, Chef fjärrvärmenät och tjänster

Transport av värme, transmission och distribution i fjärrvärmenät, skapar ingen nytta i sig. Tvärtom är kostnaden för att transportera värme som hetvatten relativt kostsamt jämfört med att exempelvis återvinna eller utvinna energi där energibehovet finns eller att överföra energin via elnätet.

Mer specifikt medför en utveckling av regionala nät att det uppstår tre typer av kostnader.

För det första måste det byggas transmissionsledningar som gör det möjligt att överföra värme mellan näten. Denna kostnad beror på lokala förhållanden och kapacitetsbehov. Generellt kan sägas att utsträckningen av dagens befintliga fjärrvärmenät är bestämda av de geografiska områden som har ett tätare värmebehov och att avståndet mellan lokala nät, fjärrvärme- och närvärmenät, därför i många fall är relativt stort. Vidare förutsätter en meningsfull regional integration att det byggs överföringsledningar med stor kapacitet, vilket är förknippat med höga material och schaktkostnader. Fjärrvärmebolagens val att behålla lokala närvärmelösningar trots existerande basproduktionsanläggningar med betydande stordriftsfördelar beror på att sammankopplingskostnaderna överstiger nyttan av stordriftsfördelar i produktionen.

Tabell 7. Kapitalkostnad för transmission per MWh, beroende på volym och avstånd

Kr/ MWh	10 km	20 km	30 km	40 km	50 km
10 GWh	199	398	597	796	995
25 GWh	115	231	346	462	577
50 GWh	76	153	229	306	382
100 GWh	51	101	152	203	253
250 GWh	29	59	88	118	147

Not: Grunddata från Werner (2008) uppräknat med kostnadsindex E84 (ledning + schakt)

Den andra typen av kostnader som uppstår vid utveckling av regionala nät är att befintliga nät kan behöva förstärkas och utvecklas. Överföring av större volymer av värme från specifika produktionsplatser ställer krav på större dimensioner i transmission och distribution. Stomnätet i ett större fjärrvärmenät måste helt enkelt bestå av ledningar med större dimension för att klara högre effekt, vilket är förknippat med större kostnader än ett nät bestående av ledningar med mindre dimension. Relaterat till detta är också ett större behov av pumpstationer och relaterade systemfunktioner.

En tredje typ av kostnader som kan uppkomma vid utveckling av regionala system är att värmen måste överföras med högre tryck och temperatur. Utrymmet för lokala lösningar som tar tillvara och överför energi vid en lägre temperatur kan bli mindre. Därmed kan förutsättningarna att återvinna lokal restvärme försämrats något.

Värmeförlusterna av en överföringsledning behöver beaktas då en längre sammankoppling övervägs. Svensk Fjärrvärme uppskattar att cirka 10 procent av värmeenergin går förlorad i fjärrvärmeledningarna mellan anläggningen och kunden. Ett konkret exempel är fjärrvärmeledningen mellan Helsingborg och Landskrona där värmeförlusterna uppgår till cirka 7,2 GWh per år. Totalt sett överför Helsingborg cirka 100 GWh/år till Landskrona vilket betyder att mindre än 10 procent av den transiterade värmen förloras. Temperaturförlusterna varierar mellan 1,2 och 1,4 grader på framledningen samt mellan 0,6 och 0,8 på returledningen.²⁴

Dessa kostnader som kan uppkomma vid utveckling av regionala fjärrvärmenät uppvägs av ett antal mycket viktiga fördelar.

Den första fördelen med utveckling av större regionala system är att produktionsanläggningar kan byggas i större skala. Detta möjliggör utnyttjande av skalfördelar, vilket ger lägre kostnader.

Den andra fördelen med utvecklingen av regionala system är relaterad till en "försäkringseffekt" som uppstår i ett system med många produktionsanläggningar. Varje enskild anläggning blir mindre i förhållande till den totala kapaciteten och behovet av reservkapacitet blir därför mindre.

En tredje fördel med utveckling av regionala system är att körordningen blir mer differentierad. Med fler typer av värmekällor, exempelvis industriell restvärme, samt kraftvärme baserad på olika bränslen och värmepumpar, ökar förutsättningarna att optimera värmeproduktionen vid varje givet tillfälle beroende på rådande tillgänglighet och bränslepriser.

I många fall är det rimligt att anta att fördelarna med utvecklingen av ett regionalt system överväger kostnaderna när lokala nät ligger förhållandevis nära varandra och avsättningsmarknaden är förhållandevis stor. Det är därför naturligt att det utvecklats regionala system bland annat i Stockholm och Göteborg (i båda fallen kan självklart den regionala integrationen fortsätta ytterligare).

Ovanstående genomgång av nyttor och kostnader med regionala system är generell. Den är oberoende av om TPA införs eller inte.

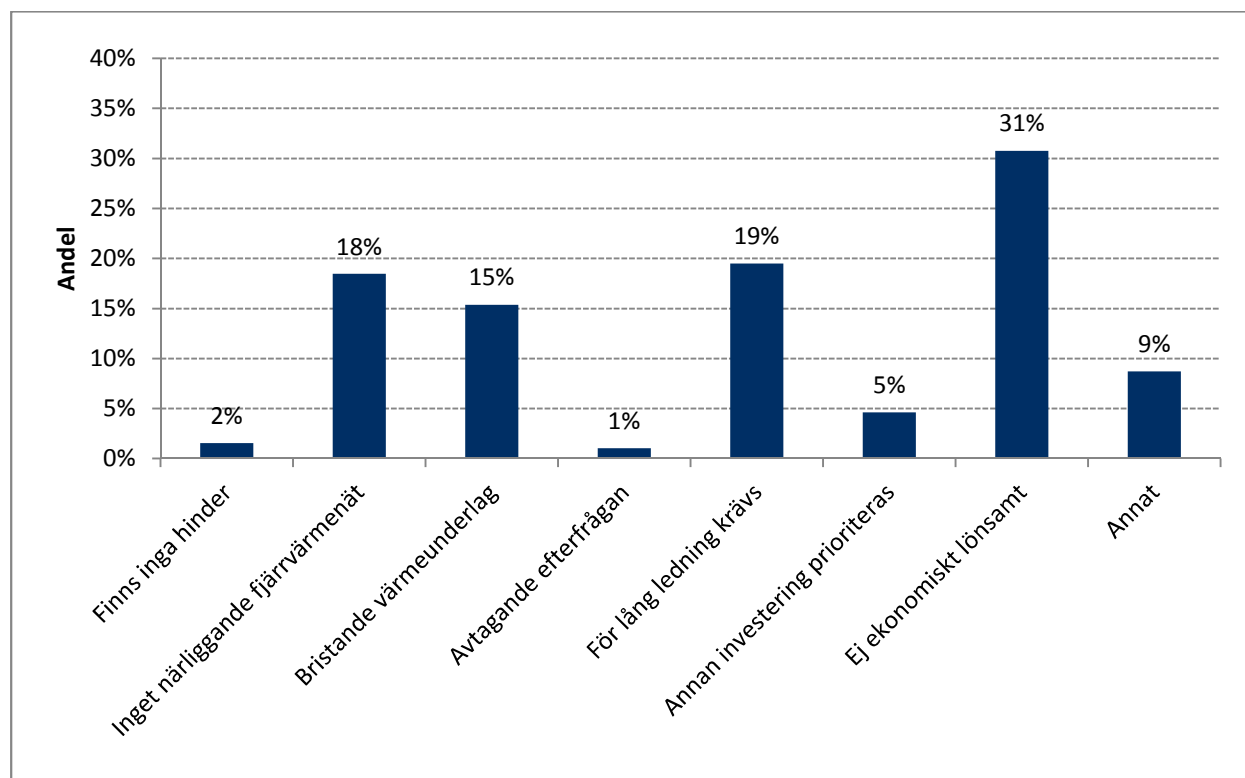
En undersökning om fjärrvärmenät visar att det främsta hindret för ett större regionalt fjärrvärmenät är att bolagen inte finner det ekonomiskt lönsamt att bygga transmissionskapacitet. Andra hinder som framkommit är att ledningslängden som krävs är för stor, bristande värmeunderlag och avsaknad av närliggande fjärrvärmenät, vilket givetvis kan ses som faktorer som i sin tur förklarar varför transmission bedöms vara ekonomiskt omotiverad.

²⁴ Landskrona stad (2011), "Energiplan"

<http://www.landskrona.se/bo-bygga/Service--abonnemang/Energiraadgivning/Energiplan.aspx>

Sammanlagt besvarades enkäten av 92 fjärrvärmebolag. Bolagen är, enligt enkäten, verksamma i 207 fjärrvärmenät.

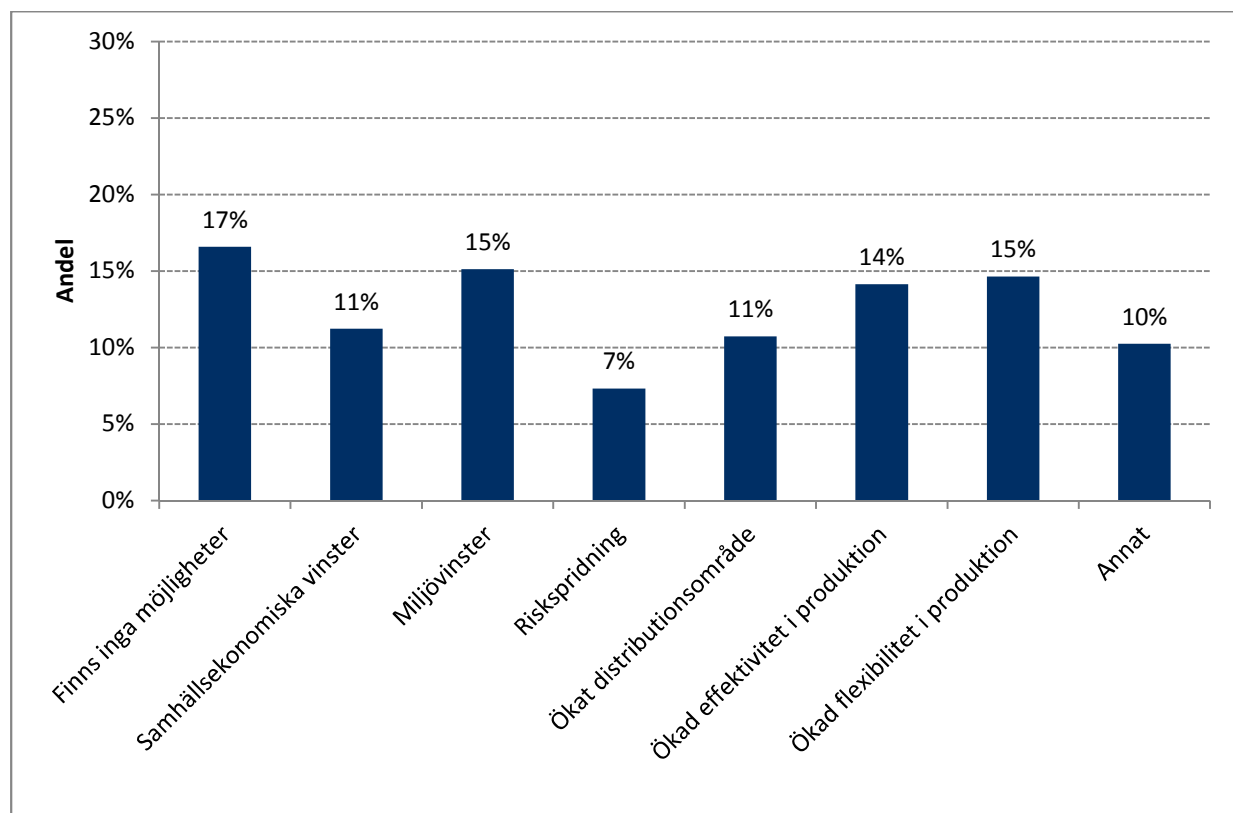
Figur 19. Illustration över hinder för ny sammankoppling/ transmissionsledning till ett större regionalt nät.²⁵ (92 svarande bolag)



Fjärrvärmebolagen i enkätundersökningen ser olika möjligheter för ny sammankoppling/transmissionsledning till ett större regionalt nät, som illustreras i följande figur. Nästan lika stor andel anser att det inte finns några möjligheter, som att det skulle finnas miljövinster, ökad flexibilitet i produktion och ökad effektivitet i produktion. Detta kan ses som ett resultat av att det är i hög grad lokala förutsättningar som påverkar möjlighet till ett större regionalt nät.

²⁵ CELEC (2011) "Enkätundersökning om fjärrvärmenät."

Figur 20. Illustration över möjligheter för ny sammankoppling/ transmissionsledning till ett större regionalt nät.²⁶ (86 svarande bolag)



I följande avsnitt beskrivs ett antal viktiga exempel då den ekonomiska samhällsnyttan och effektiviseringspotentialen har ansetts överstiga kostnaden för sammankopplingen.

Linköping – Mjölby

Mjölbys fjärrvärmenät levererade 176 GWh fjärrvärme under 2009 (164 GWh år 2008) enligt statistik från Svensk Fjärrvärme. Den största delen av fjärrvärmen kom från förnyelsebara resurser i form av biobränslen, cirka 55 procent. Nästan all resterande fjärrvärme kommer från Tekniska Verken i Linköping som stod för cirka 40 procent av fjärrvärmen.

Fjärrvärmeleveransen i Linköpings nät uppgick till 1278 GWh under 2009 (1220 GWh 2008) enligt Svensk Fjärrvärme. Den största delen av produktionen kom från avfall, cirka 60 procent. Även biobränslen stod för en stor del av produktionen, cirka 30 procent. Övriga bränslen var stenkol och fossila bränslen.

Mellan orterna går Sveriges längsta fjärrvärmeledning på 28 kilometer. Den utgående temperaturen i hetvattenledningen håller 90 – 118°C med en returtemperatur på cirka 50 - 60°C. Vattnet pumpas med en hastighet av 2 meter/sekund vilket gör att temperaturbortfallet är lågt, speciellt sett till den mycket

²⁶ CELEC (2011) "Enkätundersökning om fjärrvärmenät."

långa sträckan vattnet behöver transporteras. Ledningen mellan orterna består utav två separata system där Vikingstad är knutpunkten. Vattnet pumpas från Linköping till Vikingstad där de via en värmexväxlare överför värmen till vattnet som kommer från Mjölby. Anledningen till detta är att Mjölby ligger högre beläget än vad Linköping gör vilket betyder att en enda ledning inte skulle klara av vattentrycket. Arbetet utfördes av Skanska och blev klart under 2001.

Anledningen till att samarbetet realiserades var att Mjölby Svartådalen Energi började se över sin interna produktion då efterfrågan växte. Bland annat utvärderades alternativet att bygga ett halmeldat lokalt verk i Mantorp. Istället valde kommunen att ingå i ett samarbete med Linköping vilket var ett mer fördelaktigt alternativ.

I Östergötlands klimat- och energistrategirapport från 2008 framgår det att genom att knyta samman dessa två nät uppnås både produktionsvinster och miljövinster. Anläggningarna kan på så vid nyttjas effektivare genom att undvika produktion av värme i dyra topplastpannor och högre miljöbelastning. Samarbetet leder till ekonomiska vinster för Tekniska Verken då de har en överproduktion av värme. Tack vare samverkan finns det nu avsättning för den överblivna värmen, en tillgång som innan fjärrvärmeledningen tvingades kylas bort. För Mjölby del leder det till positiva resultat genom att de har fasat ut produktion via dyr olja. Linköping påpekar faktumet att ledningen byggdes av ekonomiska skäl samt att ledningen går i båda riktningar för att optimera systemet, dvs. även Mjölby kan leverera värme till Linköping.

Helsingborg – Landskrona

Helsingborg överför cirka 100 GWh spillvärme årligen till Landskrona via den 16,9 km långa fjärrvärmeledningen. Totalt budgeterades 135 miljoner kronor i 2003 års penningvärde vilket inkluderade två pumpstationer.

Anledningen till upprättandet av fjärrvärmeledningen var att Landskronas största spillvärmeleverantör Hydro lades ner i början av 2000-talet. Spillvärmen från Hydro Agri AB motsvarade cirka en tredjedel av den totala fjärrvärmen i Landskrona. Landskrona mottog cirka 160 GWh spillvärme under 2000 vilket sjönk till cirka 68 GWh under 2001. Således motsvarade leveranserna från Hydro 92 GWh.²⁷

Vid det tillfället stod Landskrona med ett underskott av fjärrvärme. De var tvungna att börja förlita sig till stor del på fossila bränslen så som olja och naturgas för att möta den efterfrågan som fanns av

²⁷ Tekniska Verken Linköping, Kåre Larsson, "Projekt om fjärrvärmeledning mellan Landskrona och Helsingborg".

fjärrvärme. Totalt sett gick utnyttjandet av naturgas samt olja upp med cirka 105 GWh mellan åren 2000 och 2001. Det gjorde att fjärrvärmeproduktionskostnaden ökade i och med dyr spetsproduktion.²⁸

Under 2001 till 2003 motsvarade fossilbränsleanvändningen cirka 40 procent (130 GWh) av det totala energibehovet för värmeproduktionen till fjärrvärmenätet. De ökande energiskatterna och andra avgifter som belastar energianvändningen gjorde att värmekostnaderna påverkades negativt.²⁹

Öresundskraft AB (ÖKAB) som hade en överkapacitet av produktionseffekt på fjärrvärme var lösningen. Att transportera fjärrvärme från ÖKAB var betydligt mer ekonomiskt och miljövänligare än spetsproduktionen. Således stod ledningen mellan fjärrvärmenäten klar under slutet av 2005.

Fjärrvärmeledningen är 16,9 km lång, varav Helsingborgsdelen innefattar cirka 8 km och Landskrona delen cirka 9 km. Byggnationen påbörjades under sommaren av 2004 och blev driftklar under november 2005. Totalkostnaden blev 119,6 miljoner kronor vilket inkluderade två pumpstationer till kostnad på 20,8 miljoner. Det motsvarar en totalkostnad per kulvert/ meter på 7064 kronor inklusive pumpstationer.³⁰

Avtalet bolagen emellan syftar till att fördela ansvarsområdet mellan parterna på ett tydligt sätt. De ekonomiska kostnaderna för byggnationen betalas internt av respektive kommun. Ansvar för underhållet av ledningen sköts av ÖKAB. Vidare fördelas det ekonomiska resultatet jämt mellan parterna vilket är relativt vanligt i de fall där även investeringarna delas. Eftersom ledningen går i två riktningar sker också driftoptimering från dag till dag beroende på de rörliga kostnaderna i produktionen.

Norrköping – Söderköping

Fjärrvärmenätet i Norrköping ägs av E.ON. Den totala fjärrvärmeleveransen uppgick år 2008 till 1005 GWh enligt Svensk Fjärrvärme.

Bränslemixen består till stor del av biobränsle som stod för över 56 procent av produktionen. Även avfallsförbränning var en stor del av verksamheten som stod för cirka 28 procent. Resterande produktion tillföll fossila bränslen, stenkol, hetvattenproduktion och eldningsolja.

Fjärrvärmenätet i Söderköping är betydligt mindre. Fjärrvärmeleveransen år 2008 uppgick till 28 GWh enligt Svensk Fjärrvärme, där biobränsle stod för nästan hela produktionen.

E.ON beslutade under sommaren 2008 att utöka sin kapacitet för kraft och värmeproduktion i Händelö, ett av Sveriges största kraftvärmeverk. Händelöverket byggdes 1982 och nyttjar både på biobränsle

²⁸ Enligt Tekniska Verken Linköping, Jan Lindeberg

²⁹ Tekniska Verken, Kåre Larsson, "Projekt om fjärrvärmeledning mellan Landskrona och Helsingborg".

³⁰ Enligt Tekniska Verken Linköping, Jan Lindeberg

samt avfall. Anläggningen har idag en värmekapacitet på 1,1 TWh respektive en elkapacitet på 300 GWh. Under hösten 2008 påbörjade E.ON byggnationen av en ny panna för avfallsförbränning, P15, för att upgradera Händelöverket. Investeringen uppgick till 1,5 miljarder kronor och inkluderade en ny ångpanna, en ny turbin för elproduktion, avancerad rökgasrening och en ny skorsten. Panna 15 bedöms vara i bruk under 2011.³¹ Pannan kommer att ha en effekt på 85 MW och producera cirka 650 GWh energi årligen.³²

Den ökade värmeproduktionen kommer vara tillräckligt hög för att nyttjas av flera nät. För att ha avsättning för den utökade effekten har E.ON valt att överföra värme till Söderköping. Med anledning till detta har E.ON investerat cirka 80 miljoner för att koppla samman fjärrvärmenäten via en 11 kilometer lång fjärrvärmeledning. För att en överföring skulle vara möjlig krävdes även en pumpstation samt att nätet i Söderköping förstärktes, något som blev klart i slutet av 2009, början av 2010. Förstärkningsledningen motsvarar cirka 2 kilometer.³³

I dagsläget använder sig Söderköping av två ineffektiva värmeverk vilka nu blir ersatta av det mer effektiva kraftvärmeverket på Händelö i Norrköping. E.ON levererar idag cirka 30 - 35 GWh fjärrvärme till Söderköping men förväntar sig öka till omkring 50 GWh.³⁴

Genom att leda fjärrvärme till andra orter, som exempelvis Söderköping, kan produktionen nyttjas maximalt vilket medför energieffektiv och klimatsmart fjärrvärme. För att maximera effektiviteten krävs oftast storskalighet då småskaliga och uppdelad produktion inom separata nät begränsar fjärrvärmens effektivitet på flera sätt. Ett större regionalt nät leder till att kostnaden för att hålla reservkapacitet minskar samt att fler leverantörer kan erbjuda fjärrvärme. En effektivisering av produktionen innebär också att man ytterligare minskar koldioxidutsläppet.³⁵

Särskilt om sammankopplingsmöjligheter identifierade i SOU 2005:33

I fjärrvärmeutredningen "Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden", SOU 2005:33 angavs 29 möjliga sammankopplingar som ansågs potentiella/ realistiska. Som framgår av följande tabell har sex av dessa

³¹ E.ON (2011) om Händelöverket

http://www.EON.se/templates/EON2Dynamic1_1_1.aspx?id=60218&epslanguage=Sv

³² E.ON (2011) Händelö kraftvärmeverk http://www.EON.se/upload/EON-se-2-0/dokument/extranet/handeloverket/P15_presentation.pdf

³³ E.ON (2011), "Fjärrvärmeledning i Söderköping snart klar"

<http://www.EON.se/templates/EON2TextPage.aspx?id=63863&epslanguage=SV>

³⁴ Folkbladet, (2008) "E.ON satsar på fjärrvärme i Söderköping" 2008-09-11

<http://www.folkbladet.se/nyheter/soderkoping/artikel.aspx?articleid=4091256>

³⁵ Länsstyrelsen Östergötland (2008), "Styrkor och potential för utveckling inom klimat- och energiområdet i Östergötlands län"

http://www.lansstyrelsen.se/ostergotland/SiteCollectionDocuments/sv/miljo-och-klimat/klimat-och-energi/energi/Styrkor_och_potential.pdf

kopplingar realiserats. I tre fall finns ännu inget fjärrvärmenät, i ytterligare tre fall har en sammankoppling utretts och ansetts kommersiellt och ekonomiskt omotiverad och i ett fall övervägs i dagsläget en sammankoppling.

Tabell 8. Genomgång av de sammankopplingar som ansågs som potentiella i SOU 2005:33 "Fjärrvärme och Kraftvärme i framtiden"

	Kommuner som antas ha möjlighet att sammankopplas på sikt enligt SOU 2005:33, bilaga 4, figur 29 s. 465			Samman­koppling finns 2011 (Ja/Nej)	Utredd år
1	Danderyd	med	Stockholm	Ja (via Karolinska sjukhuset)	
2	Falkenberg	med	Halmstad	Nej, utredd	2004
3	Falun	med	Borlänge	Nej, utredd	2004
4	Hammarö	med	Karlstad	Ja	
5	Haninge	med	Stockholm	Nej	
6	Helsingborg	med	Malmö	Nej	
7	Höganäs	med	Malmö	Nej	
8	Kungsbacka	med	Göteborg	Nej	
9	Kungälv	med	Göteborg	Ja	
10	Kävlinge	med	Malmö	Inget fjärrvärmenät i Kävlinge	
11	Köping	med	Västerås	Under övervägande	
12	Laholm	med	Halmstad	Två små närvärmenät	2007
13	Lerum	med	Göteborg	Nej	
14	Lund	med	Malmö	Nej	
15	Nacka	med	Stockholm	Ja	
16	Nora	med	Örebro	Nej	
17	Sandviken	med	Gävle	Nej	
18	Solna	med	Stockholm	Ja	
19	Staffanstorps	med	Malmö	Nej	
20	Svalöv	med	Malmö	Nej	
21	Södertälje	med	Stockholm	Ja	
22	Timrå	med	Sundsvall	Nej	
23	Trelleborg	med	Malmö	Nej	
24	Trollhättan	med	Uddevalla	Nej	Ja
25	Täby	med	Stockholm	Nej	
26	Vallentuna	med	Stockholm	Nej	
27	Varberg	med	Halmstad	Nej, utredd	2004
28	Vellinge	med	Malmö	Inget fjärrvärmenät i Vellinge	
29	Ängelholm	med	Malmö	Nej	

4.4 Regional fjärrvärme i Stockholm

Under en längre period har utbyggnaden av ett regionalt fjärrvärmenät pågått i Stockholm. Fortum Värme och övriga bolag i regionen har sedan 1990-talets början gjort betydande investeringar i sammankopplingar.

1992 byggdes Järfällanätet ihop med Hässelbynätet. 1997 byggdes en anslutning mellan Märsta och Upplands Väsby i samband med att Bristaverket togs i drift. Samma år kopplades det centrala nätet och Norrenergi samman. Året därpå förbands Lidingö med centrala nätet för att Lidingö skulle kunna försörjas med baseffekt från Värtan. 1999 byggdes Skogås ihop med Södra nätet. 1999-2000 kopplades det södra nätet och Söderenergi samman och förbindelser byggdes mellan Hammarby och Högdalen. 2004 sammanbands Brista och Hässelby med en ledning mellan Väsby och Akalla. 2007 kopplades det södra och centrala nätet samman med rörledningar över Riddarfjärden.

Med undantag för Vattenfalls verksamhet i sydöstra Stockholm (Haninge mm) och till viss del E.ONs nät i nordvästra regionen (Upplands-Bro mm), är Stockholm ett regionalt integrerat nät.

I följande tabell beskrivs sammankopplingar i Storstockholmsregionen i detalj.

Tabell 9. Transmissionssammankopplingar i Storstockholm³⁶

Fjärrvärmebolag	Namn/ sträcka (A-B)	Km	Kapacitet värme, MW	Kapacitet, GWh	Rörtyp framledning (Inre dn)	Rörtyp returledning (Inre dn)	Förhållanden	Investering	I drift sedan (år)	Ledningstyp (överföring, förstärkning etc)	Källa:
Fortum Värme - NorrEnergi	Centrala nätet (FV) - NorrEnergi	<0,5	70, begränsat utbyte	Liten	400	400	Värmeväxlare, 70 MW, vid Karolinska Sjukhuset.		2000	Överföring/ värmeväxling	A
Fortum Värme	Bristaverket (Sigtuna kommun) - Akallaverket. Akalla är sammankopplat med Hässelbyverket.	24	100 (80 höst och vår)		600		Näten i Märsta (Sigtuna kommun) och Upplands Väsby byggdes samman 1997 i och med att Bristaverket togs i drift (dn 600).	Sedan 2004 är Bristaverkets och Hässelbyverkets fjärrvärmenät sammankopplade till ett stort gemensamt nät - Nordvästra nätet, med en sträckning på 264 km och en total volym av ca 34 000 m3.	2004		A
Fortum Värme	Bergslagsplan och Tensta	5			600	600					A
Fortum Värme	Centrala nätet (FV) - Lidingö (FV)				400	400	Näten i Lidingö och centrala Stockholm sammankopplades med dn 400 för att Lidingö skulle kunna försörjas med baseffekt från Värtan				A
Fortum Värme	Centrala nätet (FV) - Södra nätet (FV)	1			800			96 Mkr	2007		A

³⁶ A= CELEC (2011) Enkätundersökning om fjärrvärmenät

E= Fortum Värme <http://media.fortum.se/2011/04/15/sollentuna-energi-och-fortum-varme-bildar-gemensamt-fjarrvarmebolag>

Fjärrvärmebolag	Namn/ sträcka (A-B)	Ungefärlig ledningslängd (Km)	Kapacitet värme, MW	Kapacitet, GWh	Rörtyp framledning (Inredning)	Rörtyp returledning (Inredning)	Förhållanden	Investering	I drift sedan (år)	Ledningstyp (överföring, förstärkning etc)	Källa:
Fortum Värme - Söderenergi	Södra nätet (FV) - Söderenergi	20	180	700 GWh netto Söderenergi i -> FV	700	700	Sedan 1999/2000 har näten i Hammarby och Högdalen varit sammankopplade med en ledning via Svedmyra. Detta skedde i samband med beslut om sammankoppling av södra nätet och Söderenergi. Den mest betydande distributionsbegränsningen är huvudledningen mellan Igelstaverket och Fittjaverket, vilket hanteras genom kraftig pumpning och produktion med förhöjd framtemperatur.		1999-2009	Överföring	A
Fortum Värme - E.On värme	Nordvästra nätet Hässelby (FV) - Järfälla(E.ON)	3	70	Liten	500	500	Hässelbynätet - Järfällanätet byggdes samman 1992 med en kapacitet om ca 70 MW. Ledningen syftade till import av värmepumpbaserad värme från Järfälla till Hässelby.		1992	Överföring	A
Fortum Värme - Sollentuna Energi	Nordvästra nätet (FV) - Sollentuna Energi	0-2		340	500	500	Sollentuna Energi köper hela sin värmeleverans från Fortum Värme. Försäljningen till Sollentuna inklusive Rotebro uppgår till cirka 340 GWh per år i fyra leveranspunkter (Akallverket, Kistagången, Rotebro panncentral och pumpstation Bredden)		1975-2002	Överföring	A, E
Telge Nät AB	Södertörns Fjärrvärme (SFAB)	3			700		I Södertälje kommun		1982	Överföring	A
Södertörns Fjärrvärme AB	Farsta-Skogås	2			400	400			1999	Överföring	A
Södertörns Fjärrvärme AB	Vårby-Vårberg	1			600	600			1981	Överföring	A

4.5 Regional fjärrvärme i Göteborg

Göteborg har i ekonomisk och praktisk mening redan ett regionalt fjärrvärmenät. Den regionala utbyggnaden av Göteborg Energis fjärrvärmenät startade 1984 då systemet sammankopplades med Mölndals fjärrvärmenät. Expansionen har fortsatt genom åren där det senaste inom regionalt samarbete är sammankopplingen till Kungälv. Kungälv och Mölndal har ett liknande samarbete med Göteborg Energi på så vis att de har sitt eget produktionssystem men importerar värme från Göteborg via en fjärrvärmeledning.

Avtalet mellan Kungälv och Göteborg Energi träffades under 2007. Göteborgs och Kungälvs fjärrvärmenät kopplades samman 2008/2009. Sammankopplingen möjliggör för Kungälv att utnyttja regionens spillvärme. Förutom med Göteborg så blir Kungälv fysiskt ihopkopplat med fjärrvärmenäten i Mölndal, Partille, Ale, och Torslanda, något som har lett till att Göteborg Energi kan utnyttja stordriftsfördelar och minska oljeförbrukningen betydligt i Göteborgsområdet. Avtalet avser i första hand värmeleveranser från Göteborg till Kungälv, men möjlighet finns även för Kungälv att leverera värme till Göteborg.

Undantaget E.ONs verksamhet i sydöstra Göteborg och Lerum Energi i nordöst, är Göteborg ett regionalt integrerat nät, i allt väsentligt. Återstående sammankopplingar skulle erfordra stora investeringar.

Tabell 10. Transmissionssammankopplingar i Göteborg³⁷

Fjärrvärmebolag	Namn/ sträcka (A-B)	Ungefärlig ledningslängd (Km)	Kapacitetvärme, MW	Kapacitet, GWh	Rörtyp framledning (Inre dn)	Rörtyp returledning (Inre dn)	Investering	I drift sedan (år)	Ledningstyp (överföring, förstärkning etc)	Källa:
Göteborg Energi AB - Mölndal Energi AB	Göteborg (Krokslätt) - Mölndal	0.8			400	400		1984/85	Överföring	A, I
Göteborg Energi AB - Mölndal Energi AB	Göteborg (Eklanda) - Mölndal	0.5	10		200/ 250	200/ 250	12 Mkr	2010	Överföring	A, I
Göteborg Energi AB - Kungälv Energi AB	Göteborg-Kungälv	4	12	40	300	300	Sammankopplingen möjliggör för Kungälv att utnyttja regionens spillvärme. Förutom med Göteborg så blir Kungälv fysiskt ihopkopplat med fjärrvärmenäten i Mölndal, Partille, Ale, och Torslanda, något som har lett till att Göteborg Energi kan utnyttja stordriftsfördelar och minska oljeförbrukningen betydligt i Göteborgsområdet.	2008/2009		A, F
Kungälv Energi AB	Kammare K24 - VVX-station	1.1			250	250		2008		A

³⁷ A= CELEC (2011) Enkätundersökning om fjärrvärmenät

F= Kungälv Energi <http://www.kungalv.se/bygga-och-bo/Kungalv-energi/fjarrvarme/Invigning-av-fjarrvarmeforbindelse/>

I= Mölndal Energi <http://www.molndalenergi.se/LinkClick.aspx?fileticket=n5bDKSvz844%3d&tabid=37>

4.6 Regional fjärrvärme i Skåne

I kontrast till Stockholm och Göteborg där näten i allt väsentligt är regionala är näten i Skåne fortfarande påfallande segmenterade och det saknas ett regionalt nät. Detta trots att tätorterna ligger förhållandevis nära varandra och schaktförhållandena är gynnsamma, vilket bidrar till att sänka investeringskostnaderna för transmissionskapacitet.

Det har diskuterats om det går att etablera ett regionalt fjärrvärmenät i Skåne för att uppnå högre grad av interaktion. Landskrona stad, Lunds Energikoncernen och Öresundskraft utreder för närvarande möjligheterna att bygga en transmissionsledning. Samtidigt kan det noteras att motsvarande diskussioner, såvitt är känt, inte förs rörande sammankoppling av Malmö och övriga nät.

Potentialen för ett utökat regionalt fjärrvärmenät beräknas vara störst i Skåne eftersom Stockholms- och Göteborgsregionen redan till stor del har integrerats.

Förutsättningarna för att bygga regionala nät beror på faktorer som antalet storskaliga produktionsanläggningar i området, överkapacitet i produktion, värmebehovet i regionen, kostnaderna för att producera fjärrvärme i respektive lokala nät och avstånden mellan fjärrvärmenäten.

Carl Magnus Eriksson, vid Lunds Teknisk Högskola har särskilt studerat möjligheten för utökad regional integration i Skåne. Eriksson menar att området i västra Skåne uppfyller förutsättningarna för en utbyggnad av ett regionalt nät. Fjärrvärmen är väl utbyggt i både de större städerna och de mindre tätorterna. Det finns flera storskaliga produktionsanläggningar i området, avstånden mellan näten är små och värmebehovet är totalt sett på mer än 5 TWh. Erikssons slutsats är att det går att göra stora ekonomiska och miljömässiga vinster genom att bygga samman de lokala fjärrvärmenäten i västra Skåne.³⁸

Sammankoppling av fjärrvärmenät som gjorts i region Skåne

Malmö – Burlöv

Fjärrvärmenätet som omfattar Malmö och Burlöv levererar i dag 2,3 TWh årligen där nätet ägs av E.ON Värme Sverige AB. Avfallsförbränning, vilket utförs vid det kommunala avfallsbolaget Sysavs förbränningsanläggning, samt värme från det naturgaseldade kraftvärmeverket Öresundsverket, står tillsammans för den större delen av fjärrvärmeproduktionen. Industriell restvärme från Evonik Nordic

³⁸ Eriksson, Carl-Magnus, (2011), Lunds tekniska högskola. "Forum 4/8: Samhällsekonomiska vinster med regionala fjärrvärmenät", tillgänglig på <http://tpaforum.net/?p=1204>. Se även Eriksson, Carl-Magnus (2011) "Samhällsekonomiska vinster med regionala fjärrvärmenät - En fallstudie på västra Skåne", Lunds tekniska högskola.

(tidigare Nordisk Carbon Black AB) står för en mindre andel av baslastproduktionen. Tillsammans står de externa leverantörerna Sysav och Evonik Nordic nästan för 65 % av värmeleveranserna till fjärrvärmenätet under 2009.

Öresundsverket producerar i första hand el för den Nordiska marknaden. Under en relativt stor del av året levererar dock verket inte full kapacitet, varför det finns ett överskott på fjärrvärmeproduktion i Malmöområdet.

Marknaden i Malmö med omnejd består av en del större tätorter med väl utvecklade fjärrvärmesystem samtidigt som det i regionen Skåne även finns orter med mindre eller obefintliga fjärrvärmesystem.

Lund - Eslöv – Lomma

Lund, Eslöv och Lomma är sammankopplade i ett 17 km långt fjärrvärmesystem som producerar 1000 GWh per år. Fjärrvärmenätet ägs av Lunds Energi som 2003 slogs ihop med Ringsjö Energi, tidigare ägda av Eslöv och Hörby. Den nya ledningen har bl.a. möjliggjort utnyttjandet av spillvärmes från ett sockerbruk i Örtofta.³⁹ En sammankoppling av näten mellan Malmö och Lund skulle i förlängningen betyda att existerande nät mellan Lund – Eslöv – Lomma även det skulle kopplas ihop med Malmö.

Landskrona – Helsingborg

Mellan Landskrona Energi AB och Öresundskraft AB finns en 17 km transmissionsledning sedan 2005. Ledningen går mellan Landskrona och Helsingborg. Ledningens kapacitet är 40 MW. Fram- och returrörets inre dimension är 450 mm. Utmed sträckningen skiftar jordmånen, från lera, moränlera, sand, isälvsediment till kortare sträckor grus och organiska jordarter. I huvudsak kan marken klassas som jordbruksmark.

Icke-existerande sammankopplingar i Skåne

Malmö-Lund [ca 18 km]

En sammankoppling mellan fjärrvärmenäten i Malmö och Lund skulle innebära att storleken på marknaden skulle öka till omkring 3,2 TWh per år. Vidare skulle ett sammankopplande av fjärrvärmenäten mellan Malmö, Lund och det redan befintliga Helsingborg – Landskrona, innebära en marknadsstorlek på ca 4,3 TWh per år. Genom tänkbara utvidgningar söderut (Trelleborg, Vellinge och Svedala) samt norrut (Ängelholm och Höganäs) finns potential för fjärrvärmenätet i Skåne att komma upp i liknande storlek som är möjliga i Stockholm och Göteborg.

³⁹ ABB (2008) "Energieffektivt i historisk miljö när Lunds Energi knyter ihop fjärrvärmenäten"
<http://www.abb.se/cawp/db0003db002698/305083938e80cf18c1257363004298cb.aspx>

Landskrona - Lund [ca 35 km]

Landskrona stad, Lunds Energikoncernen och Öresundskraft tecknade i december 2010 ett avtal om att utreda förutsättningarna för en samverkan inom fjärrvärmeområdet och framförallt utreda förutsättningarna för en sammankoppling av sina fjärrvärmenät.⁴⁰ Under våren 2011 har parterna beslutat att fortsätta utredningsarbetet med fördjupade studier. Arbetet ska utmynna i ett samverkansförslag under 2011/2012. Förprojekteringen av en fjärrvärmeledning mellan Landskrona och Örtofta, ca 25-26 km, ska även inledas.

4.7 Produktionssamarbeten

Samarbete med en annan värmeproducent möjliggör en väsentligt mer effektiv produktion och möjliggör en gemensam produktionsoptimering i syfte att säkra att billigast produktion används. Vidare säkerställs effekt och energi när produktionsanläggningar ej kan nyttjas på grund av t.ex. revision eller störning.

Produktionssamarbeten kan leda till färre driftsstörningar för kund (högre leveranssäkerhet) samt effektivare och billigare produktion.

Exempel på stora produktionssamarbeten;

- KVV Igelsta, Södertälje (Söderenergi/ Fortum Värme)
- KVV Brista, Stockholm (Sollentuna Energi/ Fortum Värme)
- KVV Västhamnsverket, Helsingborg (Öresundskraft/ Landskrona Energi)
- Nytt KVV, Mjölby-Linköping (Tekniska Verken/ MSE)
- Nytt KVV, Örtofta (Lund/ Eslöv)
- Nytt KVV, Landskrona (Landskrona/ Öresundskraft)

I följande avsnitt beskrivs som en illustration produktionssamarbetet KVV Igelsta i Södertälje.

Fortum Värme har ett flertal egna produktionsanläggningar men samarbetar samtidigt med externa producenter. En av dessa producenter är Söderenergi AB som ägs av Södertörns Energi AB samt Telge AB. Södertörn Energi AB ägs i sin tur av Huddinge samt Botkyrka kommuner och Telge AB ägs i sin tur av Södertälje kommun. Söderenergi producerar fjärrvärme till dessa kommuner samt till Salems kommun.

⁴⁰ Landskrona stad (2010), pressmeddelande 2010-12: "Gemensamt fjärrvärmenät utreds"
<http://landskrona.se/pages/Page.aspx?pageId=4830&newsId=175> se även Öresundskraft (2010)
<http://www.oresundskraft.se/templates/GenericPage.aspx?id=28206>

Söderenergi har även ett värmesamarbete med Fortum Värme i Stockholm som bygger på att bolagen kan köpa värme av varandra vid behov.⁴¹

Under 2009 uppgick värmeproduktionen totalt till 2054 GWh. Av det levererades 1784 GWh till Södertörns fjärrvärme och Telge. Den totala leveransen till Fortum Värme var 249 GWh vilket var en ökning jämfört med 2008 då samarbetet stärkts med produktionsstarten av Igelsta.⁴²

Igelsta kraftvärmeverk är den största miljösatningen någonsin för de involverade kommunerna och är den största kraftvärmepannan i Sverige. Verket producerar 200 MW värme och 85 MW el och eldas med bio- och returbränsle.⁴³

Eftersom Söderenergi redan hade ett etablerat avtal med Fortum så blev ett utökat samarbete relativt enkelt att genomföra. För att klara de ökade leveranserna till Fortum har de redan existerande pumparna i Tumba byggts om, en ny pumpstation i Rönninge färdigstälts samt tryckreducerande åtgärder för att öka flödet genomförts.⁴⁴ Söderenergis och Fortums nät bildar tillsammans Sveriges största nät och har en energiomsättning på cirka 9 TWh vilket motsvarar 20 procent av all fjärrvärme. Alternativet till ett utökat samarbete var att bygga nya fjärrvärmeledningar till Tumba eller Fittja men blev ej av på grund av ekonomiska skäl.⁴⁵

Igelsta kraftvärmeverk har så hög effekt att det får ökade möjligheter att distribuera värme till Fortum. Tidigare har Fortum Värme köpt motsvarande 110 GWh årligen. När de nu har ingått i ett vidgat samarbetsavtal kan Fortum komma att köpa cirka 800 GWh årligen. Fortum har för sin del bland annat investerat cirka 100 miljoner kronor i ledningsdragning om 5 km mellan Hammarbyverket och inkopplingspunkten Orby. Förstärkning av nätet var nödvändigt, i och med det utökade samarbetet med Söderenergi, för att distribuera värme mot de centrala delarna av Fortums nät.⁴⁶

4.8 Systemoptimering

Ökad systemeffektivitet i fjärrvärmebranschen kommer till uttryck i en stabil och hög verkningsgrad, trots investeringar i svårare och mindre kostsamma bränslen. Den kommer också till uttryck i ett minskat nyttjande av fossila bränslen, som i sin tur medfört lägre koldioxidutsläpp från

⁴¹ Söderenergi, årsredovisning 2009

⁴² Söderenergi, årsredovisning 2009

⁴³ Söderenergi (2010), Pressmeddelande: "Kungen invigde Igelsta kraftvärmeverk", 2010-03-17

⁴⁴ Årsredovisning 2009, Söderenergi

⁴⁵ Energinyheter (2008) "Igelsta kraftvärmeverk i en klass för sig", 2008-09-22

<http://www.energinyheter.se/2008/09/igelsta-kraftvarmeverk-i-en-klass-for-sig>

⁴⁶ Fjärrvärmekanalerna (2010) "Fortum Värme ökar flexibiliteten", 2010-03-05

<http://nordiskaprojekt.se/fjarrvarme/1741/fortum-varme-okar-flexibiliteten.aspx>

värmeproduktionen. En stor och viktig positiv sidoeffekt är även det ökade utbyte av el som kraftvärmeproduktion oftast innebär.

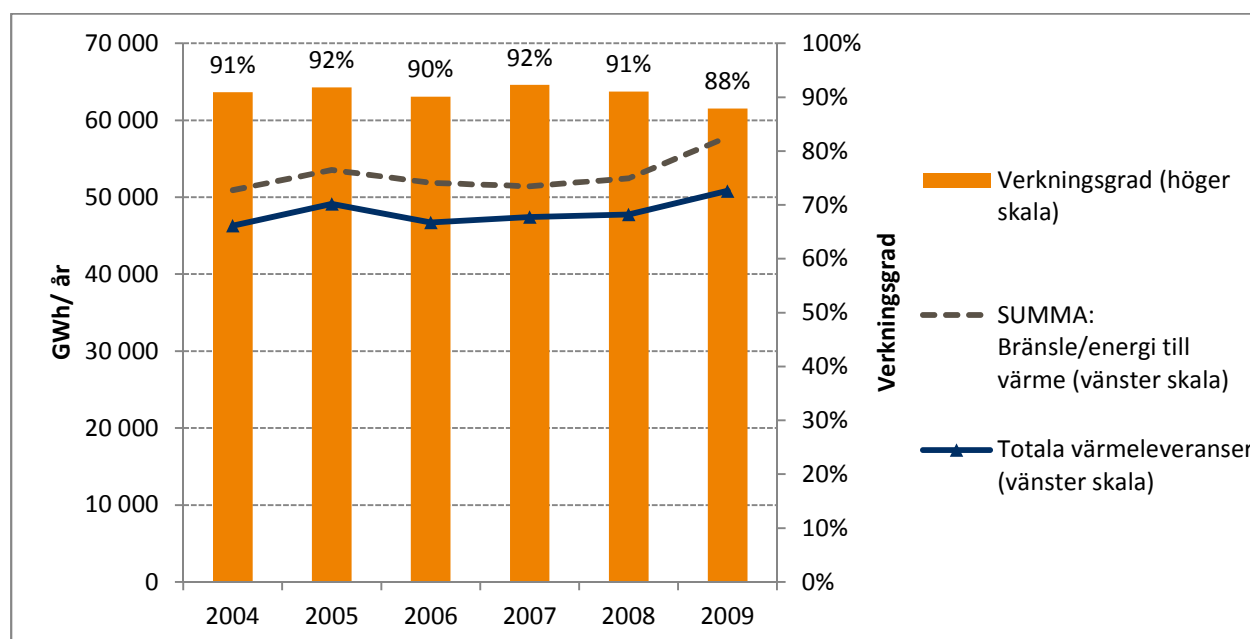
Under den senaste tioårsperioden har det investerats i en kraftig effektökning i kraftvärmeverk. I avsnitt 5.4 om investeringar i kraftvärme senare beskrivs hur den installerade krafteffekten i kraftvärmeverk ökat under perioden 2000-2010. Detta syns även i volymen kraftvärmeproducerad el- och värme för perioden 2004-2009, enligt statistik från Svensk Fjärrvärme. Värmeproduktion i kombinerad drift har ökat med 34% under perioden, från 17.5 TWh år 2004 till 23.4 TWh år 2009. Elproduktion i kombinerad drift har under samma period ökat med 32 %, från 6.1 TWh till 8.1 TWh.

Tabell 11. Kraftvärme i fjärrvärmeproduktion, 2004-2009.⁴⁷

År	Värmeproduktion i kombinerad drift (GWh/år)	Elproduktion i kombinerad drift (GWh/år)	Elproduktion i kondensdrift (GWh/år)	Summa (GWh/år)
2004	17525	6131		23656
2005	19186	5898		25084
2005	18570	6101		24671
2007	20954	7005	79	28038
2008	22460	7216	248	29924
2009	23410	8075	240	31725

Distributionsverkningsgraden beskriver energiförlusterna vid distributionen av fjärrvärme.

Figur 21. Verkningsgrad i fjärrvärmeproduktionen 2004-2009, enligt statistik från Svensk Fjärrvärme.⁴⁸



⁴⁷ Svensk Fjärrvärme (2011), "Bränslen och produktion 2009"

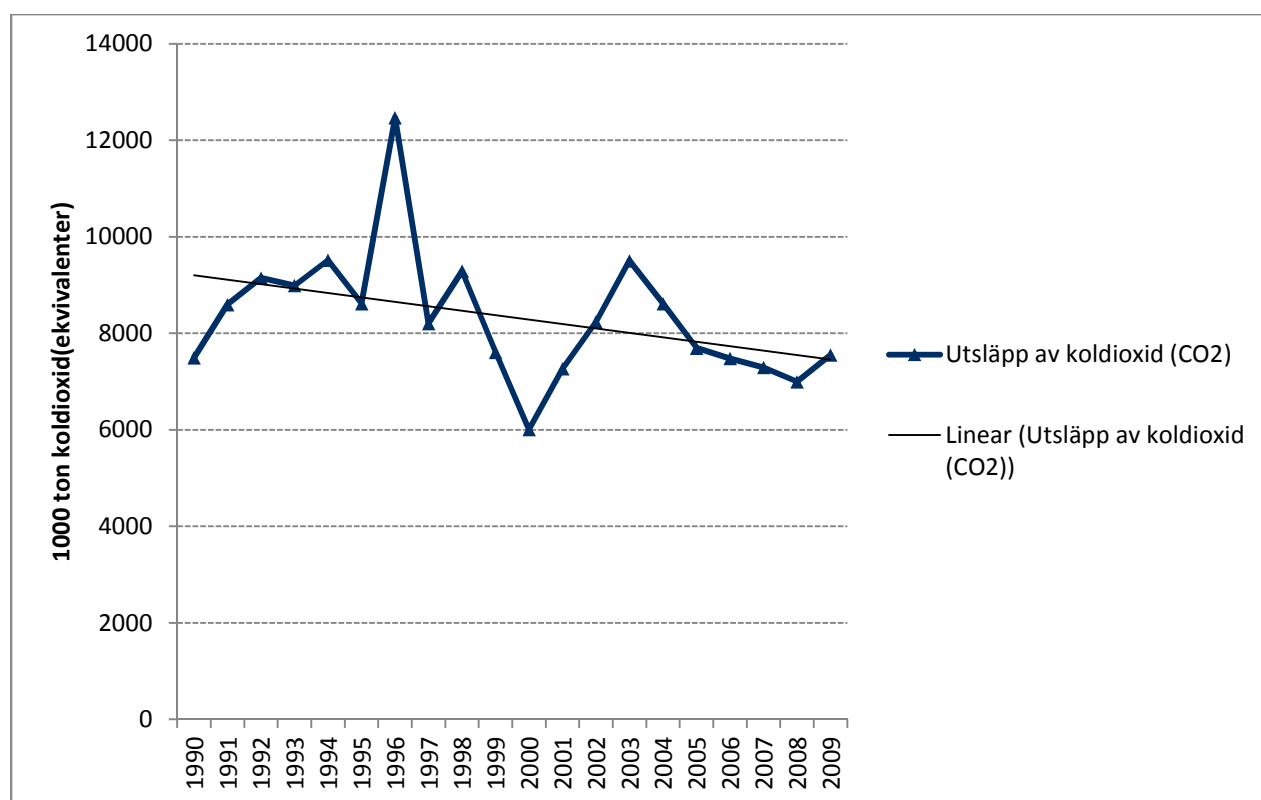
⁴⁸ Svensk Fjärrvärme (2011), "Bränslen och Produktion 2009"

Parallellt med att ökade stordriftsfördelar i produktion bör ha ökat verkningsgraden, har fjärrvärmebolagen investerat i allt svårare, billigare bränslen. Detta är en anledning till att verkningsgraden ej ökat under de senaste åren.

I ett helhetsperspektiv har det skett stora förändringar i vilka bränslen som används i produktion av värme. Exempelvis utgjorde olja 89.5% av total tillförsel år 1980, tre decennier senare, år 2009, utgjorde olja endast 0.04% av total tillförsel, enligt data från Energimyndigheten. Medan fossila bränslen har minskat har biobränslen, avfall och torv ökat som energibärare. De omfattande förändringarna av bränslemixen som skett under perioden 1970-2009 illustreras senare i kapitel 5.

Som följd av ökad användning av icke-fossila energibärare, har koldioxidutsläpp från fjärrvärmeproduktion minskat under de senaste 20-åren, vilket följande figur visar. Detta samtidigt som den totala volymen fjärrvärme ökat mycket kraftigt från 30.36 TWh år 1990 till 45.95 TWh år 2009.

Figur 22. Illustration över minskat CO₂ i fjärrvärmeproduktion: utsläpp av koldioxid och växthusgaser från el- och värmeproduktion 1990-2009.⁴⁹



⁴⁹ Även industrins förbränning rapporteras i energisektorn. Källa: Naturvårdsverket (2011), Utsläpp från energisektorn.

5 Industriell spillvärme i fjärrvärmeproduktionen

En empirisk analys av spillvärmeanvändningen visar att användandet av industriell restvärme i de svenska fjärrvärmenäten är omfattande. Realiseringen av den spillvärmepotential som finns begränsas av kostnader för transmission, begränsad avsättning för den tillgängliga värmen, de ekonomiska motiven för att investera i avfallsförbränningsanläggningar istället för deponi av hushållsavfall samt de starka ekonomiska drivkrafterna för att bygga bibränsleeldade kraftvärmeverk. De kvantifieringar av orealiserad potential som presenteras bland annat i TPA-utredningen saknar empirisk och ekonomisk relevans. En detaljanalys visar att utestängningen av samhällsekonomiskt rationellt användbar industriell restvärme begränsar sig till ett fåtal konkreta exempel med nuvarande energipolitiska styrmedel (elcertifikat till biobaserad kraftvärme och deponiförbud för avfall).

5.1 Rationell användning av spillvärme

Kommissionen menar att en större återvinning av värme är ett viktigt medel för att minska EUs användning av primär energi med 20 procent till år 2020, vilket framgår av Kommissionens nya förslag till Energieffektiviseringsdirektiv – EED, Kom (2011) 370 final – som presenterades den 22 juni 2011.

Samtidigt som spillvärme representerar ett värde är det dock resurskrävande att återanvända energi. Optimal spillvärmeanvändning är därför en avvägning mellan nytta och kostnader.

Beroende på omständigheterna är det olika kostsamt att utvinna spillvärmen, att distribuera den till användningspunkten, att anpassa temperaturen till de krav som finns i primär- och sekundärsystemen samt att komplettera med nödvändig effekt för spets- och reservlast.

Distributionskostnaden för värme är betydande och det är därför naturligt att eftersträva återanvändning av värme nära den plats där värmen ska användas.

En betydande del av den värme som behövs för uppvärmning kan återvinnas i den byggnad där värmen behövs. Uppenbara åtgärder som kan minska behovet av tillförd värme är isolering, återvinning av värme i frånluft samt återvinning av värme i gråvatten. Anledningen till att detta inte sker i större utsträckning kan vara att återvinning av värme är förknippad med kostsamma investeringar. Bristande information och otillräckliga incitament för fastighetsägarna kan bidra till att återvinningen är mindre omfattande än vad som är samhällsekonomiskt motiverat. Kostnadsfaktorerna torde dock dominera.

Vidare kan återvinning av värme ske i närområdet. Användning av värmeöverskott från företag som är närbelägna bostadsområden kan potentiellt ske i system som är anpassade till distribution av värme

med en lägre temperatur än det hetvatten som distribueras i storskaliga fjärrvärmesystem. Detta gäller också överskottsvärme från kylanläggningar i datahallar, livsmedelsbutiker, kontor, offentliga byggnader och gallerior. Den främsta orsaken till att utbytet av energi mellan närbelägna bostadsområden och företag med värmeöverskott inte är större är sannolikt att det finns betydande transaktionskostnader som inte uppvägs av det nettovärde som den återanvända energin har.

5.2 Hinder för användning av industriell restvärme

Det finns flera hinder som potentiellt bidrar till att användningen av industriell restvärme är mindre än vad som är samhällsekonomiskt motiverat.

Den viktigaste förklaringen till att industriell restvärme inte används är att värdet av den återvunna energin inte överstiger totalkostnaden att ta tillvara värmen på.

Det finns olika kostnader förknippade med att använda industriell restvärme. En anpassning av anläggningen där spillvärmen alstras kan vara kostsamt (jämfört med nuvarande kärnkraftverk). För anläggningar som ligger långt från avsättningsmarknaden för värmen tillkommer en betydande kostnad för transmission. Beroende på anslutningspunkt och volym kan fjärrvärmenätet dessutom behöva förstärkas och byggas om. Till detta kommer i vissa fall en kostnad för att höja spillvärmens temperatur för att den ska kunna användas i fjärrvärmenäten och en kostnad för att tillgodose behovet av reservkapacitet som behövs vid produktionsuppehåll i den anläggning som producerar restvärmen. För småskaliga eller tekniskt komplicerade spillvärmekällor kan dessutom transaktionskostnader och risk ytterligare hämma incitamenten att återvinna överskottsvärmen.

Det är både samhällsekonomiskt och företagsekonomiskt motiverat att beakta ovanstående kostnader när det skall bedömas om en viss spillvärmekälla ska utnyttjas. Detta är inte ett marknadsmisslyckande. Tvärtom är det rationellt att bedöma om nyttan av spillvärmen överstiger totalkostnaden att ta den tillvara. Bara i de fall då nettovärdet är positivt bör värmen återvinnas.

Användandet av industriell spillvärme i dagens fjärrvärmesystem påverkas vidare av politiska styrmedel. Det går inte att blunda för att i synnerhet två omständigheter minskar utrymmet för användande av industriell restvärme.

Den första omständigheten är att den svenska energipolitiken utformats för att öka produktionen av förnyelsebar el. Elcertifikat i kombination med hög beskattning av fossila bränslen har stimulerat fjärrvärmebolagens investeringar i kraftvärmeproduktion med biobränslen. Eftersom industriell spillvärme i likhet med kraftvärmeproduktion i första hand är kostnadsmotiverad som baslast samtidigt

som avsättningen av basvärme är begränsad, tränger en allt större kraftvärmeproduktion med nödvändighet undan spillvärme som annars skulle vara rationellt att utnyttja.

Den andra omständigheten är att Sverige har ett förbud mot deponi av avfall. Detta förbud i kombination med en mycket begränsad förädling av hushållsavfall har pressat priset på avfall som bränsle i fjärrvärmeproduktionen; i praktiken betalar kommunerna mottagningsavgifter till fjärrvärmebolagen vid avfallsförbränning. Även denna fjärrvärmeproduktion tränger undan spillvärme som baslast på värmemarknaden.

Det kan diskuteras om dagens politiska styrning mot ökad kraftvärmeproduktion och ökad förbränning av avfall är samhällsekonomiskt motiverad. Dock är investeringar i kraftvärme med biobränslen och avfall kommersiellt motiverade. Således är inte heller detta ett marknadsmisslyckande.

På denna punkt måste politikerna välja. Det går inte att både öka kraftvärmeproduktionen baserat på avfall eller biobränslen samtidigt som användningen av industriell spillvärme ökar kraftigt. Den totala potentialen bestäms av en begränsad och krympande efterfrågan på värmemarknaden (på denna punkt är Kommissionens förslag till nytt Energieffektiviseringsdirektiv, EED, Kom (2011) 370 final, mycket oklart och ger snarast intryck av att det skulle finnas en oändlig avsättningsmöjlighet för restvärme från industri och kraftvärmeanläggningar).

Emellertid finns det utöver detta ett antal faktorer som är av annan art och som riskerar att leda till snedvridningar. Dessa risker uppstår i en situation då fjärrvärmebolagen inte agerar marknadsmässigt.

Den första risken är att fjärrvärmebolagen gör investeringar i egna produktionsanläggningar på grund av för låga krav på räntabilitet på eget kapital. Spillvärmeinköp av ett fjärrvärmebolag utgör en driftskostnad medan produktion i egna anläggningar till stor del består i kapitalkostnader. Ett avkastningskrav som understiger marknadsmässig nivå leder därför till en underskattning av kostnaden för egenproduktion jämfört med inköp av spillvärme, vilket riskerar att leda till en undanträngning av spillvärmerna.

Den andra risken är att fjärrvärmebolagen avstår från affärsmöjligheter på grund av för svagt vinstintresse. Frånvaro av vinstmotiv kan leda till att viljan att förhandla fram komplicerade och i vissa fall riskfyllda avtal liksom intresset att experimentera med flexibla tekniska lösningar kan brista.

De snedvridningar som kan uppstå till följd av agerande som inte är marknadsmässigt är ett problem relaterat till icke-kommersiellt ägande. Det är inte ett marknadsmisslyckande.

5.3 Realiserad spillvärmeanvändning

Omfattande leverans av industriell restvärme i Sverige nyttjas som tillfört bränsle i fjärrvärmeproduktion. Den industriella restvärmens andel av total tillförsel av bränsle har varierat mellan 6,21 och 7,29% under 2004-2009, vilket visas i följande tabell.

Tabell 12. Volym industriell spillvärme som används som bränsle i fjärrvärmeproduktion samt industriell spillvärmes andel av total tillförsel 2004-2009⁵⁰

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Industriell spillvärme, GWh/ år	3713	4172	3785	3740	3842	3590
Andel av total tillförsel bränsle/ energi till värme	7,29%	7,79%	7,30%	7,28%	7,32%	6,21%

Under 2009 fanns det 69 fjärrvärmeföretag som samarbetade med 82 olika industrier och företag. I följande tabell redovisas 30 av de större samarbetena.

Tabell 13. Större samarbeten mellan processindustri och fjärrvärmebolag.

	Processindustri som levererar restvärme	Ort, processindustri	Bransch, processindustri	Till fjärrvärmebolag
1	Befesa ScanDust AB	Landskrona	Stål- och metallframställning	Landskrona stad
2	Billerud	Grums	Massa, pappers och pappersvarutillverkning	Värmevärden
3	Evonik Norcarb	Malmö	Kemisk industri	E.ON Sverige AB
4	Höganäs AB	Höganäs	Stål- och metallframställning	Höganäs Fjärrvärme Ab
5	Industry Park och Sweden	Helsingborg		Öresundskraft
6	Kemira Kemi AB	Helsingborg	Kemisk industri	Öresundskraft
7	Korsnäs	Gävle	Massa, pappers och pappersvarutillverkning	Gävle Energi AB
8	Korsnäs Frövi AB	Lindesberg	Massa, pappers och pappersvarutillverkning	Linde energi AB
9	Lantmännen Agroenergi AB	Gällstad	Trävaruindustri	Ulricehamns Energi AB
10	Nordic Paper	Säffle	Massa, pappers och pappersvarutillverkning	Värmevärden
11	Nordic Sugar AB Örtofta Sockerbruk	Lund	Livsmedels- och tobaksvaruindustri	Lunds Energi koncernen AB Publ
12	Nymölla Bruk	Sölvesborg	Massa, pappers och pappersvarutillverkning	Sölvesborgs Fjärrvärme AB
13	Nynas AB	Nynäshamn	Tillverkning av stenkolsprodukter, raffinerade petroleumprodukter och kärnbränsle	Värmevärden
14	Outokumpu	Avesta	Stål- och metallframställning	Värmevärden
15	Ovako Bar Smedjebacken	Smedjebacken	Stål- och metallframställning	Smedjebacken Energi AB

⁵⁰ Svensk Fjärrvärme (2011), "Bränslen och Produktion 2009"

	Processindustri som levererar restvärme	Ort, processindustri	Bransch, processindustri	Till fjärrvärmebolag
16	Ovako Steel	Hofors	Stål- och metallframställning	Värmevärden
17	Perstorp Oxo	Stenungsund	Tillverkning av kemikalier och kemiska produkter	Stenungsunds Energi & Miljö AB
18	Preem	Göteborg	Raffinaderi	Göteborg Energi AB
19	Preemraff	Lysekil	Tillverkning av stenkolsprodukter, raffinerade petroleumprodukter och kärnbränsle	LEVA i Lysekil
20	SCA Forest Products AB	Sundsvall	Massa, pappers och pappersvarutillverkning	Sundsvall Energi AB
21	Shell	Göteborg	Raffinaderi	Göteborg Energi AB
22	Smurfit Kappa Kraftliner	Piteå	Massa, pappers och pappersvarutillverkning	Pite Energi AB
23	SSAB	Luleå	Stål- och metallframställning	Luleå Energi
24	SSAB Oxelösund AB	Oxelösund	Stål- och metallframställning	Oxelö Energi AB
25	SSAB Tunnpått	Borlänge	Stål- och metallframställning	AB Borlänge Energi
26	Stora Enso	Borlänge	Massa, pappers och pappersvarutillverkning	Borlänge Energi AB
27	Stora Enso Skoghall		Ingen uppgift	Karlstads Energi AB
28	Södra Cell Mörrum	Karlshamn	Massa, pappers och pappersvarutillverkning	Karlshamn Energi
29	Södra Cell Värö	Varberg	Massa, pappers och pappersvarutillverkning	Varberg Energi AB
30	Vargön Alloys AB	Vänersborg	Stål- och metallframställning	Vattenfall AB

Svensk Fjärrvärme redovisar i Fjärrsyn rapport 2009:12 att cirka 52 procent av undersökta orter med tillgång till minst tre industrier inte nyttjar spillvärme trots att fjärrvärmenät finns.⁵¹

Enligt SOU 2005:33 finns det tre generella hinder mot utnyttjandet av spillvärme. Det första är samarbetsmässiga hinder mellan fjärrvärmebolaget och spillvärmeproducenten. Oftast rör det oro kring att fjärrvärmenätet skall vara helt beroende av värmeleveranser från en tredje part, eller beroende till en hög andel. Ett annat hinder är nationella politiska förutsättningar då energipolitiska mål är svåra att förutsäga på lång sikt. Till sist framhåller de ekonomiska hinder. Det krävs ofta stora ekonomiska investeringar från både fjärrvärmebolag och industri för att ta tillvara på spillvärmen.⁵²

Till följd av konjunkturvariationer kan spillvärmeanvändningen sjunka vid minskad industriproduktion. Ett tydligt exempel på det är Höganäs Fjärrvärme som har en bränslemix där cirka 90 procent av fjärrvärmeleveransen består av spillvärme från Höganäs AB. I och med den senaste finansiella krisen sjönk produktionen hos Höganäs AB och därmed även leveransen av industriell spillvärme. Det tvingade

⁵¹ Svensk Fjärrvärme (2009), "Spillvärme från industrier och lokaler, Fjärrsyn rapport 2009:12

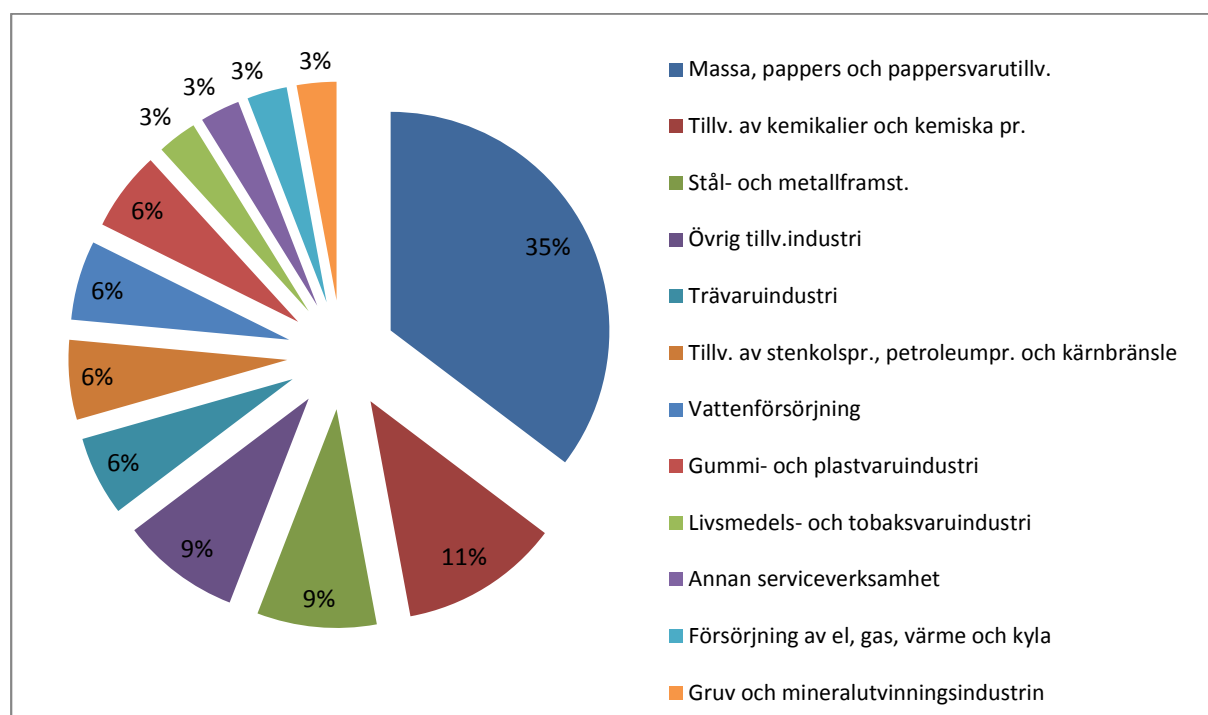
⁵² SOU (2005), "Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden" SOU 2005:33

Höganäs Fjärrvärme till att omstrukturera sin bränslemix så att endast hälften av fjärrvärmeproduktionen kom från spillvärme och hälften från bioolja.⁵³

5.4 Fjärrvärmebolagens syn på restvärmeutnyttjande

I en enkätundersökning ställd till fjärrvärmebolag i Sverige under december 2010 i syfte att öka förståelsen om var som är av betydelse så samarbeten mellan fjärrvärmebolag och industri kommer till stånd⁵⁴ rapporterade 22 fjärrvärmebolag av totalt 81 svarande, cirka 27 procent, att de fanns en eller flera potentiella spillvärmeleverantörer som de kunde använda. Totalt rapporterades 36 olika verksamheter som potentiella spillvärmeleverantörer. I cirkeldiagrammet nedan presenteras branschfördelningen för de olika verksamheterna.⁵⁵

Figur 23. Branschfördelning potentiella spillvärmeleverantörer enligt enkät.



Den bransch där det verkar finnas flest potentiella spillvärmeleverantörer är inom tillverkning av massa, papper och pappersvaror. 35 procent av de potentiella spillvärmeleverantörerna återfinns i denna kategori. Tillverkning av kemikalier och kemiska produkter var den näst största gruppen då 13 procent av de potentiella verksamheterna återfanns här.

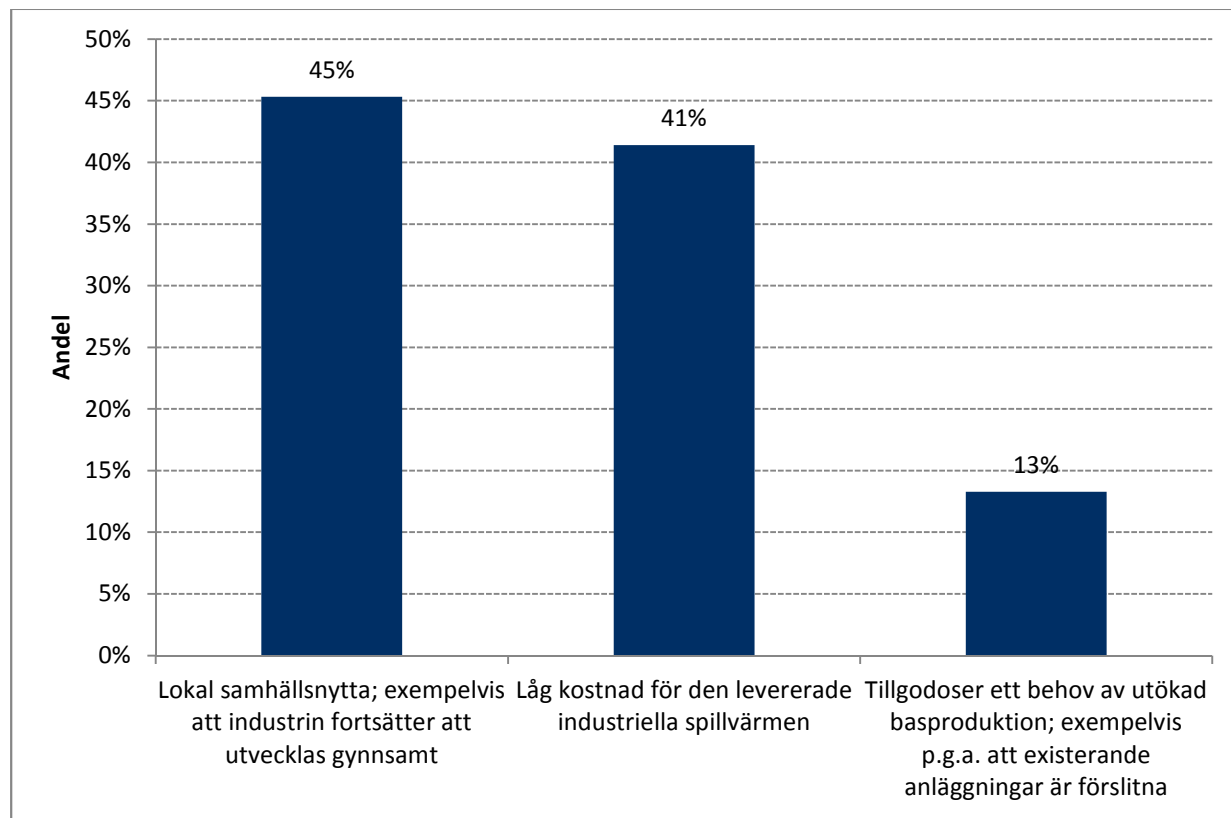
⁵³ Helsingborgs Dagblad, "Mer bioolja när spillvärme minskar" 2008-12-15 <http://hd.se/hoganas/2008/12/15/mer-bioolja-naer-spillvaermen-gaar>

⁵⁴ CELEC (2010) "Enkätundersökning om restvärme." finns att tillgå på <http://tpaforum.net/?p=2240>

⁵⁵ 34 av de 36 verksamheterna finns representerade i diagrammet då branschtillhörigheten i vissa fall var oklar.

Enkätundersökningen påvisade att det är främst två faktorer som talar för att det är önskvärt för ett fjärrvärmebolag att använda industriell restvärme; lokal samhällsnytta, exempelvis att industrin fortsätter utvecklas gynnsamt och låg kostnad för den levererade restvärmen. Detta illustreras i följande figur.

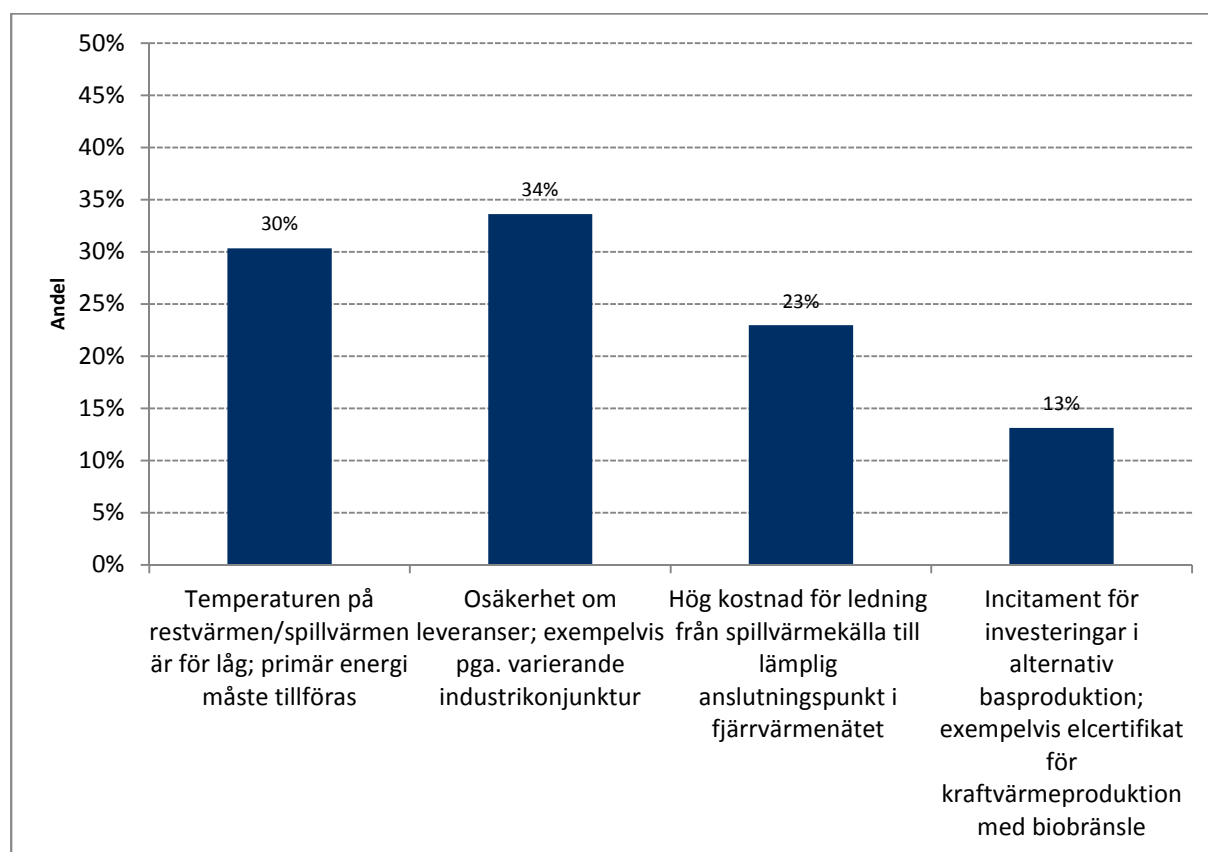
Figur 24. Illustration över faktorer som talar för restvärmesamarbete. (81 svarande bolag)⁵⁶



Enkätundersökningen påvisade vidare att de två främsta faktorerna som talar mot att det är önskvärt för ett fjärrvärmebolag att använda restvärme är om temperaturen är för låg, det vill säga att primär energi måste tillföras, samt om det råder osäkerhet om leveranser, exempelvis på grund av varierande industrikonjunktur. Detta illustreras i följande figur.

⁵⁶ CELEC (2010) "Enkätundersökning om restvärme."

Figur 25. Illustration över faktorer som talar mot restvärmesamarbete. (81 svarande bolag)⁵⁷



5.5 Särskilt om spillvärme i Göteborg

Fjärrvärmenätet i Göteborg är det nät som ensamt svarar för en avsevärd andel av totalt restvärmeutnyttjande i Sverige. Därför är det särskilt intressant att belysa restvärmeutnyttjande i Göteborg och de samarbetena som förekommer med industrin.

Enligt Svensk Fjärrvärme levererade Göteborg Energi 3661 GWh år 2008 och 3425 GWh år 2009 fjärrvärme till deras nät i Göteborg och Partille. En stor del av värmen som Göteborg Energi levererar i sitt fjärrvärmesystem är restvärme. Bolaget använder värme från raffinaderier, industrier, avloppsreningsverk, avfallsförbränning och elproduktion.

Göteborg Energi rapporterar följande fördelning av fjärrvärmeproduktionen för 2008. Totalt kom cirka 3053 GWh av den fjärrvärme som producerades av Göteborg Energi från spillvärme. Raffinaderier och övrig industri var den största producenten av spillvärme då de stod för 1130 GWh av den totala andelen fjärrvärme, avfallsförbränning var också en stor producent av spillvärme då de stod för 1018 GWh. Spillvärmen från elproduktionen stod för 716 GWh och avloppsvattnet levererade 189 GWh. Resterande

⁵⁷ CELEC (2010) "Enkätundersökning om restvärme."

andelen fjärrvärme kom från förnyelsebara resurser, 565 GWh, som inkluderar bibränsle och förnyelsebar el. Endast 151 GWh kom från fossila resurser så som olja, naturgas och fossil el. Göteborg Energi AB köper industriell spillvärme från Shells och Preems raffinaderier i Göteborg. Shell har levererat spillvärme sedan 1980 medan Preem började leverera spillvärme 1997. Raffinering av råolja skapar ett stort värmeöverskott där det finns goda möjligheter att tillvarata värme för fjärrvärmeproduktion.

Preem levererar restvärme från raffinaderierna Preemraff Göteborg och Preemraff Lysekil till Göteborgs stad, Volvo och Lysekils kommun till en samlad volym om 500 GWh/ år. Preems leveranser av spillvärme sker via hetvatten med 90-gradig framledningstemperatur och en returtemperatur på 50-grader till Göteborg Energi. Levererad restvärme till Göteborg Energi år 2010 uppgick till 363 GWh (379 GWh 2008).

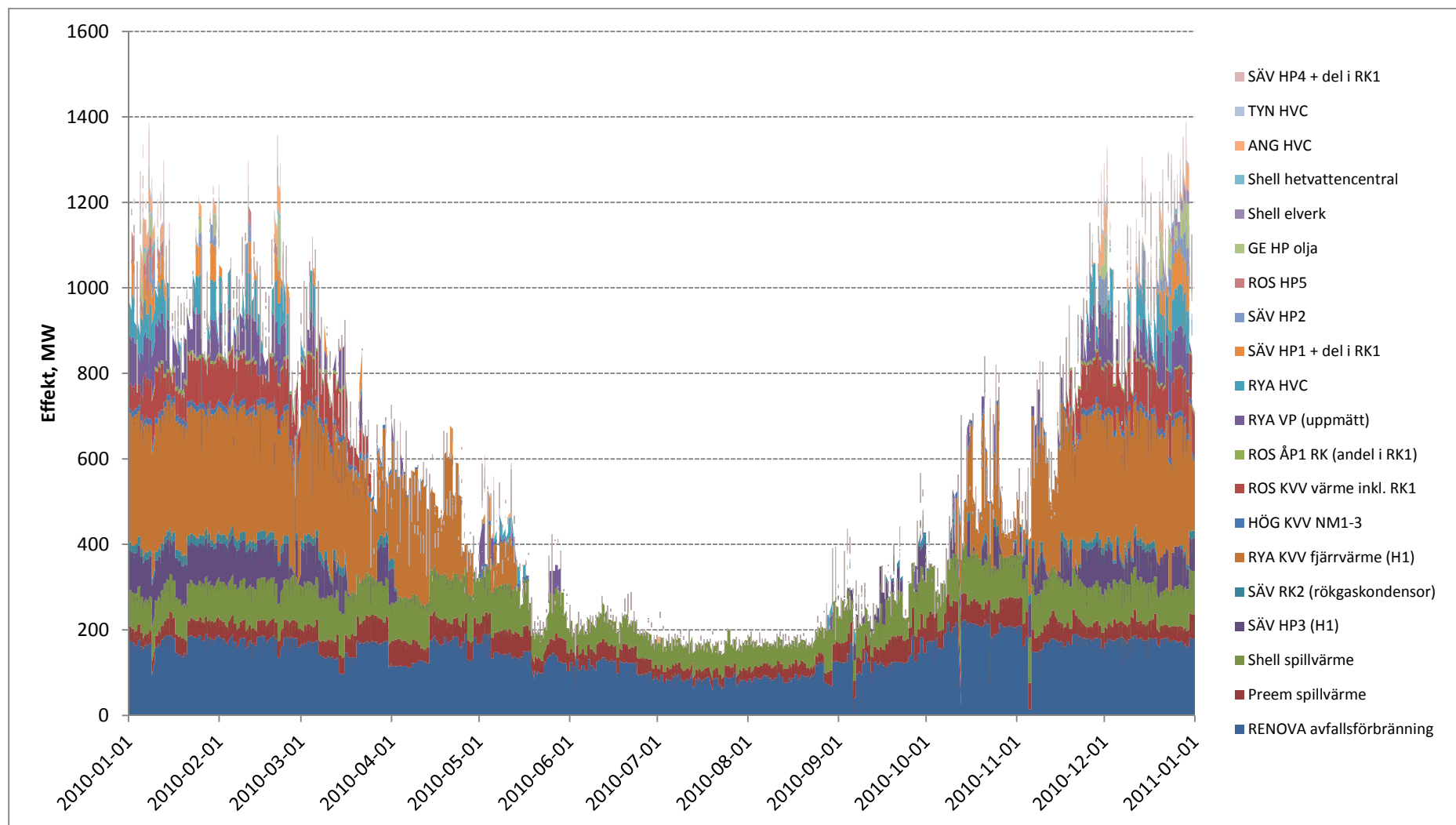
Industrigruppen Återvunnen Energi har bedömt den outnyttjade restvärmepotentialen för Preem i Göteborg till 100 GWh/ år, utan investeringar och 130 GWh/ år med investeringar.⁵⁸

Shell-raffinaderiet som tidigare drevs under Shells varumärke, drivs idag under St1s varumärke. Raffineringsprocesserna får sin energi i stort sett helt av egenproducerad gas. Nära en tredjedel av den värme som tillförs produktionsanläggningarna återvinns och leds till Göteborgs fjärrvärmenät. Bolagets leverans av spillvärme till Göteborg Energi under 2010 uppgick till 749 GWh (733 GWh 2008).

Göteborg Energi nyttjar 1113 GWh värme från raffinaderier och 1268 GWh värme från Renova, Göteborgs och kranskommunernas avfallsförbränningsanläggning (1018 GWh 2008). Producerad fjärrvärme av Göteborg Energi illustreras i följande figur.

⁵⁸ Industrigruppen Återvunnen Energi (2011), nyhetsbrev september 2011
http://www.atervunnenenergi.se/wp-content/uploads/2011/09/iae_nyhetsbrev_sep2011.pdf

Figur 26. Värmeproduktion Göteborg Energi 2010.⁵⁹



⁵⁹ Göteborg Energi, Lars Larsson 2011.

5.6 Orealiserad potential

Teoretiskt finns det en betydande outnyttjad potential av industriell restvärme. I SOU 2011:44 görs en potentialbedömning för tillgång till restvärme från Industrigruppen Återvunnen Energis medlemsföretag. Potentialbedömningen baseras på beräknat möjligt utbud av industriell restvärme.

I följande tabell beskrivs vilka marknader som är belägna i närheten av värmekällorna.

Tabell 14. Användning av restvärme enligt SOU 2011:44 tabell 4.7, s. 175⁶⁰

Befintlig marknad	Fjärrvärmeleverans 2009, GWh	Befintlig restvärmekälla	Befintlig restvärmeleverans	Nuvarande restvärmeleverans, GWh/ år	Bästa alternativ
Halmstad	524	Pilkington	Pilkington till HEM	20	KVV Flis
Norrköping	958	Holmen	Klimp-bidrag 2008-2012	0	KVV Avfall mm
Hallstavik	15	Holmen	Hallsta pappersbruk (100%)	15	Ingen annan produktion
Iggesund	5	Holmen	Iggesunds bruk (100%)	5	Ingen annan produktion
Göteborg	3425	Preemraff	Preem till GE och Volvo	500	KVV Avfall/Shell spillvärme
Lysekil	43	Preemraff	Preemraff (100%)	40	Ingen annan produktion
Karlshamn	155	Södra Cell Mörrum	Södra Cell Mörrum (95%)	170	Ingen annan produktion
Mönsterås	41	Södra Cell Mönsterås	Södra Cell Mönsterås (100%)	65	Ingen annan produktion
Varberg	126	Södra Cell Värö	Södra Cell Värö (80%)	150	HVC Bio och Naturgas
Helsingborg	879	Kemira	Kemira m.fl. till ÖK (35%)	350	KVV retur, bio
Luleå	763	SSAB	Lulekraft (95%)	780	Ingen annan produktion
Finspång	123	SSAB	Leverans från 2012	0	Avfallsförbränning
Borlänge	381	SSAB	SSAB till BE	60	Stora Enso spillvärme
Oxelösund	82	SSAB	SSAB (100%)	90	Ingen annan produktion
Skelleftehamn/ Ursvik	30	Boliden Mineral	Rönnskärsverken (100%)	35	Ingen annan produktion

Möjligheten att använda ytterligare restvärme från de restvärmekällor som anges i tabell 4.7 i SOU 2011:44 framstår som empiriskt begränsad i ett kommersiellt perspektiv. En granskning av närmast liggande avsättningsmarknad som inte i dagsläget använder restvärme från de aktuella

⁶⁰ Uppgift om fjärrvärmeleverans befintlig marknad härstammar från Svensk Fjärrvärme (2011) "Bränslen och potential 2009". Uppgift om nuvarande restvärmeleverans härstammar från tabell 4.7, s. 175 i SOU 2011:44.

anläggningarna visar att (1) avståndet är relativt långt och därmed kräver en betydande investering i transmission, (2) volymen i flera fall är relativt blygsam samt att (3) värmeförsörjning på de aktuella marknaderna i många fall redan sker med restvärme från industri eller kraftvärmeanläggningar.

Tabell 15. Potentialbedömning av användning av restvärme från IÅEs medlemsföretag ⁶¹

Potentiell marknad	Fjärrvärmeleverans 2009, GWh, till potentiell marknad	Möjlig restvärmekälla	Möjlig tillkommande restvärmeleverans som enligt IÅE sannolikt är företagsekonomiskt motiverad, GWh/år	Befintlig transmissionskapacitet	Avstånd (värmekälla till potentiell marknad)	Bästa alternativ (som restvärme konkurrerar med)
Laholm	5 (närvärme)	Pilkington	40	Nej	18 km	HVC flis/ naturgas
Linköping	1278	Holmen, Norrköping	130	Nej	41 km	KVV Avfall
Norrtälje	111	Holmen, Hallstavik	0	Nej	32 km	KVV Flis
Hudiksvall	136	Holmen, Iggesund	160	Nej	11 km	KVV torv mm
Lerum	25	Preemraff Göteborg	100	Nej	21 km	HVC flis mm
Uddevalla	270	Preemraff Lysekil	0	Nej (utredd)	29 km	KVV Avfall (HVC spån och flis)
Sölvesborg och Bromölla	90	Södra Cell Mörrum	580	Nej	21 km	Spillvärme Stora Enso Nymölla
Oskarshamn	120	Södra Cell Mönsterås	935	Nej	20 km	HVC flis
Falkenberg	63	Södra Cell Värö	300	Nej (utredd)	34 km	HVC flis
Landskrona	274	Kemira	67	Ja	21 km	KVV retur
Boden	246	SSAB Luleå	0	Nej	33 km	Avfall mm
Norrköping	958	SSAB Finspång	60	Nej	26 km	KVV Avfall
Falun	285	SSAB Oxelösund	170	Nej (utredd)	19 km	Bioenergi-kombinat
Nyköping	273	SSAB Skelleftehamn	0	Nej	11 km	KVV retur
Skellefteå	302	Boliden Mineral	20	Nej	18 km	Bioenergi-kombinat

⁶¹ Uppgift om fjärrvärmeleverans potentiell marknad härstammar från Svensk Fjärrvärme (2011) "Bränslen och potential 2009". Uppgift om potentialbedömning av restvärme härstammar från tabell 4.7, s. 175 i SOU 2011:44. Vidare källhänvisning till Industrigruppen Återvunnen Energi (IÅE). Denna potentialbedömning är, enligt IÅE, sannolikt företagsekonomiskt motiverad. Vidare anger IÅE även en högre potentialbedömning som kräver mer betydande investeringar. Se SOU 2011:44, s 175 för en beskrivning av den.

Pilkington i Halmstad

Planglastillverkaren Pilkington Floatglas AB i Halmstad påbörjade 1980 att leverera restvärme till Halmstad Energi och Miljö AB (HEM). Fjärrvärmeleveranserna uppgår till 20 GWh per år. Pilkington har meddelat att de har en överkapacitet och skulle kunna leverera upp till 60 GWh/ år. I Halmstad finns det små kvarvarande volymer. Sedan 2008 finns en ny biobränsleeldad kraftvärmepanna. Pannan producerar både el och värme. Den nya pannan innebär en negativ rörlig kostnad, vilket är svårt för restvärme att konkurrera med. Utöver biobränsleeldad KVV finns även Kristinehedsverken där förbränning av avfall sker. En närliggande marknad för ytterligare leverans skulle kunna vara Laholm, lokaliserat 18 km från Halmstad. Utbyggnad skulle kunna vara möjligt, men ej ekonomiskt motiverat. Laholms kommun har i flera studier visat att fjärrvärme ej varit realistiskt på grund av små tätortsbildningar och gles bebyggelse (låg värmetetthet).⁶²

Holmen i Norrköping

Pappersbruket Holmen i Norrköping levererar i dagsläget ingen restvärme till fjärrvärmenätet i Norrköping. E.ON driver kraftvärmeverket Händelöverket i Norrköping och beskriver det som det mest effektiva verket i Sverige. Verket står för en betydande del av värmebehovet i området. År 2010 togs en ny panna, P15, i drift. Kapaciteten i verket är 400 MW.⁶³ Från och med årsskiftet 2011/2012 är Norrköpings nät sammanbyggt med fjärrvärmenätet i Söderköping. En anledning till ledningen mellan Norrköping och Söderköping är att det finns ett värmeöverskott i området och behov för ytterligare avsättningsmarknader. Värmeunderlaget förefaller att även i dagsläget inte vara tillräckligt för även en restvärmeleverans. Holmen fick statsstöd i form av Naturvårdsverkets KLIMP-bidrag år 2008 för att ansluta pappersbruket till fjärrvärmenätet i Norrköping. Trots statsstöd föll investeringen på grund av bristande lönsamhet (enligt uttalande från Holmen). Närmaste marknad är Linköping, lokaliserat 41 km från Holmen i Norrköping.

Holmen i Hallstavik

Pappersbruket Holmen i Hallstavik levererar i dagsläget 15 GWh/ år. I Hallstavik motsvarar den volymen det totala värmebehovet. Närmaste marknad är Norrtälje, lokaliserat 32 km från Holmen. Både näten i Hallstavik och Norrtälje drivs av Norrtälje Energi AB.

⁶² Laholms kommun (2007) "Energistrategi för Laholms kommun" s. 22

<http://www.laholm.se/Upload/kom/Energi/Energistrategi%202007.pdf>

⁶³ E.ON (2011) "Med värme från Händelö kraftvärmeverk" <http://www.EON.se/upload/EON-se-2-0/dokument/broschyrarkiv/privatkund/fjarrvarme/Faktafolder%20H%C3%A4ndel%C3%B6verket.pdf>

Holmen i Iggesund

Pappersbruket Holmen i Iggesund levererar 5 GWh/ år, vilket motsvarar volymen för det totala värmebehovet. År 2005 träffade Fortum Värme och Iggesund Paperboard ett tio-årigt avtal om restvärmeutnyttjande från bruket.⁶⁴ Närmaste marknad för avsättning av ytterligare restvärme från Holmen är Hudiksvall, lokaliserat 11 km bort från bruket. Värmebehovet i Hudiksvall är relativt begränsat. I Hudiksvall drivs fjärrvärmeverksamheten av Värmevärden, som även har verksamhet i Iggesund.

Preemraff i Göteborg

Preem levererar restvärme från raffinaderiet Preemraff Göteborg till Göteborgs stad och Volvo till en samlad volym om 500 GWh/ år. Levererad restvärme till Göteborg Energi år 2010 uppgick till 363 GWh (379 GWh år 2008). Närmaste marknad för Preemraff är Lerum, lokaliserat 21 km bort. Värmebehovet i Lerum förefaller vara relativt begränsat, 25 GWh/ år. För Göteborg Energi går endast avfall, med negativ kostnad, före spillvärme i körordningen. Det kan vara möjligt med större restvärmeleverans från Preemraff om undanträngning av restvärme från Shell/ St1 sker.

Preemraff i Lysekil

Preemraff i Humlekärr (Lysekil) levererar 43 GWh restvärme till Leva i Lysekil, som driver fjärrvärmeverksamhet på orten, vilket motsvarar totalbehovet av värme. Närmaste marknad utanför Lysekil är Uddevalla. Frågan om att nyttja restvärme från Preem i Uddevalla, där fjärrvärmeverksamheten sköts av Uddevalla Energi, har utretts flera gånger och är inte aktuell. Möjlig avsättning är liten volym till en hög effekt. 2009 färdigställdes Lillesjöverket som numera levererar stor del av ortens värmebehov.⁶⁵ För att restvärme ska vara lönsamt behöver det tränga undan KVV avfall i körordningen, vilket är problematiskt. En ytterligare utmaning är markförhållandena för eventuell ledningsdragnings till Uddevalla, antingen krävs att en ledning dras efter en längre landsträcka runt Lysekilsfjorden, eller tvärs över fjorden. Båda alternativen är kostsamma och har utretts i flera omgångar av berörda aktörer och inte bedömts som ekonomiskt lönsamt, jämfört med alternativen.

Södra Cell i Mörrum

⁶⁴ Fortum Värme (2005) "Fortum och Iggesund Paperboard värmer Iggesund med överskottsvärme", pressmeddelande 2005-03-02

http://www.mynewsdesk.com/se/pressroom/fortum_sverige_ab/pressrelease/view/1785

⁶⁵ Uddevalla Energi (2011) "Lillesjöverket"

<http://www.uddevallaenergi.se/omoss/varverksamhet/varaproduktionsanlaggningar/varme/lillesjoverket.4.2f7e9e4f12cf88c31458000377.html>

Södra Cells pappersbruk i Mörrum har sedan 1987 levererat restvärme till Karlshamn Energi. Under 2010 levererade Karlshamn Energi 181 GWh till Karlshamn, Asarum, Mörrum och Svängsta. 95% av värmen härstammade från pappersbruket som är lokaliserat 7 km från staden.

Ett nytt restvärmesamarbete mellan Olofströms Kraft i Olofström och Södra Cell i Mörrum har initierats. Anledningen till att Olofström Kraft är intresserad av att byta basenergi, från bränslen som flis och skogsavfall till restvärme från Södra Cell i Mörrum beror på att en ny kund, Volvo Personvagnar i Olofström, tillkommit och som är i behov av stor volym värme. Volvo Personvagnar har aktivt förespråkade att byta ut sitt värmeförsörjningssystem mot restvärme från Södra Cell. Byggstart för överföringsledningen är planerad till 2012.

Södra Cell i Mönsterås

Södra Cell Mönsterås levererar restvärme till Mönsterås och står för all fjärrvärme på orten. Fjärrvärmesystemet i Mönsterås byggdes under åren 2003-2005 i ett samarbete mellan Mönsterås kommun, E.ON och Södra Cell.

Södra Cell Mönsterås skulle eventuellt även kunna leverera restvärme till Oskarshamn, en marknad för cirka 120 GWh fjärrvärme, vilket skulle förutsätta att en cirka 20 km lång ledning byggs. Fjärrvärmenätet i Oskarshamn ägs av Oskarshamns Energi, som ägs till hälften av E.ON och till hälften av Oskarshamns kommun. Oskarshamns Energi har nyligen beslutat om att bygga ett nytt kraftvärmeverk istället för att använda restvärme från Södra Cell. Med nuvarande produktion kan en anslutning till restvärmeleverantör, innan planerad produktionsanläggning byggs, visa sig lönsam. En ledning på 25 km, med 90 GWh i volym beräknas kosta 108 kr/ MWh. Motsvarande volym för KVV flis beräknas kosta 133 kr/ MWh med 4800 nyttjandetimmar.

Södra Cell i Värö

Södra Cell Värö levererar restvärme till Varberg Energi, som ägs av Varbergs kommun. Restvärmen står för cirka 80% av tillförd värme i fjärrvärmesystemet. Resterande fjärrvärme utgörs av spetsproduktion baserat på biobränsle samt naturgas.

Närmaste potentiella marknad för ytterligare restvärme från Södra Cell Värö är Falkenberg. Falkenberg är emellertid beläget cirka 34 km från Södra Cell och utgör endast en värmemarknad av cirka 63 GWh per år. Det långa avståndet och den begränsade avsättningsvolymen innebar att en utredning fann att det inte är motiverat att investera i att dra en fjärrvärmeledning till Falkenberg.

En ledning från Varberg till Falkenberg, på 34 km som transmitterar 50 GWh beräknas kosta 260 kr/ MWh. Det förefaller osannolikt att ledningen Varberg – Värö klarar denna kapacitet. Driftkostnaden

för HVCs flispanna beräknas vara 250 kr/ MWh. Den dagen då flispannorna behöver ersättas kan däremot restvärmeledningen vara motiverad.

Kemira i Helsingborg

Kemira i Helsingborg levererar restvärme till Öresundskraft, ägt av Helsingborgs stad, och står för cirka 35% av tillförd värme i Helsingborgs fjärrvärmenät, där årlig förbrukning är cirka 879 GWh.

Fjärrvärmenätet i Landskrona, beläget 21km från Kemira och med en fjärrvärmekonsumtion av cirka 274 timmar per år, var ett annat potentiellt avsättningsområde för Kemira. Detta har realiserats efter att Landskrona Energi, ägt av Landskrona stad, kopplat ihop sitt fjärrvärmenät med nätet i Helsingborg.

SSAB i Luleå

SSAB i Luleå och Luleå kommun har bildat ett gemensamt bolag, Lulekraft, som producerar fjärrvärme från processgaser i SSABs anläggningar. Denna restvärme står i praktiken för all fjärrvärme som kommunalt ägda Luleå Energi levererar. Luleå Energi har egna anläggningar enbart som spets- och reservkapacitet.

SSAB i Luleå skulle potentiellt kunna leverera restvärme även till fjärrvärmenätet i Boden. Bodens Energi, ägt av Bodens kommun, har emellertid existerande fjärrvärmeanläggningar med låg rörlig produktionskostnad i form av bland annat avfallsförbränning. Det förhållandevis långa avståndet på 33km betyder därför att det inte är lönsamt att investera i en ledning mellan SSAB och Boden.

SSAB i Finspång

SSAB i Finspång och Finspångs tekniska verk, en del av kommunala förvaltningen i Finspång, har tecknat ett avtal om att tillvarata restvärme från SSABs anläggning. Finspång har sedan tidigare ett avfallsförbränningsverk som används för basproduktion.

SSAB i Finspång skulle eventuellt även kunna leverera restvärme till Norrköping, där fjärrvärmekonsumtionen är cirka 958 GWh per år. Nätet i Norrköping ägs av E.ON som i Händelöverket producerar kraftvärme baserat på avfall och biobränslen. Den låga rörliga produktionskostnaden i Händelöverket innebär att det inte är ekonomiskt lönsamt att bygga en 26km lång ledning för att tillvarata restvärme från Finspång.

SSAB i Borlänge

SSAB i Borlänge levererar spillvärme till Borlänge Energi, som ägs av Borlänge kommun. SSABs leveranser av cirka 60 GWh restvärme per år utgör enbart cirka 15% av fjärrvärmeanvändningen i Borlänge. Borlänge Energi använder även restvärme från StoraEnso Kvarnsveden, som är en större leverantör. Utöver restvärmen från StoraEnso och SSAB finns även en avfallsförbränningsanläggning. Det finns endast liten kvarvarande volym för restvärme, men då krävs hög effekt, vilket i sig kan vara problematiskt att leverera.

SSAB i Borlänge skulle potentiellt kunna leverera restvärme även till Falu Energi & Vatten, ägt av Falun kommun. En utredning kom dock fram till att det inte var att föredra att bygga en cirka 19 km lång ledning till Borlänge. Fjärrvärmen i Falun är nästan uteslutande biobaserad kraftvärme producerad i Västermalmsverket. Falu Energi & Vatten har nyligen beslutat om att uppföra en fabrik för bioenergikombinat vid denna anläggning vilket kommer att minska produktionskostnaderna för fjärrvärme ytterligare. Det förefaller vara mycket svårt för restvärme att konkurrera med energikombinat som har en mycket högre nyttjandetid än traditionell kraftvärme.

SSAB i Oxelösund

SSAB i Oxelösund levererar all värme till kommunägda Oxelö Energis fjärrvärmenät i Oxelösund. SSAB i Oxelösund skulle kunna leverera restvärme även till fjärrvärmenätet i Nyköping som ägs av Vattenfall. Kraftvärmeverket i Nyköping använder nästan uteslutande returträ som bränsle, vilket innebär att den rörliga produktionskostnaden är så låg att det inte är motiverat att anlägga en fjärrvärmeledning till Oxelösund, även om avståndet är förhållandevis litet.

Boden Minerals i Skelleftehamn

Boliden Minerals anläggning Rönnskärsverken står för all fjärrvärme som Skellefteå Kraft levererar i sitt fjärrvärmenät i Skelleftehamn/ Ursvik.

Rönnskärsverken skulle potentiellt kunna leverera restvärme även till Skellefteå Krafts betydligt större fjärrvärmenät i Skellefteå. Skellefteå producerar dock fjärrvärme i två bioenergikombinatanläggningar i Storuman och Hedensbyn, där pellets, fjärrvärme, fjärrkyla och el framställs samtidigt. Det är därför inte lönsamt att investera i en ledning för att tillvarata restvärme från Rönnskärsverken.

5.7 Realiserad och orealiserad potential

Kraftvärme och avfallsförbränning

Investeringar i kraftvärmeanläggningar minskar utrymmet för industriell restvärme. Värmeproduktionen i kombinerad drift, det vill säga där både el- och värme produceras, har ökat under de senaste åren.

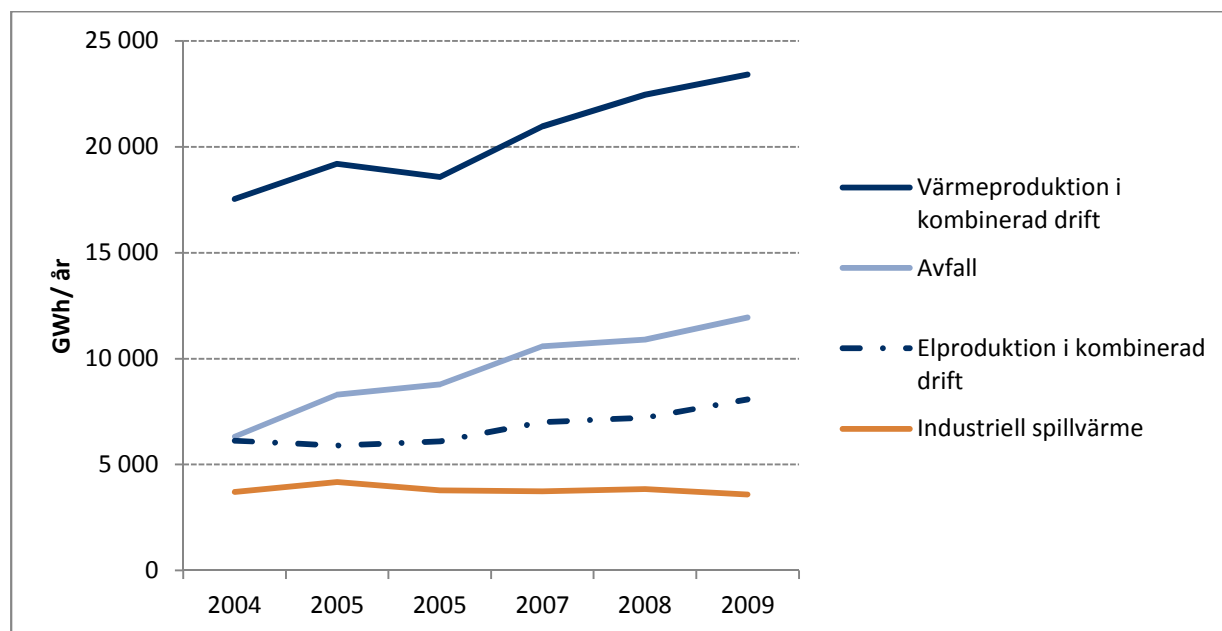
Spillvärmeutnyttjandet begränsas av ekonomiska faktorer. Exempel på sådana är ledningskostnader, begränsad avsättningsmarknad och kostnader för värmeväxling.

Investering i nytt kraftvärmeverk är ett exempel på då kostnad för transmissionsledning utgör ett hinder för nyttjande av restvärme från exempelvis en massafabrik. Då avsättningsmarknaden anses begränsad är det i vissa fall inte ekonomiskt lönsamt att nyttja lokal restvärme om annan produktionskapacitet redan är i bruk. Restvärmesamarbeten har ändrat omfattning och minskats allt eftersom kostnad för uppväxling av värmen ökat. Andra hinder kan vara av politisk karaktär, då exempelvis restvärme från oljeraffinaderi inte kan nyttjas på grund av miljöpolicy i en kommun.

Det finns en teoretisk potential i att nyttja värme från ombyggda/ nybyggda kärnkraftverk på längre sikt. I dagsläget förefaller det dock inte vara ekonomiskt motiverat. Långsiktigt är det en öppen fråga vid byggnation av eventuellt nytt kärnkraftverk. Tidigare studier visar att lokalisering är av stor betydelse då kostnad för transmission inte är obetydlig.

El- och värmeproduktionen i kraftvärmeverk har ökat från ca 17,5 TWh år 2004 till ca 23,4 TWh år 2009, alltså en ökning motsvarande 34 % under en sex-årsperiod. Värmeproduktionen har ökat något mer än elproduktionen som visas i följande figur. Användandet av avfall som bränsle i produktion har under samma period ökat med 88,7 %, från 6,3 TWh år 2004 till 11,9 TWh år 2009. Användandet av industriell restvärme har varit approximativt konstant under perioden.

Figur 27. El- och värmeproduktion i kraftvärmeverk och nyttjande av avfall och industriell spillvärme i fjärrvärmeproduktion (GWh/ år) 2004-2009⁶⁶



I följande avsnitt beskrivs ett antal fall då restvärmeutnyttjandet begränsas av olika faktorer, ekonomiska - så väl som politiska.

Oskarshamn

Oskarshamn Energi har övervägt att nyttja restvärme från närliggande industrier, värme från kärnkraftverk i Oskarshamn samt utöka egen produktion.

Oskarshamn har under 2011 satsat på eget kraftvärmeverk istället för att använda värme från Södra Cells massafabrik i Mönsterås. Bakgrunden till beslutet sägs vara avståndet.⁶⁷ Oskarshamns energi har gett uttryck för att halva avståndet skulle vara ekonomiskt motiverat, men längre än så medför ekonomiska svårigheter. Kulvertkostnad från både massabruk och kärnkraftverket OKG har ansetts som för höga. Underlaget till att kommunstyrelsen och kommunfullmäktige i Oskarshamn gett uttryck är att massabruket avstått från att lämna en offert pga. en tidigare utredning som anförts att värme från Södra Cell i Mönsterås inte upplevdes som konkurrenskraftigt.⁶⁸ Vidare anses miljöfördelarna med värmeleveranser från industrin vara mindre än förväntat då levererad värme kompletterats med prima värme för att möta fjärrvärmens temperatur- och kapacitetskrav. Att inte

⁶⁶ Svensk Fjärrvärme (2011), "Bränslen och Produktion 2009" samt Svensk Energi (2011), Elåret 2001-2010

⁶⁷ Barometern (2011), "Oskarshamn energi satsar på eget kraftvärmeverk", 2011-05-06
[http://www.barometern.se/nyheter/oskarshamn/oskarshamn-energi-satsar-pa-eget-kraftvarmeverk\(2756528\).gm](http://www.barometern.se/nyheter/oskarshamn/oskarshamn-energi-satsar-pa-eget-kraftvarmeverk(2756528).gm)

⁶⁸ Skrivelse till Kommunstyrelsen, Oskarshamns kommun, 2011-05-04, från Oskarshamn Energi, dnr 2009/ 832, sidor 2-3, se även sammanträdesprotokoll från Kommunfullmäktige i Oskarshamns kummun 2011-06-13, s. 30.

bygga ett nytt kraftvärmeverk anses medföra högre kostnader för fjärrvärmekund. Det nya kraftvärmeverket får en effekt på 20 MW värme och 8 MW el och beräknas kosta 300 miljoner kr.

Umeå

Umeå Energi AB levererar cirka 930 GWh fjärrvärme årligen, varav cirka 500 GWh av fjärrvärmeproduktionen kommer från biobränsle samt 390 GWh från avfallsförbränning. Resterande produktion kommer från spillvärme samt spetsproduktion. Spillvärmelieferanserna kommer från SCA Packaging Sweden i Obbola som ligger söder om Umeå, och efterfrågan i nuläget motsvarar 45 GWh årligen, dvs. 4% av produktionen. Andelen av spillvärme är betydligt lägre jämfört med år 1998 då spillvärmens motsvarade cirka 16-18 % av den totala produktionen.

Tidigare var egenanvändningen av all el skattebefriad men på grund av lagförändring som innebär att el ej längre är skattebefriad för egenförsörjning, ökade kostnaden för att tillvarata spillvärme. När Umeå Energi skall ta tillvara på det lågvärdiga spillvattnet från SCA krävs tillförsel av el från kraftvärmeverket - och därmed är utnyttjandet betydligt lägre. SCA har diskuterat att möjligtvis installera en barkpanna vilket potentiellt skulle skapa en tillgång av primär spillvärme.

Uddevalla, Trollhättan och Vänersborg

Preemraff i Lysekil har idag en outnyttjad potential av spillvärme på uppskattningsvis 800 GWh, som enligt Preem i princip skulle räcka till att värma hela Trestadsregionen, (Uddevalla, Trollhättan och Vänersborg). Dock har inte samarbetet realiserats på grund av ett flertal anledningar.

De involverade aktörerna, Uddevalla Energi, Trollhättan Energi AB och Vattenfall i Vänersborg, anser att avståndet och andra geografiska barriärer medför stora risker samt höga kostnader. Den främsta orsaken är den transmissionskostnad som en ledning på 60 kilometer från Preemraff till Uddevalla skulle medföra.

Under 2010 gjordes en förnyad förstudie om möjligheterna att utnyttja spillvärme från Preemraff. Förstudien gjordes av Uddevalla Energi, Trollhättan Energi och Preemraff tillsammans och omfattande även en sammankoppling med Vänersborg. Den gemensamma slutsatsen blev, enligt Uddevalla Energi, att spillvärmeanvändning från Preemraff inte kan motiveras kommersiellt.

Särskilt om restvärme från kärnkraft

Användandet av värme från kärnkraftverk i Europa är alltigenom lågt. Kärnkraft används likväl i ett antal länder för både el- och värmeproduktion.⁶⁹ Nyttjande av värme från kärnkraftverk är en öppen fråga på lång sikt, på kort sikt visar ett antal studier på att det inte är ekonomiskt motiverat.

I ett svenskt perspektiv har det framförts att kärnkraftverket i Forsmark, nära Öregrund i norra Uppland skulle kunna leverera värme till Stockholm. Ringhals kärnkraftverk, norr om Varberg skulle potentiellt kunna leverera värme till Göteborg.⁷⁰ För att på ett effektivt sätt använda värme som ett kärnkraftverk genererar, krävs emellertid att verket från början byggts för såväl el- som värmeproduktion. Det är något som inte gjorts i Sverige. Det finns delar i processen där restvärme kan användas för internt bruk. I exempelvis Ringhals tas en del av restvärmen tillvara och används för intern uppvärmning.

Tabell 17. Kommersiella kärnreaktorer i Sverige 2010^{71 72}

Reaktor	Typ av reaktor	Eleffekt	Startår	Ägare
Forsmark 1	Kokvattenreaktor	1006 MW	1980	Forsmarks Kraftgrupp
Forsmark 2	Kokvattenreaktor	1006 MW	1981	Forsmarks Kraftgrupp
Forsmark 3	Kokvattenreaktor	1200 MW	1981	Forsmarks Kraftgrupp
Oskarshamn 1	Kokvattenreaktor	495 MW	1972	OKG AB
Oskarshamn 2	Kokvattenreaktor	630 MW	1975	OKG AB
Oskarshamn 3	Kokvattenreaktor	1200 MW	1985	OKG AB
Ringhals 1	Kokvattenreaktor	860 MW	1976	Ringhals AB
Ringhals 2	Tryckvattenreaktor	917 MW	1975	Ringhals AB
Ringhals 3	Tryckvattenreaktor	960 MW	1981	Ringhals AB
Ringhals 4	Tryckvattenreaktor	960 MW	1983	Ringhals AB

Varberg Energi har genomfört en förprojektering om kärnkraftverket Ringhals, reaktor 3 och 4. Ringhals leveranskapacitet motsvarar en effekt på cirka 30 MW. Samtalen upphörde 2005 då dåvarande ledningen i Ringhals inte ansåg det prioriterat eftersom efterfrågad effekt endast motsvarade 5 MW.

⁶⁹ Bland annat i Bulgarien, Ryssland, Schweiz, Slovakien, Ukraina och Ungern. Den värmegenererande kapaciteten är dock mycket begränsad och varierar mellan 10-250 MW.

⁷⁰ Kärnkraftverket i Forsmark togs i drift 1980-1985, det i Oskarshamn togs i drift 1972-1985 och det i Ringhals togs i drift 1976-1983.

⁷¹ Energimyndigheten (2010) "Kärnkraften nu och i framtiden" ER 2010:2

⁷² Forsmarks kraftgrupp ägs av Vattenfall 66 %, Mellansvensk Kraftgrupp 25,5 % (Fortum Power Generation 87,7 %, Skellefteå Kraft 7,7 %, E.ON kärnkraft Sverige 5,3 %), E.ON kärnkraft Sverige 8,5 %. OKG AB ägs av E.ON kärnkraft Sverige 54,5 %, Fortum 45,5 %. Ringhals Ab ägs av Vattenfall 70,4 %, E.ON kärnkraft Sverige 29,6 %.

Vattenfall och Stoseb utredde frågan om en komplettering av Forsmark 3 för fjärrvärmeproduktion under 1980. Problemet har bland annat ansetts vara den höga investeringskostnaden för en hetvattenledning från verket till en lämplig avsättningsmarknad. En senare studie om värmeavtapning från Forsmark 3 genomfördes 2007 av Vattenfall Power Consultants.⁷³

En turbinstudie av Vattenfall Power Consultants, på uppdrag av Elforsk 2010-2011, visar på fördelaktiga resultat, mellan sju och tio gånger mer värme jämfört med förlorad el, vid samtida el- och värmeproduktion från en eventuell framtida kärnkraftsanläggning.⁷⁴ Studien konstaterar att elproduktionskostnaden kan påverkas positivt, dvs. minska, av eventuell samtida el- och värmeproduktion, trots osäkerhet gällande turbinens investeringskostnad. Den ökade investeringskostnaden för att möjliggöra värme- och elproduktion är liten i förhållande till den totala kostnaden för nytt kärnkraftverk. En systemstudie av Econ Pöyry, på uppdrag av Elforsk 2011, visar att det inte är lönsamt att utnyttja kylvattnet från ett nytt kärnkraftverk i Forsmark till fjärrvärmesystemen i Stockholm och Uppsala. Resultatet beror på att investeringen i transmissionsledningen är mycket stor och att värdet av förlorad el i kärnkraftverket och transmissionsledningen är betydande. Transmissionsledningen till fyra anslutningspunkter i Stockholm beräknas kosta 10,2 - 12,3 miljarder kr, beroende på effekt, utöver investering i kärnkraftverket och värmeproduktion.⁷⁵

Det kan vara möjligt med värmeutvinning då nytt kärnkraftverk byggs för både el- och värmeproduktion. Kärnkraftverket Lovisa i Finland, som byggdes 1977-1982, är lokaliserat sju mil öster om Helsingfors. En tredje reaktor var planerad för både el- och värmeproduktion med anslutande fjärrvärmenät till Helsingforsområdet. Dock beslutade den finska regeringen under våren 2011 att inte fatta något principbeslut om nya reaktorer under mandatperioden, det vill säga att beslut om en tredje reaktor kan tidigast fattas 2015. Projektet med en tredje reaktor som både producerar el och värme skjuts därmed på framtiden.

⁷³ I Elforsk (2011) "Kylvattenvärme från kärnkraft i fjärrvärmesystem Etapp 1 – Kärnkraftsanläggningen" Elforsk rapport 11:53, beskrivs utredningarna av Forsmark 3 närmare, s 2-4. Se även Roland Andersson (1982) "Hetvattentunnel från Forsmark", Ekonomisk debatt 2/82 <http://www2.ne.su.se/ed/pdf/10-2-ra.pdf>

⁷⁴ Vattenfall Power Consultants (2010), Daniel Welander: "Kan vi nyttja kylvattenvärmen i framtida kärnkraftverk?" http://www.elforsk.se/Global/Elforskdagen/Dokumentation-10/El-%20och%20V%C3%A4rme/d_welander.pdf

samt Elforsk (2011) "Kylvattenvärme från kärnkraft i fjärrvärmesystem Etapp 1 – Kärnkraftsanläggningen" Elforsk rapport 11:53. Daniel Welander och Tom Sandberg, Vattenfall Power Consultants.

⁷⁵ Elforsk (2011) "Kylvattenvärme från kärnkraft i fjärrvärmesystem Etapp 2 – Systemstudie" Elforsk rapport 11:54. Anders Ångström och Helena Nielsen, Econ Pöyry.

Fortum estimerar att ett kärnkraftverk som byggs för att producera både el och fjärrvärme uppskattningsvis skulle kunna framställa cirka 1000 - 1800 MW el och 1000 MW fjärrvärme.⁷⁶ Denna planerade värmeeffekt är långt högre än vad som finns i befintliga kärnkraftverk som producerar el och värme i Europa. Beznau i Schweiz, ett av de få kärnkraftverken som både producerar el- och värme har en effekt om 2*360 MW el och max 80 MW värme.⁷⁷

För att uppnå en motsvarande effekt som planeras för Lovisa, skulle ett redan existerande kärnkraftverk behöva genomgå stora investeringar. En utmaning som nämnts av samtliga tre svenska kärnkraftverk är att efterfrågan att ta emot restvärme i det närliggande området, måste vara tillräckligt stor. I Lovisas fall är det cirka 70 - 80 kilometer till Helsingfors. Motsvarande avstånd mellan Forsmark och Stockholm är ca 150 km. Följaktligen är transportsträckan betydligt kortare i Finland vilket kan medföra lägre kostnad.

Ett framträdande problem som nämnts, vid samtal med företrädare för de tre svenska kärnkraftverken är att om ett kärnkraftverk ska användas för fjärrvärmeproduktion, så skall det vara ämnat för det från början.

⁷⁶ Fortum (2009) "Ansökan om principbeslut för byggande av kärnkraftversenheten Loviisa 3", Fortum Power and Heat Oy http://www.tem.fi/files/21758/Fortum_2009_Loviisa3_PAP-hakemus_sve_secured_matalares.pdf

⁷⁷ Vattenfall Power Consultants (2010), Daniel Welander: "Kan vi nyttja kylvattenvärmen i framtida kärnkraftverk?" http://www.elforsk.se/Global/Elforskdagen/Dokumentation-10/El-%20och%20V%C3%A4rme/d_welander.pdf

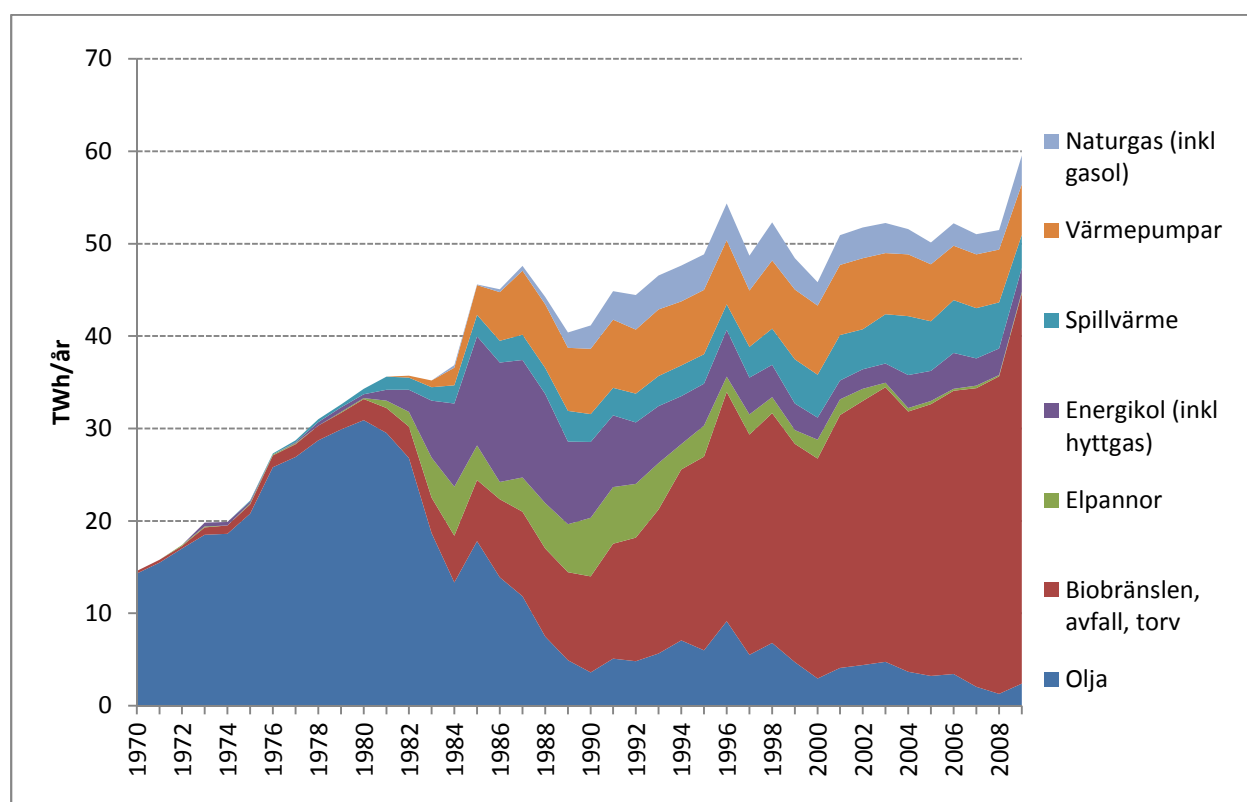
6 Investeringar i ny produktionskapacitet

Det har skett omfattande förändring av bränslemixen över tiden. Fossila bränslen har fasats ut mot icke-fossila bränslen.

Fjärrvärmebranschen har genomfört stora investeringar för ökad kraftvärmeffekt och produktion. Ett skäl till det starka intresset i kraftvärmeproduktion med biobränslen är relaterat till de ekonomiska styrmedel som finns, och framförallt, introduceringen av elcertifikatssystemet 2003, då samtida el- och värmeproduktion med vissa bränslen är ekonomiskt fördelaktigt.

Följande figur illustrerar den omfattande förändringen av bränslemixen som genomförts under perioden 1970-2009. Som framgår av följande figur har bränsleanvändningen i fjärrvärmeverk förändrats kraftigt sedan 1980. En mycket stor del av fjärrvärmeproduktionen i Sverige baseras på biobränslen och avfall.

Figur 28. Illustration över tillförd energi per energibärare för fjärrvärmeproduktion, 1970-2009.⁷⁸



⁷⁸ Energimyndigheten (2010), "Energiläget i siffror 2010". ET 2010:46. Tabell till figur 30

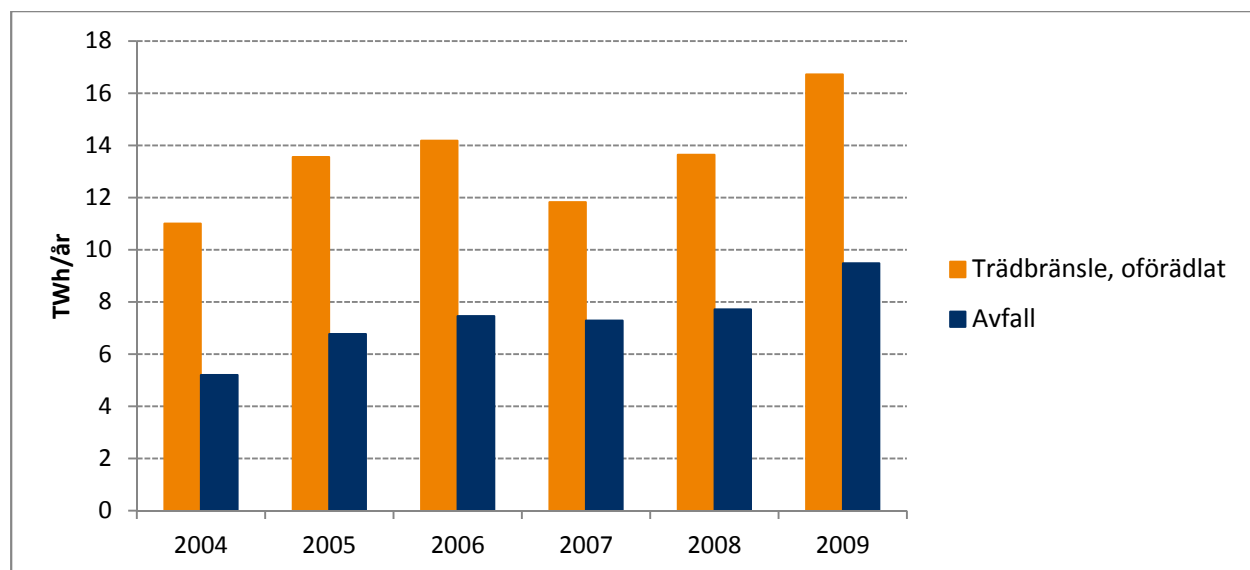
I följande figur illustreras att det skett en ökad tillförsel av avfall och biobränsle till fjärrvärmeproduktionen. En faktor som påverkat denna utveckling är styrmedel som deponiförbud av avfall och elcertifikatsystemet.

År 2000 infördes en skatt på avfall som deponeras (SFS 1999:673). Skatten syftar till att öka ekonomiska incitament för att minska mängden avfall samt behandla och återvinna avfall på ett bra sätt. Skatten har justerats ett antal gånger sedan dess införande. Skatten är konstruerad så att samtligt material in till en avfallsanläggning beskattas. Avfall som förs ut från anläggningen eller som används för konstruktioner medges avdrag. Volymen avfall som går till förbränning har ökat under senare år, bland annat beroende på att det sedan år 2002 är förbjudet att deponera utsorterat brännbart avfall, och sedan 2005 förbjudet att deponera organiskt avfall (SFS 2001:512).

Då avfall förbränns kan det omvandlas till fjärrvärme och el. Förbränning av avfall är intressant ur både ett miljö- och ekonomisk perspektiv för fjärrvärmebolag. Energiproducenter får ekonomisk ersättning för att ta emot avfall för förbränning. Avfallsförbränning antas kunna pågå större delen av året, i relativt jämn omfattning.

På grund av förbud mot deponering och skatt på avfall har avfallsförbränningen ökat i Sverige. Flera befintliga produktionsanläggningar byggs ut samtidigt som nya anläggningar tillkommit. Avfall används som bränsle, både i kraftvärmeverk, och i värmeverk som enbart producerar värme.

Figur 29. Tillfört avfall och trädbränsle till fjärrvärmeproduktion, 2004-2009 Not: I oförädlade trädbränslen ingår grot, spån stamvedsflis, träspån, träpulver.⁷⁹



⁷⁹ Svensk Fjärrvärme (2011), "Bränslen och Produktion 2009". Tillfört bränsle/energi till fjärrvärmeproduktion (exkl. elproduktion) 2004-2008, GWh.

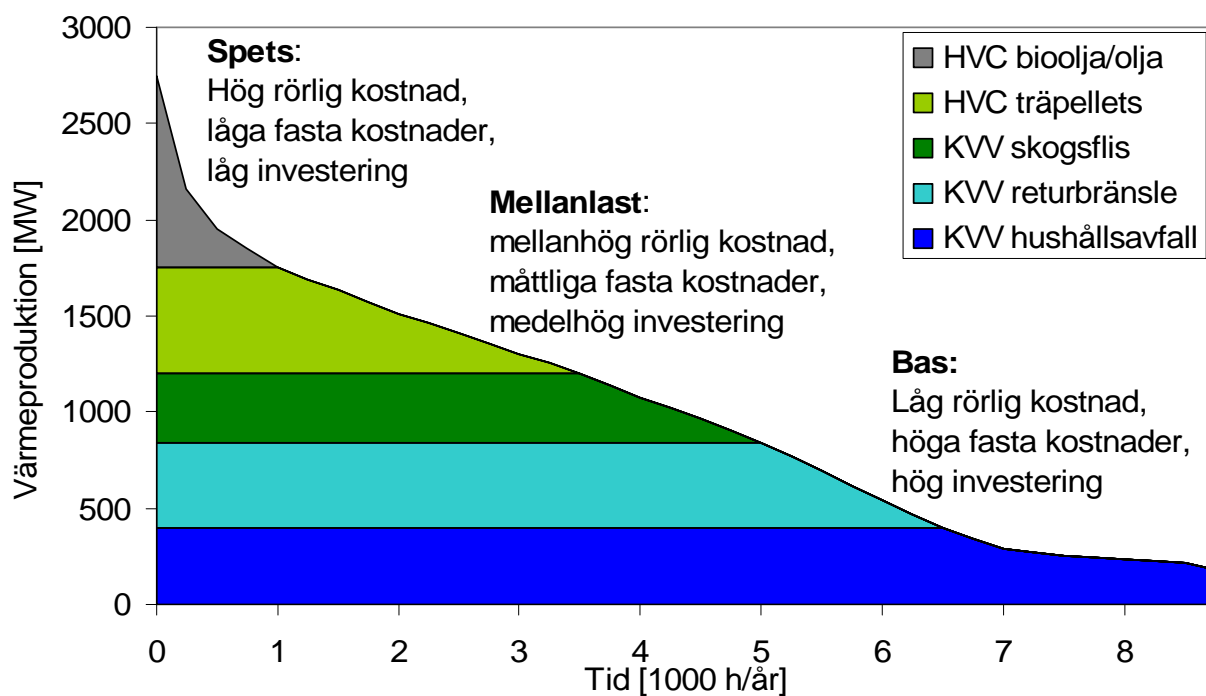
Enligt statistik från Svensk Fjärrvärme 2009, används avfall i 38 fjärrvärmenät för värmeproduktion. Sammanlagt tillfördes 9,5 TWh avfall år 2009, en ökning med 22,8 procent från föregående år. Avfall utgjorde 16,4 procent av samtliga bränslen år 2009.

6.1 Optimering av produktion

Fjärrvärmeproduktion behöver anpassas för varierande produktion under året. Detta kan illustreras i följande schematiska varaktighetsdiagram. Tid, dvs. antalet timmar på ett år är på x-axeln och effekt i MW för värmeproduktion är på y-axeln. Ytan under varaktighetskurvan motsvarar då energi MWh.

För att kunna tillföra billiga bränslen krävs höga investeringar i bränslehantering, pannor och reningsutrustning, vilket betalar sig om anläggningen har lång drifttid (basproduktion). Vid lång drifttid lönar sig också installation av turbin (kraftvärme, KVV). Motsatt förhållande råder för extremt korta drifttider/ varaktigheter, det vill säga för väldigt kallt väder - för en anläggning med kort drifttid är det viktigare att minimera investeringskostnaden än produktionskostnaden (spetsproduktion). I detta fall byggs enbart värmeproduktion (hetvattencentral, HVC). I ett optimerat fjärrvärmenät blir fördelningen mellan bas-, mellan och spetsproduktion ungefär enligt varaktighetsdiagrammet nedan.

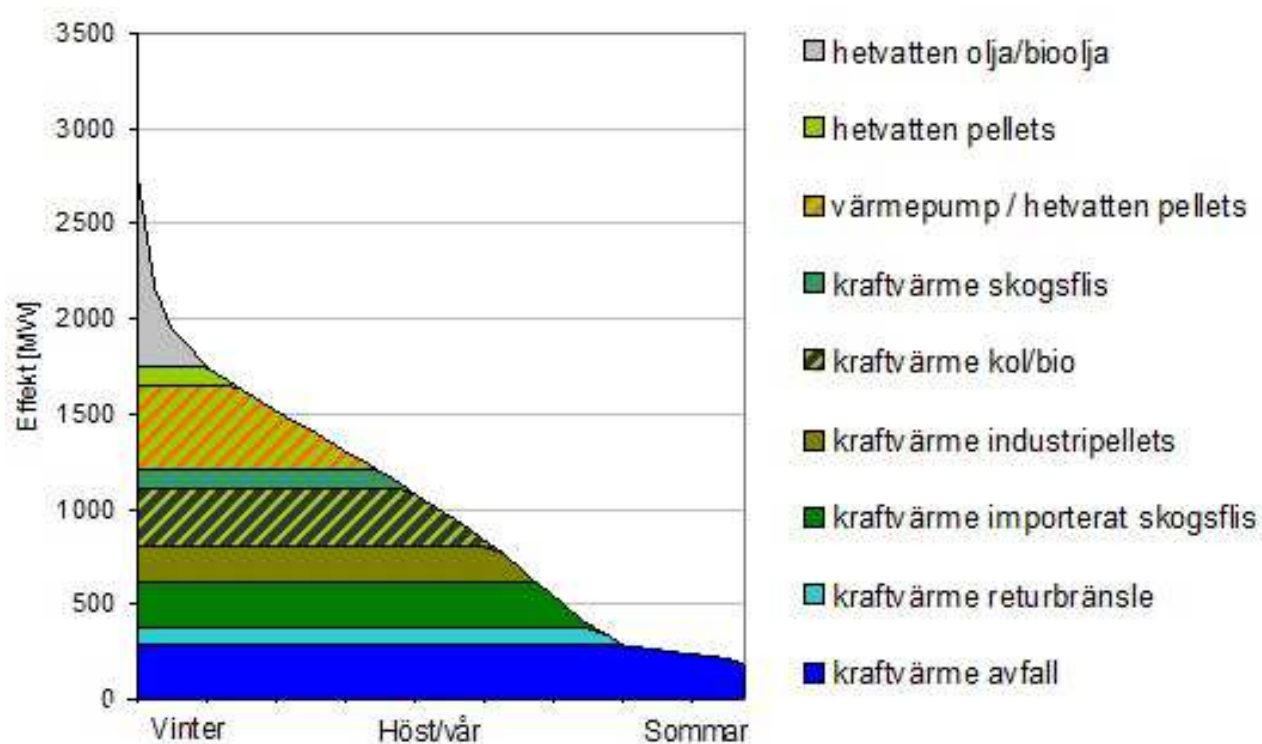
Figur 30. Optimering av produktionskostnad⁸⁰



⁸⁰ Källa: Fortum Värme (2010), Systemdokument Fjärrvärme Stockholm

Ur ett ekonomiskt perspektiv är det intressant att optimera ett fjärrvärmesystem så att körordningen baseras på lägsta kostnad vid ett givet tillfälle. I följande varaktighetsdiagram illustreras detta med att vid två nivåer finns det alternativa bränslen och anläggningar som körs, beroende på bränslets kostnad. I exemplet står ett val mellan kraftvärme kol och bio och ett annat val står mellan värmepump/ hetvatten och pellets.

Figur 31. Exempel på körordning baserad på lägsta kostnad.⁸¹



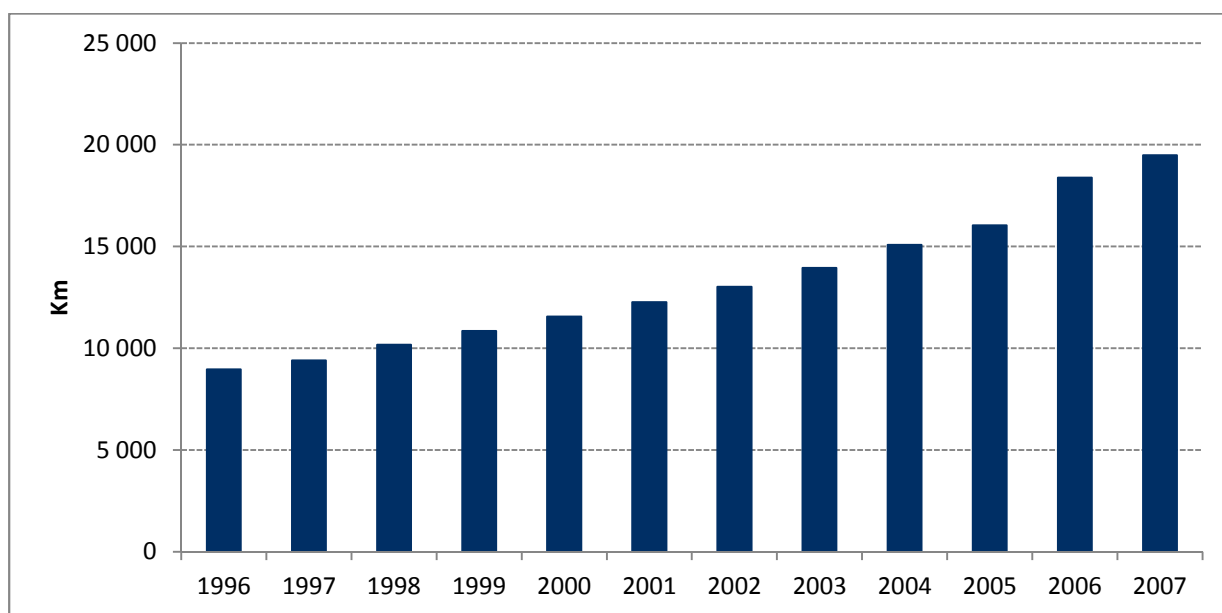
6.2 Investeringar i distribution och transmission

Vad gäller utbyggnad av distribution, påvisar de senaste åren att det skett en kraftig ökning i distributionsledningslängd. Fjärrvärmes marknadsandel antyder att det finns en liten kvarvarande potential för ytterligare utbyggnad. Det har även skett omfattande investeringar i nätsammankopplingar och transmission.

Av följande figur är det tydligt att fjärrvärmebolag kontinuerligt investerat i distributionsnätets expansion. Under perioden 1996-2007 har ledningslängden ökat från 8959 km till 19 480 km, en ökning motsvarande 117 %.

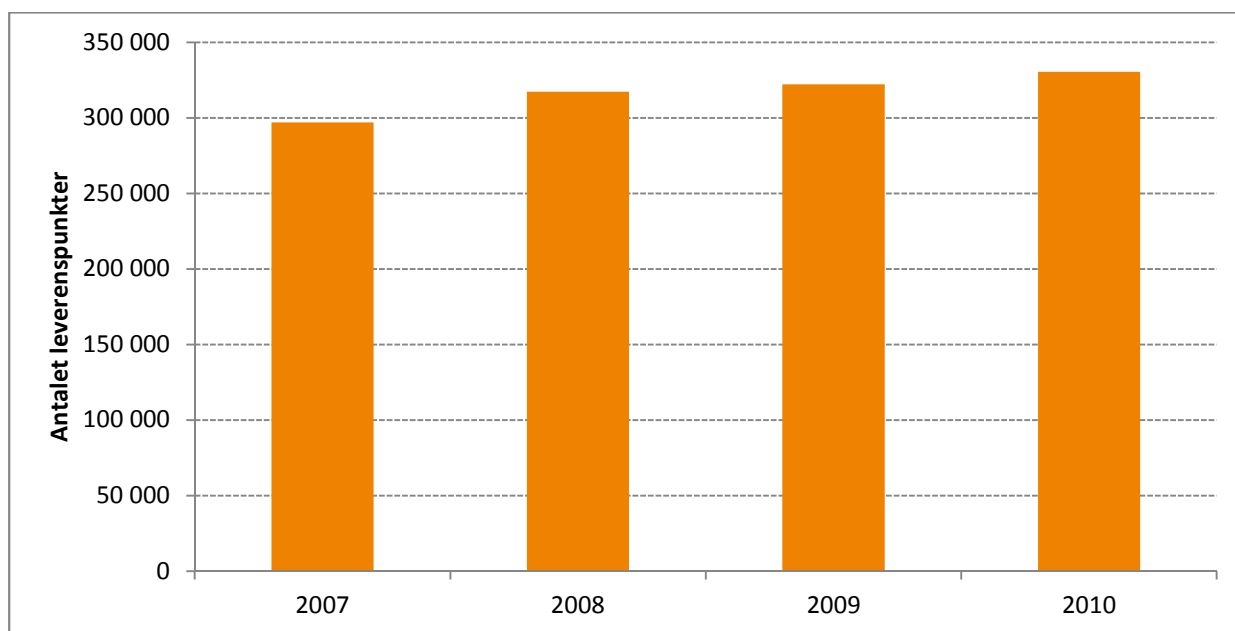
⁸¹ Lindroth, A. and Vidlund, A. (2011). "Forum 18/8: TPA och optimeringen – vad händer?" Tpaforum.net Varaktighetsdiagram för Fortum Värmes södra och centrala nät och Söderenergi. 2011-08-18, <http://tpaforum.net/?p=2813>

Figur 32. Distributionsnätets ledningslängd, 1996-2007.⁸²



Ett annat tecken på investeringar i distributionsnätet är att antalet leveranspunkter ökat under de senaste åren, som visas i följande figur. Antalet leverans punkter har ökat från 297 026 till 330 441 under tre år från 2007-2010, en ökning motsvarande cirka 11 %.

Figur 33. Antal leveranspunkter 2007-2010⁸³



⁸² Källa: Svensk Fjärrvärme

⁸³ Energimarknadsinspektionen (2010-2011) . För år 2007-2008 dokument "särskild rapport", för år 2009-2010 har dokumentet "Levererad värme". Uppgifter för år 2010 avser preliminär data från EI.

En detaljerad kartläggning visar också att det har skett omfattande investeringar i nätsammankopplingar och transmission. Ett par exempel på längre sammankopplingsledningar i Sverige, som byggs under de senaste åren är:

- Linköping – Mjölby, cirka 28 km, 450 dm
- Landskrona – Helsingborg, cirka 17 km, 450 dm. 120 miljoner kronor = cirka 7000 kr/ meter kulvert, inklusive pumpstation (huvudsakligen av jordbruksmark)
- Norrköping – Söderköping, cirka 11 km + 2 km förstärkning Söderköping, 300 dm. 83 miljoner kronor = cirka 6400 kr/ meter kulvert (parkmark)
- Lund – Eslöv, cirka 18 km, 450 dm. 105 miljoner kronor = cirka 5800 kr/ meter kulvert
- Stockholm, Södra – centrala fjärrvärmenätet, <1 km (över Riddarfjärden), 96 miljoner kronor, 700dm = cirka 96 000 kr/ meter kulvert (svår terräng)

Kostnaden för dessa transmissionsledningar varierar stort, framförallt beroende på markförhållanden.

6.3 Kostnad för transmission jämfört med produktion

Kapitalkostnaden för att anlägga en transmissionsledning är betydande. Marginalkostnaden är emellertid kraftigt sjunkande då kostnaden per transporterad volym minskar när dimensionen på ledningen ökar. Däremot finns det knappast några skalfördelar i anläggandet av en längre ledning, utan kostnaden för att bygga en transmissionsledning är linjär i förhållande till ledningens längd.

Följande tabell visar uppskattade kapitalkostnader per MWh för olika typer av produktionsanläggningar samt transmissionsledningar med olika längd och transmissionskapacitet. Som framgår av tabellen är kapitalkostnaden för en längre ledning betydande.

Då den rörliga kostnaden för produktion av bas- och mellanlast i kraftvärmeverk är låg följer att det är företagsekonomiskt rationellt att investera i en produktionsanläggning snarare än transmissionsledningar, givet att det är fysiskt möjligt att anlägga en ny produktionsanläggning, så länge värmekällan inte är belägen i närheten av fjärrvärmenätet.

Tabell 18. Uppskattade kostnader för produktion och transmission⁸⁴

Produktionsanläggning/ transmissionsledning	Årlig kapitalkostnad, SEK/ MWh		Rörlig kostnad, SEK/ MWh
	Genomsnitt	Marginal	
Avfall, KVV	243	175	-200
Avfall, HVC	146	126	-50
Flis, KVV	183	136	-50
Naturgas, KVV	130	101	100
Pellets, KVV	167	149	90
Flis, HVC	130	104	250
Pellets, HVC	104	78	360
Värmepumpar	156	104	300
Transmission, 50 GWh, 25 km	191	77	
Transmission, 100 GWh, 25 km	127	51	
Transmission, 50 GWh, 50 km	383	154	
Transmission, 100 GWh, 50 km	254	103	

6.4 Investeringar i kraftvärme

Kraftvärmeproduktion sker landet över i ett stort antal kraftvärmeverk. Dessa kan drivas med de allra flesta typer av bränslen, så som olja, kol, gas, biobränsle och avfall. I Sverige är biobränslen dominerande som bränsleslag vilket innebär att mycket, men långt ifrån allt, av den energi som produceras är förnybar. Flera typer av kraftvärmelanläggningar förekommer. Vanligast är att elproduktion sker med upphettad ånga som passerar en turbin. Den överblivna ångan värmer sedan kallt fjärrvärmevatten, och värmen förs över till fjärrvärmenäten istället för att gå till spillo. Vid produktion baserad på naturgas kan ångturbinen kombineras med en gasturbin, vilket ökar effektiviteten ännu mer. En annan vanlig typ av kraftvärmeverk är mindre anläggningar vid soptippar där deponi- och metangas förbränns.

Det finns flera möjliga anledningar till den tidigare begränsade utbyggnaden av kraftvärme. Kraftvärmeverk är avsevärt mer kapitalintensiva än andra typer av anläggningar, samtidigt som osäkerheten kring framtida el- och bränslepriser samt kring skatter och regleringar är stor. Göran Bergendahl från Handelshögskolan vid Göteborgs Universitet föreslår att detta kan ha lett företag och kommuner att betrakta satsningar som för riskfyllda. Dessutom kan tidigare låga elpriser och höga beskattning på spillvärme ha missgynnat investeringar. Med dagens högre elpriser och

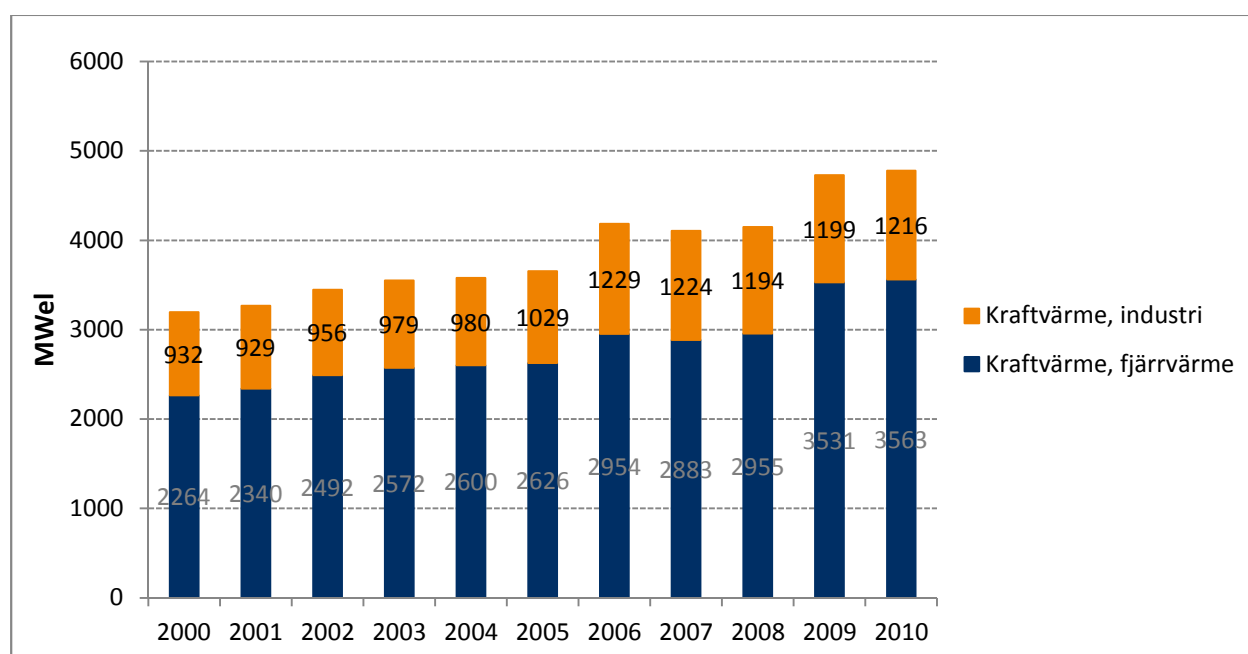
⁸⁴ Kostnad för transmissionsledning baserat på uppgift från Sven Werner (2008) korrigerat med 10% prisökning (baserat på viktat index E84 för fjärrvärmeledning och schaktning). För Werners kostnadsberäkning se <http://www.greenhouse.falkenberg.se/download/18.35b6d2ec11c23e6168280004106/Sven+Werner+081002.pdf> Uppskattning av kostnader för produktionsanläggningar med för respektive anläggning typisk nyttjandetid.

ekonomiska styrmedel kan därmed en utbyggnad vara att vänta, vilket leder till en förskjutning från höga rörliga kostnader i produktionen till höga fasta kostnader.⁸⁵

Ytterligare en faktor som påverkar investeringsbeslut är att kraftvärmeverk enbart är effektiva då det finns avsättning för värmen. Vid avfallskraftvärmeverk måste förbränning ske året runt för att undvika lagring, vilket gör att produktionskapaciteten styrs av den värme som efterfrågas under sommaren. Andra typer av kraftvärmeverk byggs i första hand efter behovet av fjärrvärme under höst, vinter och vår.⁸⁶

Den installerade krafteffekten i kraftvärmeverk har ökat under perioden 2000-2010, något som illustreras i följande figur.

Figur 34. Ökad installerad krafteffekt i KVV 2000-2010⁸⁷



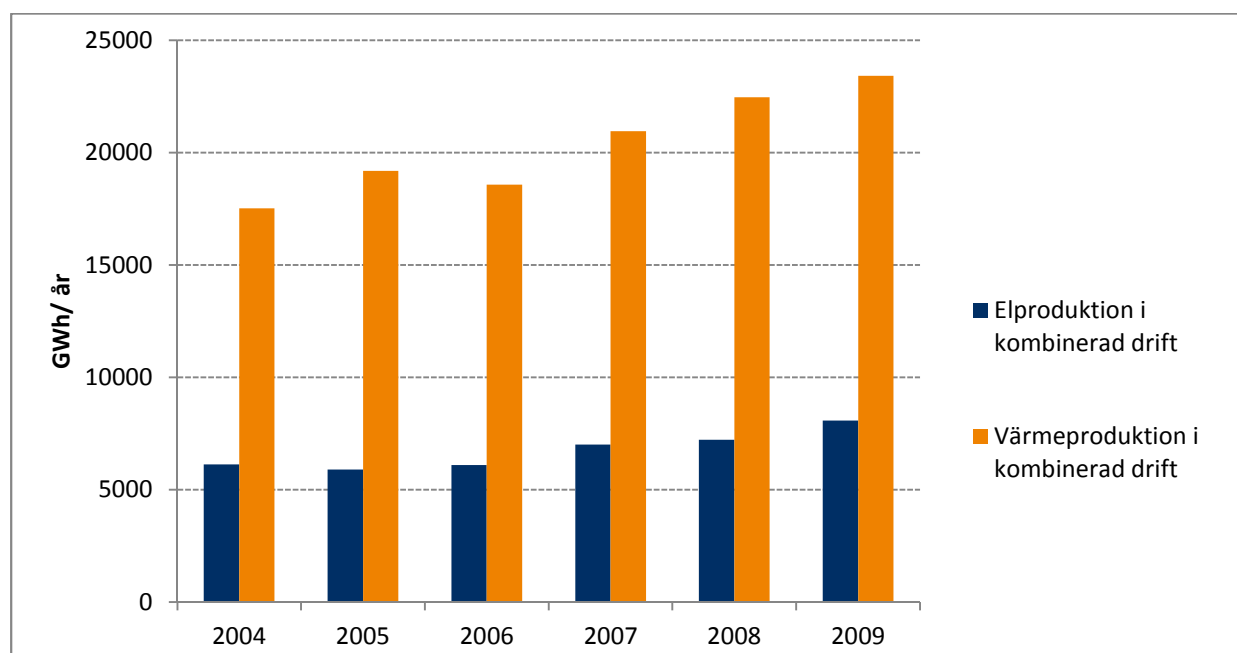
El- och värmeproduktionen i kraftvärmeverk har ökat från ca 17,5 TWh år 2004 till ca 23,4 TWh år 2009, alltså en ökning motsvarande 34 % under en sex-årsperiod. Värmeproduktionen har ökat något mer än elproduktionen som visas i följande figur. Användandet av avfall som bränsle i produktion har under samma period ökat med 88,7 %, från 6,3 TWh år 2004 till 11,9 TWh år 2009.

⁸⁵ Bergendahl, Göran (2008) "Investeringar i kraftvärme– Ekonomiska och miljömässiga fördelar", FE rapport 2008-413 <http://gupea.ub.gu.se/bitstream/2077/9629/1/2008-413.pdf>

⁸⁶ Elforsk (2011) "El från nya och framtida anläggningar", rapport 11:26

⁸⁷ Svensk Energi (2011), Elåret 2001-2010, flera årgångar

Figur 35. Illustration över ökad el- och värmeproduktion i kraftvärmeverk 2004-2009.⁸⁸



6.5 Framtidens kombinatanläggningar

En relativt ny typ av kraftvärmeverk är energikombinat där framställning av flera produkter kombineras. Utöver värme och el produceras en tredje produkt i form av pellets eller metan.⁸⁹

Tre aktuella svenska projekt, GoBiGas, Bio2G och Värmlandsmetanol, visar att öppenheten för att ansluta nya produktionsanläggningar med högre total effektivitet är stor även hos de befintliga fjärrvärmebolagen. Även Skellefteå Krafts och Falu Energi och Vattens kombinatanläggningar är belägg för en vilja att satsa på nya produktionsteknologier med högre total verkningsgrad och utnyttjandetid.

Tabell 19. Exempel på pågående investeringar i innovativa kombinatanläggningar

Företag	Projekt
Göteborgs Energi	GoBiGas – metan via förgasning
E.ON	Bio2G – metan via förgasning
Värmlandsmetanol	DME och metanol via förgasning

Stabil efterfrågan

⁸⁸ Svensk Fjärrvärme (2011), "Statistik - Bränslen och Produktion 2009".

⁸⁹ Elforsk (2011) "El från nya och framtida anläggningar", rapport 11:26

I samtliga fall främjas risktagande och investeringar i dessa nya produktionsteknologier av att avsättningen av värme, el och biobränsle är relativt stabil under en lång tid.

E.ON Bio2G Biogas

E.ON planerar bygga en anläggning för industriell produktion av biogas där biobränslen, grot (grenar, rötter och toppar) förgasas. Anläggningen planeras för en effekt om cirka 200 MW, med en årlig produktion av cirka 1,6 TWh biogas. Huvudprodukten för anläggningen är biogas, men eftersom anläggningen genererar varmvatten, skulle det kunna användas till fjärrvärme.⁹⁰ För närvarande utreds lokaliseringar i Helsingborgs hamn, västra industriområdet i Landskrona och ett alternativ i Malmö.⁹¹

Göteborg Energis GoBiGas-projekt

Gothenburg Biomass Gasification Project, GoBiGas, är Göteborg Energis största satsning på produktion av biogas, genom förgasning av biobränsle och spill från skogsbruket. Göteborg Energi planerar att år 2020 leverera biogas motsvarande 1 TWh. GoBiGas-projektet handlar om att utvinna biogas genom termisk förgasning av grot. Processen för utvinnande av biogas är liknande den som planeras av E.ON.⁹² Planerad produktion i demonstrationsanläggningen i etapp 1 är 20 MW. I etapp 2 planeras en kommersiell anläggning med en gasproduktion på 80 - 100 MW.

Värmlandsmetanol biometanol och biogas

SAKAB AB, VärmlandsMetanol AB, E.ON Gasification Development AB, PEAB, Structor AB och Kumla kommun genomför en konceptstudie för ett bioraffinaderi för skogsråvara med en planerad produktion på cirka 250 MW biometanol och biogas, samt cirka 50 MW värme. Anläggningen planeras i anslutning till SAKABs anläggning i Kumla.⁹³

⁹⁰ E.ON (2011) "Bio2G: Biogas från skogen"

<http://www.EON.se/templates/EON2TextPage.aspx?id=70779&epslanguage=SV> samt E.ON (2011) "Underlag för samråd enligt miljöbalken Anläggning för produktion av biogas genom förgasning av biobränsle i Helsingborg samt uttag av kylvatten från Öresund", E.ON Gasification Development AB, mars 2011
http://www.EON.se/upload/EON-se-2-0/dokument/om_E.ON/om_energi/produktion/Samradsunderlag-Helsingborg-110309.pdf

⁹¹ E.ON (2011) "Lokalisering, tillstånd och samråd"

<http://www.EON.se/templates/EON2TextPage.aspx?id=70929&epslanguage=SV>

⁹² Göteborg Energi (2011) "GoBiGas" http://www.goteborgenergi.se/Privat/Projekt_och_etableringar/GoBiGas samt Göteborg Energi (2011) "GoBiGas byggs i två etapper" <http://www.gobigas.se/Sv/Anlaggningen>

⁹³ VärmlandsMetanol (2011) "Bioraffinaderi planeras i Kumla"

<http://www.varmlandsmetanol.se/Pressrelease%20Sakab.pdf>,

VärmlandsMetanol (2011) "Nu startar förstudien för det planerade bioraffinaderiet i Kumla"

<http://www.varmlandsmetanol.se/dokument/Pressmeddelande%20Bioraffinaderi%20110627.pdf> samt

VärmlandsMetanol (2011) "Om projektet" <http://www.varmlandsmetanol.se/Om%20Projektet.htm>

7 Fördelning av överskott

7.1 Kvantifiering av kundnyttan av fjärrvärme i Sverige

En analys av konsumentnytta och producentöverskott för fjärrvärme visar att konsumentnyttan genomgående är betydligt högre än producentöverskottet. Det överskott som uppstår på marknaden för uppvärmning med fjärrvärme fördelas således så att en merpart tillfaller kunderna och endast en mindre del tillfaller fjärrvärmebolagens ägare som kompensation för investerat kapital.

Beräkningar av konsument- och producentöverskott baserat på linjär efterfrågan och sålda fjärrvärmekvantiteter och priser för hela landet under perioden 1970-2006 resulterar genomgående i ett konsumentöverskott som är högre än producentöverskottet, oavsett om hela tidsperioden används eller enbart pris och såld kvantitet från 2006.

Analysen visar att konsumentöverskottet år 2006 för svenska konsumenter av fjärrvärme uppgick till 69 kronor per kvadratmeter uppvärmd yta medan producentöverskottet vid en genomsnittlig rörelsemarginal på 16,5% kan beräknas till 18 kronor per kvadratmeter.

Producentöverskottet baseras på fjärrvärmebolagens bokförda rörelsemarginal, enligt inrapporterade data till Energimarknadsinspektionen år 2007, och är således bolagens resultat före kapitalkostnader. Producentöverskottet motsvarar därför kompensation till långivare och ägare som tillhandahållit kapital för fjärrvärmebolagens investeringar i produktion och distribution.

Fjärrvärmerna har under flera årtionden vuxit genom betydande organisk tillväxt. Den organiska tillväxten är ett belägg för att fjärrvärmerna skapar en stor positivt konsumentnytta för de kunder som potentiellt har flera utbytbara uppvärmningsalternativ.

7.2 Fjärrvärmepriset och värmefterfrågans priselasticitet

Under antagandet att fjärrvärmekunder inte kan byta till andra uppvärmningsalternativ kan fjärrvärmens priselasticitet bland befintliga kunder estimeras med en efterfrågefunktion där kvantiteten fjärrvärme i kWh/ m² beror på priset på fjärrvärme per kWh. En sådan studie genomfördes av Werner (2009) för fjärrvärme i Sverige under åren 1970 - 2006. Med en log-linjär efterfrågemodell fann han att den långsiktiga elasticiteten på fjärrvärme 1970-2006 var -0,35, då åren 1979-1986 exkluderades, och att den kortsiktiga elasticiteten var -0,14 baserat på en skattning under åren 1978-1982.

Genom att replikera Werners studie men med användande av en linjär efterfrågemodell kan ett hypotetiskt monopolpris samt konsumentöverskott uppskattas. Det datamaterial som används i denna studie är samma som det som används av Werner (2009) och består av genomsnittligt försäljningspris och såld kvantitet fjärrvärme i Sverige per år under perioden 1970 till 2006. Materialet kommer från olika källor. Uppgift om pris i kronor per MWh kommer från SCB. Uppgift om förbrukad kWh per m² kommer från SCB för perioden 1976 till och med 2006. För de första åren i tidsserien kommer materialet från Hässelbys fjärrvärmesystem. Priset i kronor per MWh har korrigerats för att moms infördes med 25 procent från och med 1991. Priserna används i reala termer (basår = 2008). Fjärrvärmeförbrukningen är normalårskorrigerad.

Det antas att ett linjärt samband mellan efterfrågan och pris på fjärrvärme kan uttryckas som $Q_t = \alpha + \beta P_t$, där β är en skattad parameter som representerar sambandet mellan pris och efterfrågan. Den linjära efterfrågan har, till skillnad från den loglinjära efterfrågefunktionen, inte en konstant elasticitet. I stället är efterfrågan mer priskänslig och således priselasticiteten högre i absoluta termer när prisnivån är högre. Om prisnivån ökar kommer efterfrågan förr eller senare att bli elastisk (priselasticitet större än 1). Följande tabell visar skattade linjära efterfrågemodeller för olika perioder.

Tabell 20. Estimering av linjär efterfrågan på fjärrvärme i Sverige

	Hela perioden 1970-2006	1970-2006 exkl. 1979-1986	Enbart 1978-1982	Enbart 2001-2006
	KWh/m2	KWh/m2	KWh/m2	KWh/m2
SEK per MWh	-0.189**	-0.200**	-0.072**	-0.117**
	-13.85	-14.45	-34.28	-13.42
Konstant	286.269**	288.604**	243.64**	244.785**
	-41.33	-40.54	-217.45	-46.19
Observationer	37	29	5	6
R ²	0.85	0.91	1.0	1.0

Robusta t-värden inom parentes.

* signifikant på 5 %; ** signifikant på 1 %.

För de linjära efterfrågefunktionerna presenteras i följande modell dels punktelasticiteten beräknad på priset under 2006, och dels en medelelasticitet beräknad på medelpriset under de år som skattningen baseras på. De linjära efterfrågefunktionerna ger samma kvalitativa resultat avseende punktelasticitet som den skattade elasticiteten i den loglinjära modellen. Den ekonometriska analysen visar således att befintliga fjärrvärmekunders efterfrågan, d.v.s. konsumtion mätt som

energiförbrukning per kvadratmeter, är oelastisk både på kort och på lång sikt eftersom priselasticitet är mindre än en i absoluta termer. På kort sikt är dessutom efterfrågan markant mindre priskänslig än den är på lång sikt.

Tabell 21. Priselasticiteter

Modell	1970-2006	Exklusive 1979-1986	1978-1982	2001-2006
Log-linjär	-0.33	-0.35	-0.14	-0.41
Linjär, punktelasticitet 2006	-0.77	-0.84	-0.24	-0.46
Linjär, medelelasticitet	-0.44	-0.46	-0.15	-0.41

Ett hypotetiskt vinstmaximerande monopolpris på den svenska fjärrvärmemarknaden kan beräknas baserat på de linjära efterfrågefunktioner som estimerades ovan och producenternas marginalkostnad. Eftersom producenternas fasta respektive rörliga kostnader är okända har ett hypotetiskt monopolpris beräknats baserat på två ytterlighetsantaganden. För det första har ett monopolpris räknats fram baserat på antagandet att fjärrvärmebolagen enbart har fasta kostnader och att marginalkostnaden är noll.

Den obefintliga marginalkostnaden implicerar att det vinstmaximerande monopolpriset blir som lägst under detta antagande. För det andra har ett monopolpris räknats fram under antagandet att alla kostnader är rörliga. Detta ger en hög marginalkostnad och ger därför en övre gräns för intervallet av priser som ett vinstmaximerande monopol med en viss total kostnad skulle sätta sitt pris inom. I denna andra uträkning har marginalkostnaden satts till 83,5 procent av den faktiska prisnivån på fjärrvärme 2006, baserat på fjärrvärmebolagens till Energimarknadsinspektionen inrapporterade rörelseresultat i förhållande till nettoomsättning för år 2007.

Det är rimligt att anta att ett hypotetiskt vinstmaximerande monopolpris, som beror på den okända fördelningen mellan fasta och rörliga kostnader, ligger i intervallet mellan det minsta och högsta monopolpriset. Resultatet i följande tabell visar att oavsett vilken av de linjära efterfrågefunktionerna som används, så var det hypotetiska monopolpriset avsevärt högre än det faktiskt rådande priset på marknaden, liksom att den beräknade monopolkvantiteten var markant lägre än den kvantitet som såldes på marknaden.

Tabell 22. 2006 års pris och kvantitet samt skattat monopolpris och monopolkvantitet

	1970-2006	Exklusive 1979-1986	1978-1982	2001-2006
Punktelasticitet	-0.77	-0.84	-0.24	-0.46
Pris (SEK per MWh)	658	658	658	658
Monopolpris (vid $mc=0$)	756	723	1683	1048
Monopolpris (vid $mc=0.835*SEK/MWh$)	1031	997	1958	1323
Kvantitet (KWh per m2)	168	168	168	168
Monopolkvantitet (vid $mc=0$)	143	144	122	122
Monopolkvantitet (vid $mc=0.835*SEK/MWh$)	91	89	102	90

Baserat på de skattade linjära efterfrågefunktionerna kan konsument- och producentöverskott beräknas. Konsumentöverskottet består av konsumenternas överskjutande betalningsvilja, skillnaden mellan det pris konsumenten kan tänka sig att betala och det faktiskt rådande marknadspriset. I följande tabell presenteras försäljningen samt beräknat producent- och konsumentöverskott i kronor för år 2006. För att beräkna producentöverskottet har det, liksom i beräkningen av monopolpris ovan, antagits att producenternas kostnader är 83,5 % av försäljningen i kronor vid rådande marknadspris och förbrukning.

Oberoende av vilken av de fyra linjära efterfrågefunktionerna som används så är resultatet att konsumentöverskottet vida överstiger producentöverskottet. Även om den modell som ger minst skillnad skulle användas så är konsumentöverskottet nästan fyra gånger så stort som producentöverskottet.

I tabellen presenteras vidare även hypotetiska producent- och konsumentöverskott beräknade på att producenterna skulle sätta ett monopolpris. I dessa beräkningar har de lägsta respektive högsta hypotetiska monopolpris som beräknades ovan använts, där den faktiska marginalkostnaden bestäms av den exakta fördelningen mellan rörliga och fasta kostnader.

Entydigt är att vid ett hypotetiskt vinstmaximerande monopolpris skulle producentöverskottet öka medan konsumentöverskottet skulle minska kraftigt.

Tabell 23. Konsument och producentöverskott 2006 i SEK per kvadratmeter

Bolag	1970-2006	Exklusive 1979-1986	1978-1982	2001-2006
Försäljning	106	103	129	111
Producentöverskott (vid $mc=0.835 \cdot \text{pris}$)	18	17	21	18
Konsumentöverskott	69	62	265	121
PÖ (vid MPmin)	19	18	97	36
KÖ (vid MPmin)	54	52	103	64
PÖ (vid MPmax)	44	40	144	70
KÖ (vid MPmax)	22	20	72	35

Vissa tolkar alternativprissättning som det yttersta uttrycket för monopolmakt. Enligt detta resonemang sätter bolagen ett pris som är precis så högt att det inte lönar sig för kunderna att byta till det "minst dåliga" alternativet. (Även monopolister sätter ett pris där efterfrågan blir priskänslig.)

Men detta resonemang har dåligt empiriskt stöd. För det första sätter inte fjärrvärmebolagen priser som korresponderar mot maximal betalningsvilja. Fjärrvärmepriset är i de allra flesta fall lägre än alternativkostnaden för kundernas bästa alternativ.

För det andra utnyttjar inte fjärrvärmebolagen sin möjlighet att diskriminera mellan kunder och utnyttja det faktum att kunderna har olika betalningsvilja beroende på vilket faktiskt alternativ den specifika kunden har. Alternativprissättningen baseras på bästa alternativ oavsett om detta är en praktisk eller endast en hypotetisk möjlighet för kunden.

För det tredje är lönsamheten i fjärrvärmebranschen låg. Räntabiliteten på sysselsatt kapital för branschen som helhet är så nedpressad att den snarare är ett resultat av priser som ligger under marknadsmässig nivå än monopolmakt.

7.3 Fjärrvärmebolagens totala intäkter och kostnader

De svenska fjärrvärmebolagens totala intäkter korresponderar mot deras totala kostnader, inklusive en låg ränta på bokfört kapital. Följande tabell visar fjärrvärmebolagens totala intäkter som under 2009 uppgick till 37 598 miljoner kronor enligt inrapporterad data till Energimarknadsinspektionen. Fjärrvärmebolagen rapporterade samtidigt att deras bokförda sysselsatta kapital uppgick till 75 295

miljoner kronor. Vid ett antagande om en nominell WACC före skatt om 8,5%⁹⁴ skulle bolagens finansiella kostnader ha varit 6 400 miljoner kronor, även om en rimlig ersättning till bolagens ägare beräknats enbart på bokfört kapital snarare än en marknadsvärdering av bolagen. Bolagens totala kostnader, inklusive denna uppskattade finansiella kostnad, uppgick till 38 007 miljoner kronor, det vill säga drygt 400 miljoner kronor mer än bolagens intäkter. Vidare kan det konstateras att enbart 28 253 miljoner kronor rapporterades vara intäkter från fjärrvärmeförsäljning. Branschen är således beroende av intäkter från bland annat elproduktion för att uppnå intäkter som korresponderar mot de totala kostnaderna.

Tabell 24. Fjärrvärmebolagens intäkter år 2009

Intäkter 2009	MSEK
Fjärrvärmeförsäljning	28 253
Intäkter el och elcertifikat	4 807
Övriga intäkter	4 292
Finansiella intäkter	246
Summa intäkter	37 598

Tabell 25. Fjärrvärmebolagens kostnader år 2009

Kostnader 2009	MSEK
Råvaror och förnödenheter	-17 066
Personal och externa kostnader	-9 636
Avskrivningar	-4 524
Övriga kostnader	-382
Finansiella kostnader	-6 400
Summa kostnader	-38 007

7.4 Underavkastning i fjärrvärmebranschen

En genomgång av fjärrvärmebolagens inrapporterade data till Energimarknadsinspektionen för åren 2007-2010⁹⁵ visar att branschen redovisat 8,5% räntabilitet på sysselsatt kapital (ROCE) under perioden i viktat medelvärde. Medianvärdet bland branschens bolag är emellertid konsistent

⁹⁴ En nominell WACC före skatt om 8,5% motsvarar en real WACC efter skatt om 4,2% med antagande om 2% inflation, 26,3% bolagsskatt och 63% finansiering med eget kapital.

⁹⁵ Preliminär data för år 2010.

markant lägre och cirka 70% av bolagen visar en räntabilitet som är lägre än det viktade genomsnittet.⁹⁶ Branschens genomsnitt kan således hänföras till några få stora fjärrvärmeleverantörer, medan merparten av de mindre bolagen har en betydligt lägre lönsamhet.

Tabell 26. Räntabilitet på sysselsatt kapital⁹⁷

	2007	2008	2009	2010	snitt
Snitt	8,3%	8,9%	8,0%	8,9%	8,5%
decil 1	0,3%	0,1%	0,8%	-1,4%	0,9%
kvartil 1	3,1%	2,8%	3,1%	2,9%	3,2%
Median	6,4%	5,6%	5,3%	5,7%	5,5%
kvartil 3	10,1%	9,5%	8,8%	9,4%	9,3%
decil 9	19,0%	15,9%	16,5%	18,5%	15,5%
Antal	181	186	182	186	199
lägre än medel	121	134	125	133	142

Sveriges tre största icke-kommunala fjärrvärmeleverantörer är Fortum Värme, E.ON Värme samt Vattenfall. Dessa bolags ägare har ställt upp marknadsmässiga avkastningskrav på sina respektive verksamheter. Dessa är rent tekniskt formulerade på olika sätt men är i praktiken mycket lika. I samtliga fall önskar ägarna en avkastning som överstiger den genomsnittliga kapitalkostnaden (WACC) för att bolagens värde skall öka på lång sikt. Med andra ord skall ägandet av bolagen vara finansiellt motiverat.

E.ON har finansiella mål på koncernnivå utifrån beräknad WACC för bolaget, grundat på förväntad avkastning på tyska börsen. Nominell WACC före skatt beräknades till 8,3% för år 2010 och 9,1% under år 2009. Baserat på beräknad WACC för år 2009 hade de olika enheterna i E.ON tillskrivits avkastningskrav på mellan 8,2% och 10,6% ROCE under år 2010.⁹⁸

Fortums målsättning på koncernnivå är att uppnå 14% räntabilitet på eget kapital och 12% ROCE.⁹⁹ Fortum Värmes¹⁰⁰ avkastningskrav från ägarna är definierat som räntabilitet på nettotillgångar (RONA) och skall vara minst 11%t per år.

Vattenfalls avkastningskrav på koncernnivå från svenska staten är att vinsten efter skatt ska uppgå till 15% på genomsnittligt eget kapital. Internt använder Vattenfall ett mål om 11% RONA, vilket på koncernnivå anses motsvara ägarens avkastningskrav på eget kapital¹⁰¹. Målstyrning på enhetsnivå

⁹⁶ Några bolag har exkluderats från sammanställningen då de redovisat negativt sysselsatt kapital.

⁹⁷ Energimarknadsinspektionen (2010-2011). Inrapporterad data till energimarknadsinspektionen (balansräkning skulder och resultaträkning), preliminär data för 2010.

⁹⁸ Se E.ON 2010 Annual Report

⁹⁹ Se <http://www.fortum.com/en/investors/financial-information/financial-targets/pages/default.aspx>

¹⁰⁰ Fortum Värme är samägt mellan Fortum och Stockholms stad.

¹⁰¹ Se Vattenfalls årsredovisningar samt svenska statens ägardirektiv

tillämpas och inom fjärrvärmeverksamheten har varje nät ett krav om ROCE på minst 8-12 procent.¹⁰²

Tabell 27. Avkastningskrav i E.ON, Fortum och Vattenfall

	Koncernnivå	Enhetsnivå
E.ON	8,3% ROCE (2011), 9,1% ROCE (2010)	8,2-10,6% ROCE (2010)
Fortum	14% ROE, 12% ROCE (2011)	11% RONA (2011)
Vattenfall	15% ROE, 11% RONA (2011)	8-12% ROCE (2006-2008)

En genomgång av angivna avkastningskrav i kommunala ägardirektiv till några fjärrvärmebolag visar emellertid att dessa generellt har avkastningskrav som är betydligt lägre än det marknadsmässiga avkastningskrav svenska staten satt för Vattenfall, vilket förstärker bilden av att merparten av de svenska fjärrvärmebolagen har en avkastning som är betydligt lägre än i de stora bolagen. Som framgår av följande tabell varierar avkastningskraven också betydligt mellan olika kommuner.

Tabell 28. Exempel på avkastningskrav i olika bolag¹⁰³

Bolag	Ägare	Långsiktigt avkastningskrav
Arboga Energi AB	Arboga kommun	5% avkastning på eget kapital
C4 Energi AB	Kristianstads kommun	8% avkastning på sysselsatt kapital
Degerfors Energi AB	Degerfors kommun	3% vinstmarginal på omsättningen
ENA Energi AB	Enköpings kommun	6% avkastning på eget kapital
Gislaved EnergiRing AB	Gislaveds kommun	Statsskuldsväxlar + 2,5 % på eget kapital
Götene Vatten & Värme AB	Götene kommun	5% avkastning på eget kapital
Härnösand Energi & Miljö AB	Härnösand kommun	7% avkastning på eget kapital
Lerum Fjärrvärme AB	Lerum / Göteborg	5% avkastning på eget kapital
SEVAB Strängnäs Energi AB	Strängnäs / Eskilstuna	10-årig statsobligation + 2 % på totalt kapital
Smedjebacken Energi AB	Smedjebackens kommun	3% real avkastning på eget kapital
Stenungsund Energi & Miljö	Stenungsunds kommun	8% avkastning på eget kapital
Umeå Energi AB	Umeå kommun	8% avkastning på eget kapital
Vimmerby Energi AB	Vimmerby kommun	2% avkastning på totalt kapital
Öresundskraft AB	Helsingborg Stad	10% avkastning på eget kapital
Vattenfall AB	Svenska staten	15% avkastning på eget kapital

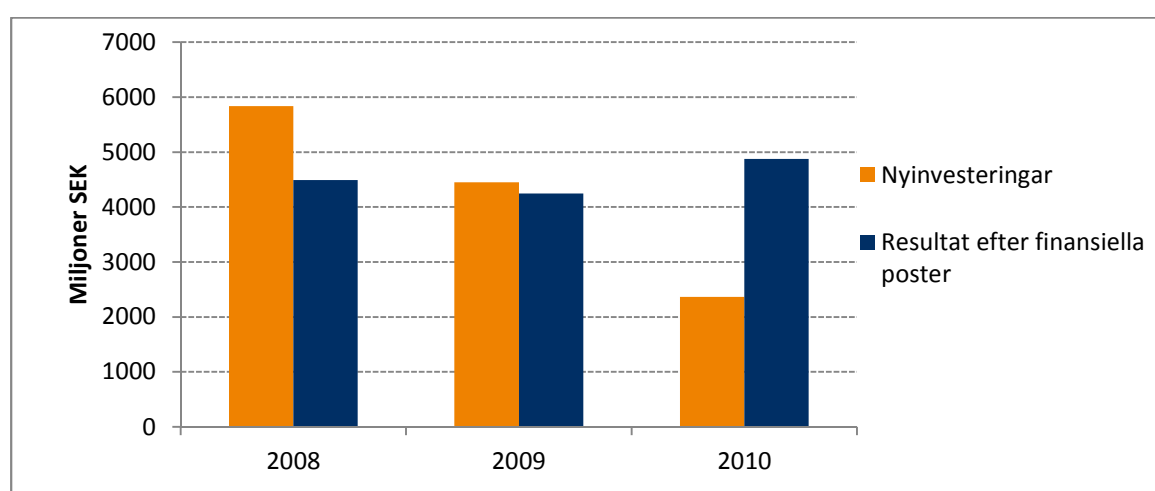
¹⁰² Enligt presentationer vid Vattenfalls lokala informationsmöten om fjärrvärme under åren 2006-2008.

¹⁰³ Respektive bolags aktuella ägardirektiv år 2010

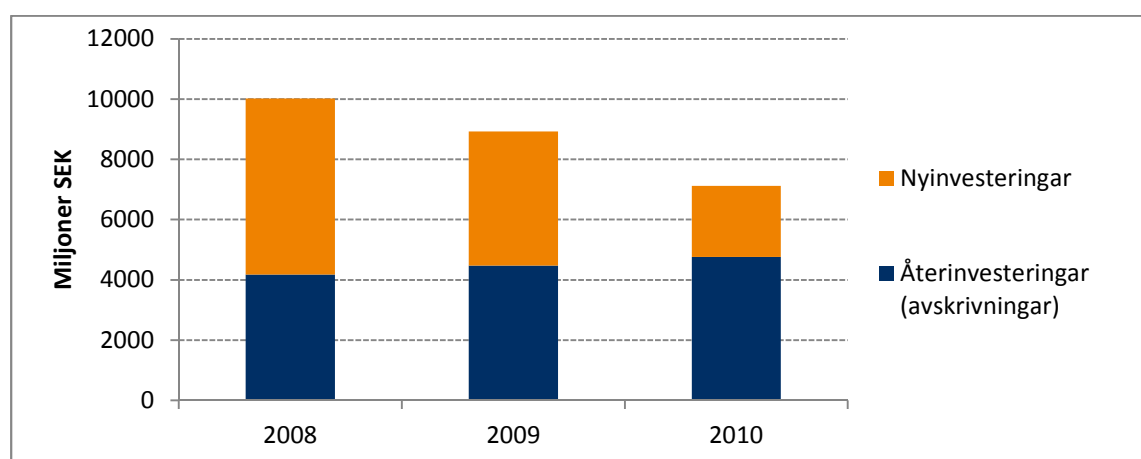
7.5 Fjärrvärmebolagen investeringar

De inrapporterade uppgifterna till Energimarknadsinspektionen (EI) visar att fjärrvärmebolagen under perioden 2007-2010 återinvesterat vinsterna i verksamheten. Som framgår av följande figur var bolagens nyinvesteringar, definierat som ökat bokförda anläggningstillgångar, större än bolagens resultat före skatt och bokslutsdispositioner under 2008 och 2009, vilket innebär att bolagen behövt ytterligare finansiering för att kunna genomföra sina investeringar. Bolagens totala investeringar under perioden har varit mellan 7 och 10 miljarder per år.

Figur 36. Fjärrvärmebolagens nyinvesteringar och resultat per år.¹⁰⁴



Figur 37. Fjärrvärmebolagens investeringar per år.¹⁰⁵

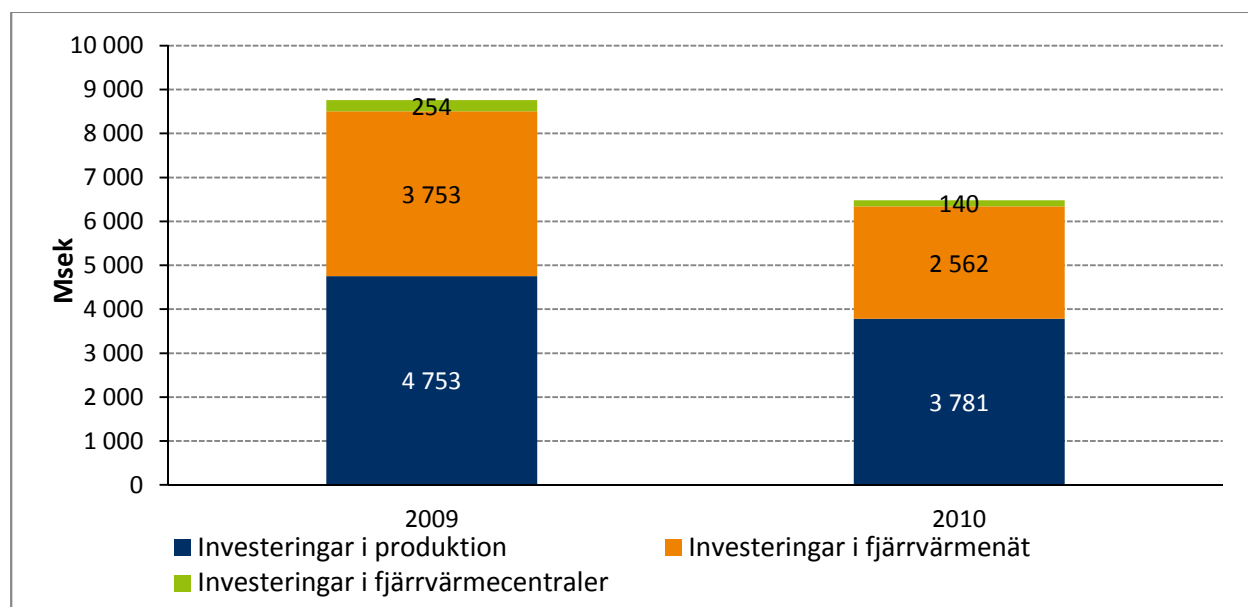


¹⁰⁴ Energimarknadsinspektionen (2010-2011). Inrapporterad data till energimarknadsinspektionen (balansräkning tillgångar samt resultaträkning), preliminär data för 2010. Nyinvesteringar definierat som skillnaden i bokfört värde av anläggningstillgångar jämfört med föregående år.

¹⁰⁵ Energimarknadsinspektionen (2010-2011). Inrapporterad data till energimarknadsinspektionen (balansräkning tillgångar samt resultaträkning), preliminär data för 2010. Nyinvesteringar definierat som skillnaden i bokfört värde av anläggningstillgångar jämfört med föregående år. Återinvesteringar definierat som årets avskrivningar.

Den detaljerade inrapporterade informationen om fjärrvärmebolagen i Els "Rapporter om drift- och affärsförhållanden" för år 2009 och 2010 visar att fjärrvärmebolagen gör betydande investeringar både i produktionsanläggningar och distributionsnät, vilket framgår av följande figur. Av bolagens totala investeringar utgjorde produktionsanläggningar cirka 54% år 2009 och cirka 58% år 2010.

Figur 38. Investeringar i produktion, fjärrvärmenät och fjärrvärmecentraler 2009-2010 ¹⁰⁶



7.6 Kapacitetsbevarande intäkter för fjärrvärmebranschen

För att utvärdera fjärrvärmebolagens lönsamhet behöver avkastningen sättas i relation till marknadsvärderade anläggningstillgångar snarare än bokföringsmässiga värden. För att kunna bibehålla nuvarande produktionskapacitet behöver bolagens vinster återspegla kostnaden för att göra återinvesteringar vid nuvarande prisnivå. Energimarknadsinspektionen (EI) har utvecklat en modell för förhandsreglering av elnätstariffer i Sverige som skall tillämpas under perioden 2012-2015. Els modell, som följer metoder som används på andra reglerade marknader inom EU, bygger på en uppskattning av varje bolags löpande kostnader samt kapitalkostnader inför kommande period, vilka tillsammans utgör varje bolags tillåtna intäktsram. Vid en eventuell reglering av intäkter för fjärrvärmebolag är det rimligt att en liknande modell kommer att tillämpas. Nedan följer en uppskattning av resultatet av att tillämpa Els metod på hela den svenska fjärrvärmebranschen.

¹⁰⁶ Energimarknadsinspektionen (2010-2011). Inrapporterad data till Energimarknadsinspektionen (Rapporter om drift- och affärsförhållanden), preliminär data 2010

De svenska fjärrvärmebolagens löpande kostnader ges av bolagens inrapporterade data till EI. Under år 2009 uppgick dessa kostnader till totalt 27 083 miljoner kronor, beräknat som den rapporterade posten ”summa kostnader” exklusive ”avskrivningar och nedskrivningar av anläggningstillgångar”.

Bolagens kapitalkostnader, dels förslitning av anläggningar och dels ersättning till finansiärer, uppskattas som en real annuitet i Els modell med en kapacitetsbevarande metod. För varje anläggning fastställs av EI schablonmässigt en nuanskaffningskostnad (NUAK) samt ekonomisk livslängd. Vidare fastställs schablonmässigt en kalkylränta som skall motsvara bolagets genomsnittliga vägda kapitalkostnad för lånat respektive eget kapital. För att beräkna en intäktsram för den svenska fjärrvärmebranschen har det antagits att NUAK för olika anläggningar är enligt följande tabell.

Tabell 29. Uppskattning av NUAK för olika tillgångar i fjärrvärmebolag

Anläggningstyp	Kostnad, MSEK/MW
Kraftvärmeverk, avfall	20
Kraftvärmeverk, biobränslen	13,5
Kraftvärmeverk, kol och naturgas	9
Kraftvärmeverk, olja och bio/ tallbecksolja	5
Värmepump	6
HVC, biobränslen	5
HVC, olja och bio/ tallbecksolja	1,5
Elpanna	1
Spillvärme	1
Distributionsledning (MSEK/km)	4

Det har vidare antagits att den faktiska ekonomiska livslängden för både produktions- och distributionsanläggningar är 40 år samt att kalkylräntan är 6% realt före skatt. Den totala mängden distributionsledningar har antagits vara så som rapporterat av fjärrvärmebolagen till EI för år 2009 enligt ”Rapporter om drift- och affärsförhållanden”. Den totala installerade produktionskapaciteten har uppskattats utifrån Svensk Fjärrvärmes statistik, ”Bränslen och Produktion 2009”.

Av följande tabell framgår att Els modell uppskattningsvis skulle resultera i en intäktsram uppgående till totalt 42 491 miljoner kronor för de svenska fjärrvärmebolagen år 2009. De totala intäkterna för de svenska fjärrvärmebolagen under år 2009 var 37 352 miljoner kronor¹⁰⁷, vilket enbart motsvarar 88% av den uppskattade intäktsramen.

¹⁰⁷ Bolagens finansiella intäkter om 246 miljoner kronor har inte inkluderats. Intäktsramen är uppskattad utifrån skälig avkastning på bolagens materiella anläggningstillgångar och inkluderar inte de finansiella tillgångar som fjärrvärmebolagen har.

Tabell 30. Uppskattad intäktsram för fjärrvärmebranschen 2009 enligt metod för elnätsreglering

	NUAK, MSEK	Livslängd, år	Kostnad, MSEK
Produktionsanläggningar	117265	40	7794
Distributionsledningar	107131	40	7120
Pågående ersättningsinvesteringar	3272	--	196
Rörelsekapital	4977	--	299
Kapital totalt	232646		15409
Löpande kostnader			27083
Intäktsram			42491
Faktiska intäkter			37352

8 Konsekvenser av TPA-utredningens förslag

8.1 Konsekvenser för fjärrvärmepriset

Det är ytterst en empirisk fråga vad som kommer att hända med konsumentpriset vid TPA. Denna typ av reglering har aldrig prövats, vilket gör det svårt att bedöma konsekvenserna. Konkurrens mellan värmeproducenter talar för att priset kan pressas och att små och ineffektiva leverantörer slås ut. Samtidigt ökar systemkostnaderna och risken för suboptimering i värmeproduktionen, vilket kan driva priset uppåt. Ytterst begränsas dock prisnivån av kundernas uppvärmningsalternativ, vilket gör att kostnadsökningar sannolikt kommer att påverka fjärrvärmens konkurrenskraft snarare än konsumentpriset.

Flera omständigheter gör också att den totala priseffekten är teoretiskt obestämmd. Å ena sidan talar konkurrens och stordriftsfördelar för att priset pressas nedåt. Å andra sidan kan marginalpåslag i flera led i den vertikala kedjan och minskad självpåtagen restriktivitet hos dagens integrerade fjärrvärmebolag öka prisnivån och prisspridningen.

En generell slutsats är emellertid att det inte finns några övervinster som kan konkurreras bort i fjärrvärmebolagen. Därför är det nödvändigt, men inte tillräckligt, att tredjepartstillträde leder till effektivare produktion för att någon samhällsekonomisk nytta ska uppstå. Fokus i denna utredning ligger därför på frågan om tredjepartstillträde leder till effektivare produktion.

8.2 En regulatorisk affärsmodell

Ett av de centrala inslagen i TPA-utredningens förslag är att den nuvarande integrerade fjärrvärmemodellen ska brytas upp. Verksamhet bestående i produktion, distribution och försäljning ska bedrivas som separata verksamheter. Tanken är att produktion, distribution och handel ska ske i enheter med självständig styrning. Dessutom ska verksamhet av olika fjärrvärmebolag bedrivas i konkurrens. Med andra ord ska verksamheten såväl i horisontell som vertikal mening präglas av oberoende agerande bestämt av unilaterala incitament snarare än samordnat agerande bestämt av kollektiva incitament.

Denna förflyttning från samordning till konkurrens är en fundamental förändring jämfört med dagens situation. Idag präglas fjärrvärmebolagens agerande av ett integrerat systemperspektiv med mer eller mindre full internalisering av systemeffekter. Systemoptimeringen sker både inom ramen för egen verksamhet – den "vertikala" dimensionen – och i relation till andra leverantörer av fjärrvärme och industriell restvärme – den "horisontella" dimensionen.

En genomgång av horisontella och vertikala korseffekter visar att TPA-utredningens förslag kan få mycket stora effekter på fjärrvärmesystemens funktion och effektivitet.

Ett område där en förändring från koordinering till oberoende agerande får effekter är i produktionen av värme. I den nuvarande situationen skapar fjärrvärmebolag värde genom utnyttjande av stordriftsfördelar i produktionen samt användande av bränslen som svårligen eller inte alls kan användas i småskalig värmeproduktion. Eftersom varje enskild produktionsanläggning är relativt liten i förhållande till hela behovet kan produktionen differentieras i anläggningar med olika utnyttjandetid. Med tillgång till en lång rad anläggningar som använder olika bränslen kan dessutom körordningen varieras beroende på vilka anläggningar som ger lägst kostnad vid det aktuella produktionstillfället givet rådande produktionsförhållanden och bränslepriser. Med en differentierad uppsättning produktionsanläggningar minskar också behovet av reservkapacitet när största bortfallande enhet står för en begränsad andel av den totala produktionskapaciteten.

Oberoende leveranser av värme från olika producenter minskar möjligheterna att optimera produktionen för ett visst värmebehov med anläggningar som har varierande fasta och rörliga kostnader. Vidare kan svårligen körordningen optimeras med avseende på tillgänglighet och aktuella bränslekostnader. Dessutom ökar behovet av reservkapacitet när förutsättningarna för underhålls- och produktionsplanering minskar.

Ett annat område där en förändring från koordinering till oberoende agerande får effekter är i den vertikala förädlingskedjan.

För det första utnyttjar dagens integrerade fjärrvärmebolag synergier mellan produktion och distribution av värme. Trögheter och ackumulering av värme i distributionssystemet används för att reducera effekttoppar i produktionen. Vidare sker lokalisering av produktion med beaktande av vad som är önskvärt i distributionen så att utnyttjandetiden blir rimlig för de fasta distributionsanläggningarna och att kostnaderna för förstärkning och utbyggnad av nätet minimeras givet nyttan av värmen på slutkundsmarknaden.

För det andra beaktas viktiga synergier mellan försäljning och produktion/ distribution. Fjärrvärmebolagen eftersträvar med prissättning och rådgivning att kunderna ska optimera sina sekundärsystem och sköta sina undercentraler för att returtemperaturen ska sjunka, vilket både sparar distributionskostnader och ökar produktiviteten i produktionsanläggningarna. Vidare försöker fjärrvärmebolagen med sin prissättning och rådgivning stimulera kunderna att vidta åtgärder som minskar effekttopparna, vilket kortsiktigt minskar behovet av dyr spetsproduktion och långsiktigt höjer utnyttjandetiden för såväl produktionsanläggningar som distributionssystem så att tillgänglig

kapacitet kan användas för en större sammantagen värmevolym. I tillägg till detta sätter de integrerade fjärrvärmebolagen priser som beaktar fjärrvärmens sammantagna uppvärmningsnytta för kunden.

Ett viktigt värdeskapande är dessutom att tillgodose leveranssäkerhet i form av garantier för att alla kunder får tillräcklig värme oavsett utomhustemperatur. Vid sidan om tillräcklig reservkapacitet förutsätter detta noggrann produktionsplanering och underhåll av såväl distribution som produktionsanläggningar.

Vertikal separation medför ett antal problem och risker. Risken för okoordinerad utbyggnad av produktion och distribution ökar, vilket sänker utnyttjandetiden och medför ökande kostnader. Dubbel marginalisering riskerar att leda till snedvridande pris i konsumentledet. Sämre drivkrafter för effekttops- och returtemperaturshantering i kundledet riskerar att påverka produktionen negativt.

Den stora fördelen med TPA är att en rätt till tredjepartstillträde potentiellt leder till konkurrens mellan värmeproducenter. Detta kan bidra till större utnyttjande av skalfördelar, mindre organisatorisk ineffektivitet och potentiell användning av restvärme som i dagsläget står outnyttjad på grund av politiska eller organisatoriska hinder. Det måste dock konstateras att den omfattande uppbyggnad och mycket långtgående reglering av befintliga fjärrvärmeverksamheter som TPA-utredningen föreslår, varken är nödvändig eller tillräcklig för att uppnå fördelar med konkurrens på värmemarknaden.

8.3 Konsekvenser för regional integration

Teoretiskt tillkommer det en stor fördel. Vid konkurrens på en integrerad marknad kommer företag som kan dra nytta av skalfördelar att få en konkurrensfördel. Detta leder till att små och ineffektiva producenter slås ut från marknaden. Utnyttjandetiden för konkurrenskraftiga produktionsanläggningar kan öka ytterligare, vilket sänker den genomsnittliga produktionskostnaden i systemet. Mer långsiktigt kan utbyggnad av större produktionskapacitet på de bästa regionala siterna, vilket ger upphov till logistikfördelar, stordriftsfördelar på bränslesidan samt produktionssynergier, ytterligare sänka systemkostnaden.

Ett problem är dock att viktiga fördelar med regionala nät kan gå förlorade eftersom förutsättningarna att optimera det sammantagna systemet blir väsentligt sämre; exempelvis produktionsplanering, optimering av körordning, dimensionering av reserv och hantering av returtemperaturer.

Det mest grundläggande problemet är emellertid att de ekonomiska drivkrafterna för befintliga fjärrvärmebolag att investera i sammankopplingar förändras. Utvecklingen av regionala fjärrvärmenät är inte samma sak som internationell handelsliberalisering (sänkta tullar) eller EU:s inre marknadsprogram (borttagande av tekniska handelshinder). Vid handelsliberalisering och europeisk marknadsintegration togs politiska hinder för konkurrens bort. Vid regional integration av fjärrvärmenät måste kostsamma ledningar byggas. Dessa ledningar måste betalas av någon. Om inte skattebetalarna ska stå får investeringen, vilket känns praktiskt avlägset och principiellt tveksamt, måste den som bär kostnaden få tillgodogöra sig en monetär nytta som ger en marknadsmässig räntabilitet på investeringen. Det är oklart hur nytta uppstår vid TPA.

8.4 Konkurrens och integration i Stockholm, Göteborg och Skåne

Den befintliga prisnivån och lönsamheten i fjärrvärmebolagen är förhållandevis låg. Det talar för att tredjepartstillträde och konkurrens i befintliga nät inte kan leda till någon större press på priserna med mindre än att det uppstår en rationalisering av produktionen som ger lägre genomsnittlig kostnad för den producerade värmen. På motsvarande sätt är lägre total produktionskostnad en förutsättning för att den samhällsekonomiska effektiviteten ska öka eftersom det är lite som tyder på att dagens prissättning leder till snedvridningar och för lite konsumtion av fjärrvärme.

Förutsättningarna för konkurrens mellan oberoende fjärrvärmeproducenter torde vara störst på relativt stora marknader med ett stort samlat värmebehov i förhållande till minsta effektiv skala på produktionsanläggningar; i första hand KVV avfall och KVV flis, och med förhållandevis hög befolkningstäthet som gör att avståndet mellan produktionsanläggningarna blir förhållandevis kort i förhållande till avsättningsmarknadens storlek. Detta gör att det är rimligt att förvänta sig att konkurrens mest troligt kan uppstå i de tre storstadsregionerna Stockholm, Göteborg och Malmö.

En första fråga är därför vilket utrymme det finns för att rationalisera fjärrvärmeproduktionen i dessa tre geografiska områden. Konkret är frågan vilka av dagens produktionsanläggningar som har en driftskostnad som är högre än den genomsnittliga produktionskostnaden, kapital- och driftskostnad, vid en investering i bästa tillgängliga alternativ. I de fall en sådan kostnadssänkning kan identifieras finns det potentiellt ett utrymme för rationalisering.

Tabell 31. Uppskattning av återbetalningstid vid investeringar för att ersätta existerande produktion¹⁰⁸

Existerande anläggning	Existerande rörlig kostnad, SEK/ MWh	Alternativ anläggning	Alternativ rörlig kostnad, SEK/ MWh	Skillnad rörlig kostnad, SEK/ MWh	Kapital-kostnad, SEK/kW per år	Minsta nyttjandetid för lönsamhet, h	Normal nyttjandetid, h	Återbetalnings-tid med normal volym, år
Biooljepanna	500	KVV avfall	-200	700	1626	2323	6700	6
Biooljepanna	500	KVV flis	-50	550	878	1597	4800	6
Pelletspanna	360	KVV avfall	-200	560	1626	2904	6700	8
Pelletspanna	360	KVV flis	-50	410	878	2142	4800	9
Värmepump	300	KVV avfall	-200	500	1626	3253	6700	10
Värmepump	300	KVV flis	-50	350	878	2509	4800	11
Flispanna	250	KVV avfall	-200	450	1626	3614	6700	11
Flispanna	250	KVV flis	-50	300	878	2927	4800	13
KVV kol	150	KVV avfall	-200	350	1626	4647	6700	16
KVV kol	150	KVV flis	-50	200	878	4391	4800	25
KVV naturgas	100	KVV avfall	-200	300	1626	5421	6700	20
KVV naturgas	100	KVV flis	-50	150	878	5855	4800	57
Restvärme	100	KVV avfall	-200	300	1626	5421	6700	20
Restvärme	100	KVV flis	-50	150	878	5855	4800	57

¹⁰⁸ Återbetalningstid beräknad med 5% real ränta. Minsta nyttjandetid avser nödvändigt utnyttjande för att nå breakeven inom 30 år med 5% real ränta. Normal nyttjandetid avser normalt utnyttjande i anläggningar av denna typ. En anläggning för KVV avfall eller flis kräver en minsta pannstorlek på cirka 15 MW värmeeffekt, vilket med normal nyttjandetid innebär en minsta leveransvolym om cirka 100 GWh per år för en avfallsanläggning och cirka 70 GWh per år för en flisanläggning.

En rationaliseringspotential är ett nödvändigt men inte ett tillräckligt villkor för att en samhällsekonomisk vinst ska uppstå. Det måste noteras att en kostnadsbesparande investering ger ekonomiska incitament för ett fjärrvärmebolag att ersätta produktion även om tredjepartstillträde inte införs, antingen ensam eller genom ett produktionssamarbete med en annan fjärrvärmeproducent.

Tredjepartstillträde och konkurrens mellan fjärrvärmeproducenter kan potentiellt få två viktiga effekter på rationaliseringar. För det första kan det snabba på ersättningen av viss produktion eftersom andra aktörer än den befintliga producenten kan ha drivkrafter att hinna före med en etablering av en ny anläggning. För det andra kan placeringen av anläggningarna bli annorlunda eftersom lokaliseringen påverkas av vilka platser som är tillgängliga för en viss producent.

Samtidigt behöver det inte bli mer omfattande investeringar i ny produktion vid tredjepartstillträde. Incitamenten att koppla samman nät och att samarbeta mellan fjärrvärmeproducenter kan minska, vilket kan försena eller förhindra projekt som förutsätter att flera bolag kommer överens om ny produktionskapacitet. Det är tämligen uppenbart att det åtminstone i teorin finns en jämvikt med etablerade fjärrvärmebolag som väljer att respektera varandras hemmamarknader för att undvika prispress och överetablering. Sammankopplingar och nätintegration som riskerar att störa en sådan jämvikt kan därför utebli.

I kommande avsnitt följer en empirisk genomgång av potentialen för rationalisering av produktionen i Stockholm, Göteborg och Skåne-regionen. Undersökningen visar att det finns potential för rationalisering i samtliga områden även om utrymmet för rationalisering varierar något. I de flesta fall är det uppenbart att ineffektiv produktion successivt kommer att ersättas med mer rationell produktion under nuvarande förhållanden, det vill säga även i frånvaro av tredjepartstillträde.

I synnerhet i Stockholmsområdet kommer produktionen med största sannolikhet att bygga på regional integration och skalfördelar som utnyttjas över flera fjärrvärmebolags nät. E.ON har exempelvis förklarat sin avsikt att bygga en produktionsanläggning i Högbytorp som efter sammankoppling av näten ska förse Upplands-Bro, Kungsängen och Järfälla med högeffektiv kraftvärme baserad på returbränsle (Järfälla är redan sammankopplat med Fortum Värme's nät i nordvästra Stockholm). Norrenergi överväger efter att planerna på en egen produktionsanläggning i Norra Kymlinge lagts på hyllan, olika alternativ för att ersätta den nuvarande produktionen med kapacitet i regionala anläggningar i samarbete med andra fjärrvärmebolag (Norrenergi är redan sammankopplat med Fortum Värme vid Karolinska sjukhuset). Fortum Värme har påbörjat byggnationen av en ny regional anläggning i Brista i samarbete med Sollentuna Energi (näten är

redan integrerade). Söder om Stockholm fortsätter samarbetet mellan Söderenergi och Fortum Värme. Planerna på förnyad produktion i Värtan kommer att rationalisera produktionen av mellanlast i både Fortum Värmes och Söderenergis nät (överföringskapaciteten via Skärholmen har nyligen förstärkts). Täby kommun har för avsikt att i samarbete med ett E.ON bygga ut fjärrvärmerna i kommunen med en regional anläggning vid Hagbytippen som basproduktion i systemet (distribution och transmission i Täby förutsätter omfattande nyinvesteringar i fjärrvärmeledning). Eftersom lämpliga platser för lokalisering av basproduktion är den viktigaste begränsande faktorn i Stockholm kommer regional produktion, skalfördelar och nätintegration att prägla fjärrvärmeverksamheten i allt högre utsträckning. Det är inte sannolikt att tredjepartstillträde kommer att ändra på denna utveckling i någon större omfattning.

I Göteborg är fjärrvärmenätet redan regionalt. Centrala delarna av staden är sammankopplade ända upp till Kungälv i norr och Mölndal i söder. Nyligen har Partille och Jonsered kopplats ihop med det regionala nätet. Produktionen i det centrala systemet i Göteborg är mycket effektiv och bygger på avfallsförbränning, stor användning av spillvärme samt effektiv kraftvärme från Ryaverken (naturgas). Likaså är utrymmet för rationalisering av produktionen i Mölndal obefintligt efter att en ny kraftvärmeanläggning som använder grot tagits i bruk vid Riskulla. I Göteborgsregionen finns dock ett par noterbara undantag från den regionala integrationen och utnyttjandet av skalfördelar över kommungränserna. I Mölnlycke sker produktionen i E.ONs förhållandevis småskaliga anläggning bestående av flispannor trots att avståndet till nätet i Mölndal är mycket kort och tillgången till högeffektiv kraftvärmeproduktion i Riskulla medger lägre totalkostnad i produktionen. Även till Landvetter, där produktionen sker i brikettpannor, är avståndet förhållandevis kort och förutsättningarna för att sänka produktionskostnaderna torde vara goda. Nordost om Göteborg kan det noteras att Lerum inte är sammankopplat med Jonsered trots att avståndet är kort. Lerum Energis produktion sker huvudsakligen i flis- och pelletspannor. Tillgången till spillvärme exempelvis från Shells raffinaderi eller kraftvärme från Ryaverken torde kunna sänka produktionskostnaden i Lerum betydligt.

Strikt kommersiellt är det tämligen entydigt att ett integrerat bolag skulle finna det lönsamt att realisera regionala stordriftsfördelar genom integration av Lerum och Mölnlycke samt eventuellt Landvetter i det större regionala nätet. Även om produktionen i Mölnlycke, Landvetter och Lerum kan rationaliseras rör det sig om relativt begränsade volymer (sammanlagt cirka 100 GWh). Produktionssamarbete och riskdelning för att realisera eventuella effektivitetsvinster torde vara en förutsättning. Det är därför högst osäkert om ytterligare integration och rationalisering av produktionen i Göteborg stimuleras av tredjepartstillträde.

I Skåne är de lokala näten fortfarande segmenterade. Samarbetet och integrationen av nät som ägs av olika fjärrvärmebolag begränsas till Helsingborg - Landskrona samt Eslöv – Lund - Lomma. I flera av de lokala näten finns utrymme för betydande rationaliseringar. Vid E.ONs anläggning i Staffanstorp sker produktionen i en flispanna. Lund Energi producerar i dagsläget sin värme med värmepumpar och naturgaspannor men planerar att rationalisera produktionen genom att bygga ett bioeldat kraftvärmeverk i Örtofta. Samtidigt finns det överkapacitet för baslast i såväl Malmö (avfallsförbränning samt Öresundsverket) som i Helsingborg - Landskrona efter utbyggnaden av returbränslebaserad kraftvärme i Landskrona hamn och Filbornaverket i Helsingborg. Betydande systemvinster kan eventuellt realiserars om produktionen byggs och körs för att minimera den totala kostnaden i det regionala systemet. Bättre kapacitetsutnyttjande och utnyttjande av stordriftsfördelar förutsätter dock produktion som omfattar flera nät. Givet att existerande utbyggnadsplaner förverkligas i Landskrona (hamnen), Helsingborg (Filborna) och Lund-Eslöv (Örtofta) samt med beaktande av den redan existerande kapaciteten för restvärme vid Kemiras anläggning i Helsingborg samt den outnyttjade kapaciteten vid Öresundsverket i Malmö kan det konstateras att det i någon mening redan är för sent att realisera några av de viktigaste fördelarna av regional fjärrvärmeproduktion, nämligen en optimal differentiering, dimensionering och lokalisering av produktionsanläggningarna för det samlade värmebehovet. Samtidigt kan givetvis vinster av att optimera körordningen och bränslemixen fortfarande realiseras vid en regional integration. I några fall, exempelvis i Staffanstorp, kan småskalig ineffektiv produktion ersättas med högeffektiv kraftvärme eller spillvärme. Det är emellertid svårt att avgöra om dessa vinster överväger de kostnader som en utbyggnad av regional transmissionskapacitet är förknippad med.

Beträffande regional integration i Skåne kan det vara värt att notera att en betydande potential för stordriftsfördelar torde föreligga om produktion och distribution kunde ske för en integrerad marknad som omfattar såväl Skåne som Köpenhamnsområdet.

Nedan följer en genomgång av de olika aktörernas produktion i Stockholm, Skåne samt Göteborg.

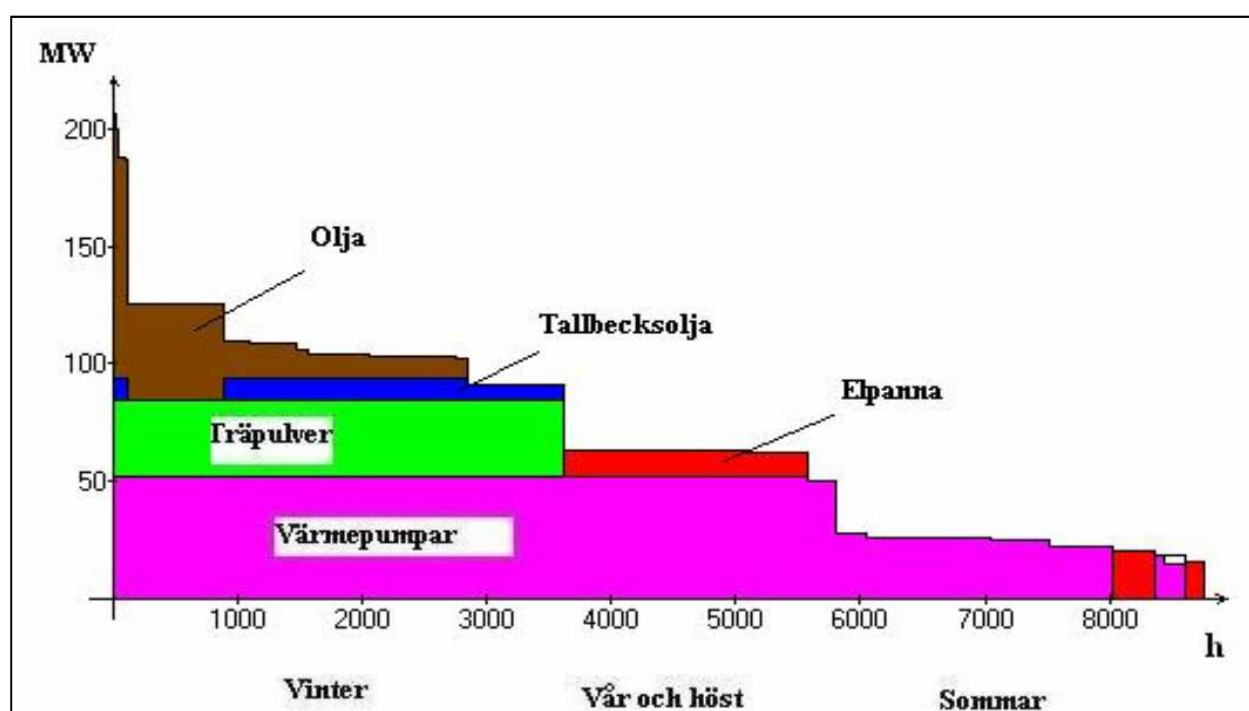
Tabell 32. Baslast och mellanlast hos fjärrvärmelieferantörer i Stockholm, Skåne och Göteborg

Stockholm	Volym	Effekt	Baslast	Effekt	Nyttjandetid	Mellanlast	Effekt	Nyttjandetid
Norrenergi Solna-Sundbyberg	1231 GWh	490 MW	Värmepumpar	100 MW	6500	Träpolverpanna	70 MW	4000
Fortum Värme, nordväst	1964 GWh	725 MW	KVV avfall, flis	170 MW	6500	Värmepumpar	80 MW	5000
E.ON Järfälla	320 GWh	120 MW	Värmepumpar	50 MW	4600	Träpolverpanna	30 MW	2000
E.ON Kungsängen	65 GWh	31 MW	Kylmaskin	3,5 MW	6000	Brikettpanna	7 MW	4000
E.ON Bro	28 GWh	14 MW	Biogaspanna	4 MW	5000	Bioolja	10 MW	1500
E.ON Bålsta	32 GWh	10 MW	Flispanna	4 MW	6000	Växlad spillvärme	2 MW	3500
Fortum Värme, södra/centrala	6888 GWh	2665 MW	KVV avfall, flis	420 MW	7000	KVV kol och VP	700 MW	4000
Söderenergi Igelsta	922 GWh	330 MW	KVV flis	150 MW	6500	Flispanna mm	120 MW	4500
Vattenfall Drevviken (Jordbro)	470 GWh	170 MW	KVV flis	43 MW	6500	Biobränslepanna	80 MW	4000
Vattenfall Uppsala	1572 GWh	600 MW	Avfall	170 MW	6500	KVV torvbriketter	250 MW	2000
Skåne	Volym	Effekt	Baslast	Effekt	Nyttjandetid	Mellanlast	Effekt	Nyttjandetid
Lund Energi	1045 GWh	320 MW	Värmepump	75 MW	7000	Naturgaspanna	150 MW	3500
Öresundskraft Hbg	879 GWh	250 MW	KVV avfall	60 MW	7000	Restvärme, KVV bio	200 MW	3000
Landskrona Energi	270 GWh		KVV retur	30 MW	6500	Restvärme, KVV bio		
E.ON Malmö	2183 GWh	550 MW	Avfall	220 MW	6500	KVV Naturgas	175 MW	4000
E.ON Staffanstorp	26 GWh	23 MW	Flispanna	5 MW	4000	Naturgaspanna	6 MW	1000
Öresundskraft Ängelholm	197 GWh	60 MW	KVV flis	22 MW		Bioolja		
Göteborg	Volym	Effekt	Baslast	Effekt	Nyttjandetid	Mellanlast	Effekt	Nyttjandetid
Göteborg Energi	4801 GWh	1300 MW	Avfall, spillv	400 MW	6500	KVV naturgas	300 MW	4000
Mölnadal Energi	360 GWh	120 MW	KVV grot	91 MW	3900	Torvpanna	65 MW	2000
Lerum Energi	41 GWh	17 MW	Flis/pellets	8 MW	4000	Oljepannor	9 MW	1000
E.ON Mölnlycke	44.7 GWh	9 MW	Flispanna	9 MW	4000	Oljepanna	14,5 MW	1000
E.ON Landvetter	13.9 GWh	9.7 MW	Brikettpanna	4 MW	4000	Oljepanna	5,7 MW	1000

Stockholm

Norrenergi använder värmepumpar som tar energi ur avloppsvatten som baslast samt träpulver som mellanlast i fjärrvärmesystemet i Solna - Sundbyberg. Produktionen år 2004 illustreras i följande figur. I detta system konsumeras betydande volymer fjärrvärme vilket innebär att det är rationellt att investera i mer kostnadseffektiv produktion. Norrenergi har emellertid eftersträvat att uppföra ett nytt kraftvärmeverk i Norra Kymlinge för att rationalisera produktionen. Efter att Solna och Sundbybergs stad under 2011 gett nya ägardirektiv till bolaget överväger Norrenergi istället ett flertal andra alternativ för att rationalisera produktionen, bland annat genom ytterligare integration med andra nät.

Figur 39. Varaktighetsdiagram för Solna - Sundbyberg 2004¹⁰⁹



Fortum Värme har, i samarbete med Sollentuna Energi, påbörjat uppförandet av ett nytt avfallseldat kraftvärmeverk vid Fortum Värmes anläggning i Brista. När denna anläggning är färdigställd kommer Fortum Värmes nordvästra fjärrvärmesystem ha en högeffektiv basproduktion med kraftvärme baserad på avfall och flis. Visst utrymme kommer dock finnas kvar för rationalisering av mellanlastproduktionen, som består av värmepumpar samt pelletseldad kraftvärme. Den stora volymen i systemet innebär att det är rationellt att investera i ytterligare ett kraftvärmeverk för returbränsle eller flis. Dimensioneringen av nätet förutsätter emellertid att sådan produktion lokaliseras mer centralt än vid Bristaverket, vilket

¹⁰⁹ Energimyndigheten (2004), "Energianalys Solna Forskningsrapport inom programmet Uthållig kommun" ER 16: 2004, http://213.115.22.116/System/ViewResource.aspx?p=Energimyndigheten&rl=default:/Resources/Permanent/Statisc/a2ee2b49e7f848adb18a2c6882aeb196/ER16_04W.pdf, s123 figur 33

innebär att ytterligare rationalisering är beroende av tillgängliga geografiska lokaliseringar av kraftvärmeverk. Fortum Värme har presenterat planer på möjliga ombyggnationer vid Hässelbyverket för att rationalisera produktionen ytterligare. Potentiellt skulle ett nytt kraftvärmeverk och integration kunna rationalisera produktionen både i Fortum Värmes nät och i Norrenergis nät.

E.ONs fjärrvärmenät i Järfälla förses med basproduktion från värmepumpar samt mellanlastproduktion från träpulverpannor och biooljepannor. De höga rörliga kostnaderna innebär att produktionen kan rationaliseras. E.ON planerar att uppföra ett nytt kraftvärmeverk i Högbyp, varefter det inte kommer finnas ytterligare möjligheter att rationalisera produktionen.

E.ONs fjärrvärmenät i Kungsängen, Bro respektive Bålsta är av så liten storlek att det inte finns möjlighet för rationella investeringar i produktionsanläggningar i dessa nät. I fjärrvärmenätet i Kungsängen, vilket är det största av de tre, finns dessutom en kylmaskin som genererar värme till baslasten. Produktionen i dessa nät kan enbart rationaliseras genom integration i ett större nät.

I Fortum Värmes fjärrvärmesystem i södra och centrala Stockholm består baslasten av avfallseldad kraftvärme från Högdalenverket samt fliseldad kraftvärme från Söderenergis anläggning i Igelsta. Mellanlastproduktionen består av koleldad kraftvärme i Värtan samt värmepumpar i Hammarby och vid Värtan. Produktionen kan rationaliseras med nya anläggningar med lägre rörlig produktionskostnad, men i praktiken är utrymmet för rationaliseringar ytterst begränsat av möjliga geografiska lokaliseringar av kraftvärmeverk i centrala Stockholm. Fortum Värme driver dock flera projekt för att rationalisera produktionen. Fortum Värme planerar att uppföra ytterligare en avfallseldad panna vid sin anläggning i Högdalen. Vidare planerar Fortum att vid sin anläggning i Värtan dels uppföra ett helt nytt produktionsblock med fliseldad kraftvärme, dels att bygga om två befintliga oljepannor till att leverera kraftvärme från biobränslen. Det bör särskilt noteras att den rörliga produktionskostnaden för koleldad kraftvärme är så pass låg att efter uppförandet av en ny avfallspanna i Högdalen så är ytterligare investeringar i produktionskapacitet enbart rationellt om befintlig infrastruktur kan användas.

Söderenergi producerar fjärrvärme för Södertörn Fjärrvärme och Telge Energis fjärrvärmenät. Söderenergis basproduktion består av bioeldad kraftvärme och mellanlasten består av diverse pannor utan elproduktion. Söderenergi har även ett omfattande samarbete med Fortum Värme, som innebär att Fortum Värme under sommaren levererar avfallseldad kraftvärme till Söderenergi, medan Söderenergi under resten av året levererar biobränsleeldad kraftvärme till Fortum Värme. Det finns i dagsläget utrymme för att rationalisera Söderenergis mellanlastproduktion. Emellertid så behöver Söderenergis situation analyseras i det integrerade fjärrvärmesystemet med Fortum Värme. När Fortum Värme uppför ny produktion i Högdalen och Värtan innebär det att mindre av Söderenergis produktion

kommer att levereras till Fortum Värme och då kommer rationaliseringspotentialen i Söderenergis mellanlastproduktion att minska betydligt.

Vattenfalls fjärrvärmesystem i Drevviken förses med baslast från fliseldad kraftvärme samt mellanlast från en bibränslepanna. Det bör inte finnas någon möjlighet att rationalisera denna produktion genom nyinvesteringar givet fjärrvärmesystemets storlek. Det bör inte heller vara lönsamt att investera i att integrera systemet med Stockholms övriga system då produktionen redan sker till så pass låg rörlig kostnad.

Vattenfall i Uppsala använder avfallseldad värme som basproduktion och mellanlasten är kraftvärme baserad på torvbricketter. Basproduktionen skulle kunna ske till lägre rörlig kostnad med kraftvärmebaserad avfallseldning och mellanlastproduktion skulle kunna ske till lägre rörlig kostnad med oförädlade träbränslen. Givet att anläggningarna redan finns på plats är det dock inte rationellt att investera i nya produktionsanläggningar. Vidare är det inte heller rationellt att integrera Uppsala med Stockholms fjärrvärmesystem på grund av avståndet.

Göteborg

Göteborg Energi använder avfallsbaserad kraftvärme samt restvärme från lokala industrier som baslast och använder naturgaseldad kraftvärme som mellanlast. En stor andel av produktionen sker således till låg rörlig kostnad och utrymmet för ytterligare rationaliseringar bör vara ytterst begränsat.

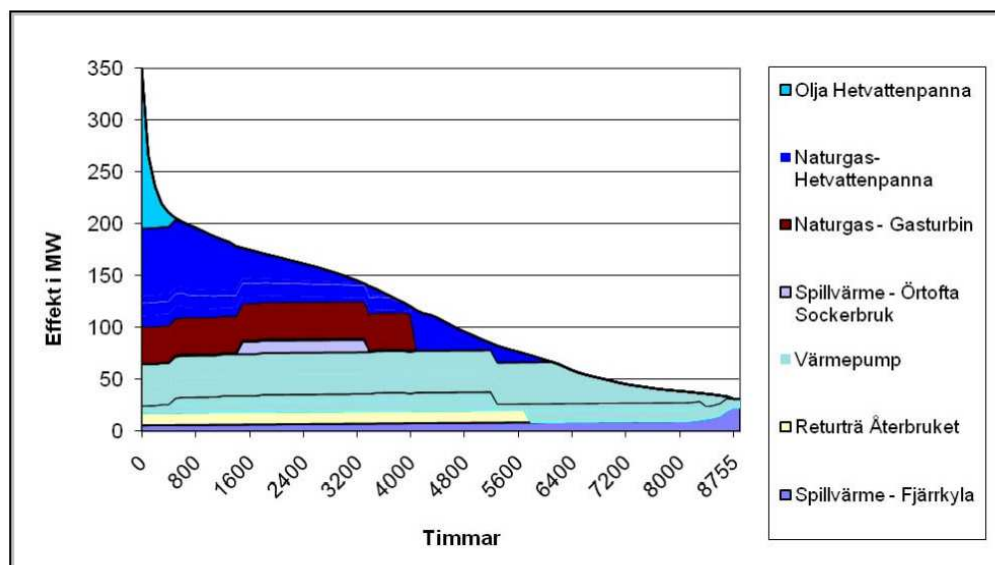
Mölnadal Energi har uppförde ett nytt bibränsleeldat kraftvärmeverk för basproduktion som togs i drift 2009, och sedan dess används äldre torvpannor för mellanlastproduktion. Det innebär att produktionen sker till låg rörlig kostnad och att det inte finns någon rationaliseringspotential.

Lerum Energi, E.ON Mölnlycke samt E.ON Landvetter har samtliga fjärrvärmenät som är för små för att det skall vara rationellt att investera i kraftvärmeanläggningar. Det bör därför inte finnas någon möjlighet att rationalisera nuvarande bibränslebaserad produktion utan att dessa nät integreras i ett större nät, vilket bestäms av kostnaden för att bygga transmissionsledningar till dessa orter.

Skåne

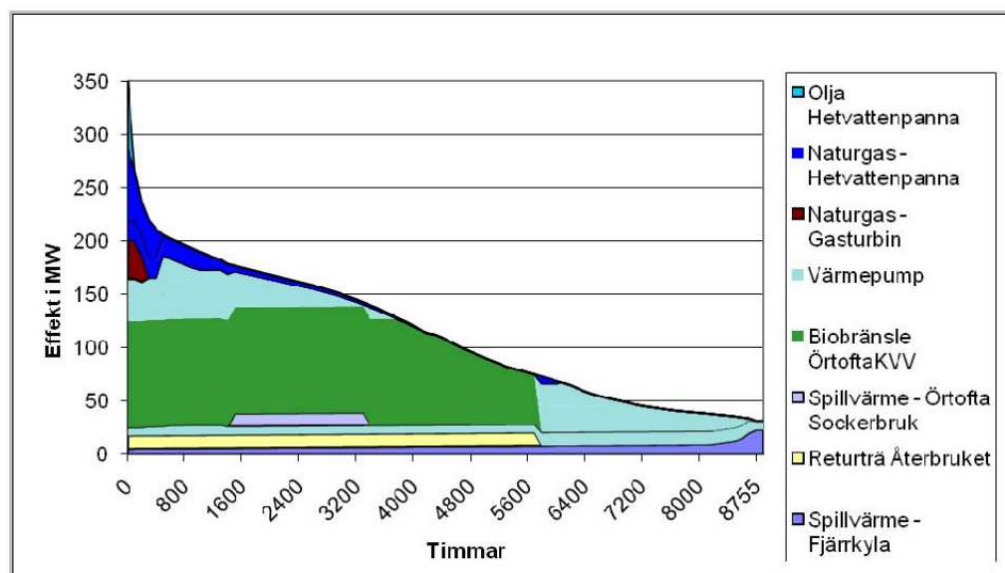
Lund Energi använder idag värmepumpar som baslast och naturgas som mellanlast, vilket illustreras i följande figur. Det innebär att det finns stor potential att rationalisera fjärrvärmeproduktionen.

Figur 40. Varaktighetsdiagram över Lund–Eslöv.¹¹⁰



Rationalisering av fjärrvärmeleveranserna i Lund kan ske antingen med nya anläggningar eller genom integration med närliggande nät. Planer finns på att bygga ett nytt kraftvärmeverk i Örtofta. I följande figur visas ett varaktighetsdiagram för produktionen efter ett eventuellt uppförande av Örtofta kraftvärmeverk och då kommer det knappast finnas ytterligare möjligheter till rationaliseringar.

Figur 41. Varaktighetsdiagram över Lund–Eslöv, planerad produktion.¹¹¹



¹¹⁰ SWECO, "Miljökonsekvensbeskrivning för ett kraftvärmeverk i Övertofta, Eslövs kommun" (2010) SWECO 2010-06-04, http://www.elkv.se/Global/ELKV/Pdfer/Miljoansokan_2010/Bilaga%20B_MKB%20100604.pdf, s15 figur 1, nedladdat 7/9/2011

¹¹¹ SWECO (2010), "Miljökonsekvensbeskrivning för ett kraftvärmeverk i Övertofta, Eslövs kommun" SWECO 2010-06-04, http://www.elkv.se/Global/ELKV/Pdfer/Miljoansokan_2010/Bilaga%20B_MKB%20100604.pdf, s18.

Öresundskraft i Helsingborg använder idag spillvärme som baslast samt pelletseldad kraftvärme som mellanlast, vilket innebär att det finns utrymme för att rationalisera produktionen då pelletseldad kraftvärmeproduktion har förhållandevis hög rörlig kostnad. Öresundskraft har emellertid påbörjat uppförandet av ett nytt avfallseldat kraftvärmeverk vid en existerande återvinningsanläggning i Helsingborg. Med detta kraftvärmeverk i drift kommer det inte finnas ytterligare potential för att rationalisera produktionen, i synnerhet då nätet även är integrerat med Landskrona.

Landskrona Energi har påbörjat byggandet av ett nytt returbränslebaserat kraftvärmeverk. När den anläggningen är uppförd kommer Landskrona, i ett integrerat system med Helsingborg, ha tillgång till diversifierad produktion i form av avfallsbaserad och returbränslebaserad kraftvärme som baslast, och restvärme från industrier samt pelletsbaserad kraftvärme som mellanlast. Någon potential för att rationalisera produktionen ytterligare kommer då inte att finnas.

E.ON Malmö har produktion av fjärrvärme baserat på avfall och kraftvärme från naturgas, vilket innebär att baslast och mellanlastproduktion sker till låg rörlig kostnad. Någon potential för rationaliseringar finns således inte.

E.ON i Staffanstorp producerar fjärrvärme med en flispanna och en naturgaspanna. Nätet är för litet för att det skall vara rationellt att investera i en kraftvärmeanläggning. Rationalisering av produktionen förutsätter därför en integration med närliggande nät.

Öresundskraft i Ängelholm har kraftvärmeproduktion i Åkerslundsverket baserat på returbränslen och flis vilket utgör större delen den levererade värmen i nätet. Det bör därför inte finnas någon potential för att rationalisera produktionen ytterligare. Vid integration med ett större nät skulle mellanlast och spetsproduktion kunna effektiviseras, men dessa vinster skulle knappast kunna överväga kostnaden för transmissionskapacitet.

8.5 Utnyttjande av spillvärme

Samhällsekonomiskt rationell användning av industriell spillvärme förutsätter bra marknadsvillkor. En grundläggande fråga är därför om förutsättningarna för leverans och försäljning av restvärme kan förändras till det bättre. På denna punkt har TPA-utredningen och Europeiska Kommissionen kommit med delvis olika recept. Båda dessa förslag har dock stora brister.

TPA-utredningen föreslår en uppbyggnad av dagens integrerade fjärrvärmebolag i kombination med en rätt för spillvärmeleverantörer att begära tillträde till fjärrvärmenäten. Industrier med restvärme kan därmed ansluta sig till existerande fjärrvärmenät och sälja sin värme till handlare som i sin tur säljer till slutkund, vilket medför att leveranser från olika värmekällor sker oberoende av varandra.

Kommissionen går emellertid betydligt längre. Enligt EED, förslaget till nytt energieffektiviseringsdirektiv KOM(2011) 370 final, ska industrier som alstrar en stor volym restvärme vara skyldiga att leverera denna till fjärrvärmenät. Kommissionen tänker sig också att restvärmeproducerande industrier ska tvingas betala anslutningen till fjärrvärmenät och om nödvändigt de kostnader som uppkommer för att bygga ut och förstärka de nät som krävs för att värmen ska kunna distribueras till värmekunderna.

Artikel 10 punkt 8 i Kommissions förslag lyder:

Member States shall adopt authorisation or equivalent permitting criteria to ensure that industrial installations with a total thermal input exceeding 20 MW generating waste heat that are built or substantially refurbished after [the entry into force of this Directive] capture and make use of their waste heat.

Member States shall establish mechanisms to ensure the connection of these installations to district heating and cooling networks. They may require these installations to bear the connection charges and the cost of developing the district heating and cooling networks necessary to transport their waste heat to consumers.

Kommissionens förslag skulle, om det antas, försätta spillvärmeleverantörerna i en mycket svag sits. I princip ska restvärmeleverantörerna vara skyldiga att leverera och att bära kostnaderna för återvinning av värmen oavsett om detta är kommersiellt motiverat eller inte. Räntabiliteten på de investeringar som spillvärmeleverantörerna kan tvingas göra riskerar att bli mycket låg.

Problemet med TPA-utredningens förslag, å andra sidan, är att det bygger på att spillvärme förädlas till fjärrvärme oberoende av fjärrvärmebolagen. Detta kräver ett engagemang i fler led i värdekedjan.

Fjärrvärmekunderna förväntar sig att kunna köpa uppvärmning av sina fastigheter året runt, oberoende av väder. Kunderna efterfrågar inte bulkvärme ex factory.

I försäljningsledet i förädlingskedjan måste leverantören tillhandahålla prissättning, kundtjänst, rådgivning, mätning, fakturering mm. I distributionsledet måste leverantören tillhandahålla transmission och distribution från produktionsplats till kundens fastighet. Med en separation av handel, distribution och produktion kan spillvärmeleveranser kompletteras med tjänster från nätinnehavare och fjärrvärmehandlare. Men detta är emellertid i de flesta fall otillräckligt för att få en färdig fjärrvärmeprodukt med acceptabel kvalitet och till konkurrenskraftig totalkostnad.

Även i produktionsledet sker viktig förädling av värme från separata värmekällor till fjärrvärme. Denna förädling består i reservproduktion vid driftstopp, produktion i differentierade anläggningar för att minimera kostnaden för bas-, mellan- och spetslast, temperaturhöjning till nödvändig

framledningstemperatur givet rådande distributionskapacitet och kundernas förväntade behov samt produktionsplanering och optimering baserat på rådande bränslepriser.

Spillvärme kan i många fall vara mer värdefull om synergier i produktionsledet och på systemnivå kan realiseras. Dessutom blir spillvärmebolagens leveransförhållanden stabilare, enklare och mer långsiktiga med en industriell motpart (fjärrvärmeproducenten), vilket gör att spillvärmeproducenten kan behålla fokus på sin kärnaffär och fortsätta att betrakta värme som en rest- eller biprodukt. Dessa förutsättningar riskerar att försämrats, snarare än förbättras, med TPA-förslaget.

TPA-utredningens och EU-kommissionens förslag att genom politisk reglering och intervention öka användningen av industriell restvärme riskerar att sänka snarare än att höja den samhällsekonomiska effektiviteten i fjärrvärmebranschen.

Samhällsekonomiskt optimal användning av industriell restvärme är en avvägning mellan nytta och kostnader. Beroende på omständigheterna är det olika kostsamt att utvinna spillvärmerna, att distribuera den till användningspunkten, att anpassa temperaturen till de krav som finns i primär- och sekundärsystemen samt att komplettera med nödvändig effekt för spets- och reservlast.

Eftersom TPA-utredningen (genom politisk uppbyggnad av fjärrvärmeföretag och regulatoriska rättigheter för restvärmeproducenter att ansluta sig till fjärrvärmenät) och Europeiska Kommissionen (genom regulatoriska skyldigheter för restvärmeproducenter att ansluta sig till, inklusive kravet att om så krävs bygga och förstärka, fjärrvärmenät) vill öka användningen av industriell restvärme så måste ett antal grundläggande frågor ställas och besvaras. Används det i ett samhällsekonomiskt perspektiv för lite industriell restvärme i Sverige? Vad är i så fall orsaken till detta suboptimala utnyttjande? Och slutligen, vilka åtgärder är lämpliga att vidta för att komma till rätta med problemet?

Marknadsmässiga aktörer har inga drivkrafter att stänga ute spillvärme om värdet överstiger kostnaden. Kommersiellt styrda bolag kan antas eftersträva lösningar som minimerar kostnaden och maximerar nyttan. Även om det kan finnas intressekonflikter mellan kommersiella aktörer som beror på olika intresse av hur vinsten ska fördelas är det oftast mest rationellt att först komma överens om en uppgörelse som minimerar kostnaden och maximerar den sammanlagda vinsten för att sedan lösa frågan om resultatets fördelning. Finns det då risk för att industriell restvärme underutnyttjas av andra skäl och, i så fall, vad är lämplig policy?

Användningen av industriell restvärme hindras av politisk styrning på energiområdet – elcertifikaten till biobaserad kraftvärmeproduktion i kombination med deponiförbudet för hushållsavfall – samt icke-marknadsmässigt agerande av fjärrvärmebolag. Inget av dessa hinder beror på ett marknadsmisslyckande.

Det leder oss till frågan vad som är en lämplig politik för att åstadkomma rationellt utnyttjande av industriell restvärme.

TPA-utredningen föreslår en uppbyggnad av dagens integrerade fjärrvärmebolag i kombination med en rätt för spillvärmeleverantörer att begära tillträde till fjärrvärmenäten. Industrier med restvärme kan därmed ansluta sig till existerande fjärrvärmenät och sälja sin värme till handlare som i sin tur säljer till slutkund, vilket medför att leveranser från olika värmekällor sker oberoende av varandra.

Problemet med TPA-utredningens förslag är att det bygger på den konceptuella idén att den industriella restvärmen förädlas till fjärrvärme oberoende av fjärrvärmebolagen.

Detta är problematiskt och kostsamt eftersom viktiga synergier går förlorade (kostnadsminimerande kapacitetsuppbyggnad, poolning av reservkapacitet, optimering av körordning, utjämning av effektspikar, sänkning av returtemperatur mm) och bolagen med restvärme möter en betydande utmaning när verksamheten måste integreras framåt i förädlingskedjan (leveransgarantier, mellanlastproduktion, kompletterande spets-/reservkapacitet, försäljning).

Det torde vara bättre att förbättra villkoren för industriell restvärme som insatsvara i fjärrvärmeverksamhet. Detta kan potentiellt ske på flera sätt. En möjlighet är att tillkommande basproduktionskapacitet konkurrensutsätts. Exempelvis genom att kraftvärmeproduktion, industriell restvärme och överskottsvärme från andra källor prövas under upphandlingsliknande former.

Tillträdesrätt för spillvärmeproducenter till fjärrvärmenäten i kombination med en skyldighet för fjärrvärmebolag att köpa industriell restvärme till ett pris som motsvarar fjärrvärmeproducentens egen alternativkostnad för den aktuella värmevolymen skulle också ge väsentligt bättre marknadsvillkor för den industriella restvärmen.

Särskilt om Oskarshamn

Oskarshamns Energi har övervägt olika alternativ, spillvärme från Södra Cell i Mönsterås, byggnation av en ny och egen anläggning i Oskarshamn, spill- och avtappningsvärme från kärnkraftverket OKG, för att kunna öka leveranskapaciteten av fjärrvärme.¹¹²

¹¹² Barometern (2011), "Oskarshamn energi satsar på eget kraftvärmeverk", 2011-05-06 [http://www.barometern.se/nyheter/oskarshamn/oskarshamn-energi-satsar-pa-eget-kraftvarmeverk\(2756528\).gm](http://www.barometern.se/nyheter/oskarshamn/oskarshamn-energi-satsar-pa-eget-kraftvarmeverk(2756528).gm), Nyheterna.net (2011), "Fjärrvärme från O3:an, OKG hoppas få leverera spillvärme till Oskarshamn Energi", 2011-01-12 http://www.nyheterna.net/nyheter/oskarshamn/fjaerrvaerme_fraan_o3_an samt Nyheterna.net (2011), "Sa ja till nytt kraftvärmeverk", 2011-06-14 http://www.nyheterna.net/nyheter/oskarshamn/sa_ja_till_nytt_kraftvaermeverk

Beslutet att bygga ett nytt biobränsleeldat kraftvärmeverk i Oskarshamn fattades i juni 2011 och byggnationen har redan påbörjats. De andra alternativen ansågs alltför osäkra samt inte lika konkurrenskraftiga. Avståndet från fjärrvärmenätet i Oskarshamn och Södra Cell i Mönsterås ansågs vara alltför långt.

Andra anledningar till beslutet att inte använda spill- och avtappningsvärme från kärnkraftverket OKG som angetts är; osäkerhet kring OKGs långsiktiga leveransförmåga samt att den befintliga basproduktionen i Oskarshamns fjärrvärmesystem gynnas av intäkter från höga elpriser och elcertifikat eftersom den förnybara kraftvärmeproduktionen tilldelas elcertifikat samtidigt som dagens elpriser gör produktionen mer lönsam.

Tabell 33. Produktion i Oskarshamn¹¹³

Anläggning	Bränsle	Produktion, GWh
Värmeverket i Norra Hamnen 2009		
Kraftvärmeverk	Diesel	4
Diverse pannor	Spån, bark, flis	69
Panna	Gasol, eo	30
Panncentral 2009		
Panna	Bioolja	20
Kristineberg 2009		
VP	VP	7

¹¹³ Oskarshamns Energi (2010), "Årsredovisning 2009", "Fjärrvärmeproduktion, GWh", nedladdat 7/9/2011 <http://www.oskarshamnenergi.se/website1/1.0.1.0/105/Arsredo2009.pdf> , s5-17

9 Sammanfattande slutsats

TPA-utredningens förslag till tvingande uppbyggnad och en långtgående statlig reglering av fjärrvärmebolagens verksamhet är förknippad med betydande risker och kostnader. Dagens fjärrvärmebolag är integrerade för att det är kommersiellt och samhällsekonomiskt rationellt. Integration sänker kostnaderna och bidrar till internalisering av viktiga systemvärden. Den nuvarande vertikala affärsmodellen är både marknadsmässigt effektiv och beprövad. Den affärsmodell som föreslås av TPA-utredningen är regulatorisk och oprövad.

Det finns litet empiriskt stöd för att fjärrvärmebranschen fungerar ineffektivt under nuvarande regelverk. Det finns inget stöd för hypotesen att prissättningen skulle leda till för lite konsumtion av fjärrvärme. Vidare har fjärrvärmebolagen gjort och fortsätter att göra omfattande investeringar som sänker produktionskostnaden. Nya investeringar leder till att billigare bränslen kan utnyttjas samt att den samlade produktionen av värme, el och andra biprodukter ökar per enhet insatt bränsle. Omfattande investeringar i integration bidrar till regional produktion och distribution, vilket gör att stordriftsfördelar kan realiseras. Restvärmeanvändningen är omfattande och i princip hela den ekonomiskt relevanta potentialen för användning av industriell restvärme tycks realiserad under nuvarande energipolitik och med nuvarande politiska styrmedel. Någon generell potential för en kvantitativt betydelsefull produktivitetsförbättring kan således inte identifieras.

I några viktiga fall kan tredjepartstillträde komma att bidra till effektivare produktion och realisering av stordriftsfördelar som, av politiska och andra skäl, inte realiseras under nuvarande marknadsförhållanden. Utrymmet för lokal utestängning av konkurrenskraftig värmeproduktion kommer att minska, vilket begränsar utrymmet för att använda kommunalt ägda fjärrvärmebolags verksamhet för att uppnå kommunalpolitiska miljömål när detta står i strid med kostnadseffektivitet.

Avslutningsvis visar en empirisk kvantifiering att merparten av överskottet som skapas vid produktion och distribution av fjärrvärme tillfaller kunderna. Generellt sett har kunder som haft möjlighet att välja fjärrvärme en högre nytta över tid än de värmekunder som inte haft denna valmöjlighet.

Källförteckning

Andersson, Roland (1982) "Hetvattentunnel från Forsmark", Ekonomisk debatt 2/82

<http://www2.ne.su.se/ed/pdf/10-2-ra.pdf>

ABB (2008) "Energieffektivt i historisk miljö när Lunds Energi knyter ihop fjärrvärmenäten"

<http://www.abb.se/cawp/db0003db002698/305083938e80cf18c1257363004298cb.aspx>

Barometern (2011), "Oskarshamn energi satsar på eget kraftvärmeverk", 2011-05-06

[http://www.barometern.se/nyheter/oskarshamn/oskarshamn-energi-satsar-pa-eg-et-kraftvarmeverk\(2756528\).gm](http://www.barometern.se/nyheter/oskarshamn/oskarshamn-energi-satsar-pa-eg-et-kraftvarmeverk(2756528).gm)

BeBo (2008) "Ekonomisk och driftserfarenhetsmässig utvärdering av bergvärmepumpar"

CELEC (2010) "Enkätundersökning om restvärme" finns att tillgå på <http://tpaforum.net/?p=2240>

CELEC (2011) "Enkätundersökning om fjärrvärmenät."

Chemrec och Domsjö Fabriker (2011) "Godkänt FoU-stöd till biodrivmedelsprojekt i Domsjö", 2011-01-

26 http://www.mynewsdesk.com/se/pressroom/chemrec_ab/pressrelease/view/godkaent-fou-stoed-till-biodrivmedelsprojekt-i-domsjoe-570362

Elforsk (2008) "Inventering av framtidens el- och värmeproduktionstekniker, delrapport

Energikombinat" Elforsk rapport 08:79. Henrik Thunman, Fredrik Lind och Filip Johnsson, Chalmers Tekniska Högskola.

Elforsk (2011) "Kylvattenvärme från kärnkraft i fjärrvärmesystem Etapp 1 – Kärnkraftsanläggningen"

Elforsk rapport 11:53.

Elforsk (2011) "Kylvattenvärme från kärnkraft i fjärrvärmesystem Etapp 2 – Systemstudie" Elforsk

rapport 11:54. Anders Ångström och Helena Nielsen, Econ Pöyry.

Energimarknadsinspektionen (2010-2011). Inrapporterad data till Energimarknadsinspektionen för 2009,

"resultaträkning", "balansräkning skulder", "särskild rapport", "produktion", "distribution" samt

"levererad värme". Uppgifter för år 2010 avser preliminär data från EI.

Energimyndigheten (2004), "Energianalys Solna Forskningsrapport inom programmet Uthållig kommun"

ER 16: 2004

http://213.115.22.116/System/ViewResource.aspx?p=Energimyndigheten&rl=default:/Resources/Permanent/Static/a2ee2b49e7f848adb18a2c6882aeb196/ER16_04W.pdf

Energimyndigheten (2009), "Prisblad för biobränslen, torv mm. Nr 1/2009", flera årgångar

Energimyndigheten (2010) "Kärnkraften nu och i framtiden" ER 2010:2

Energimyndigheten (2010) "Energiläget i siffror 2010", samt flera årgångar. Bl.a. ET 2008:20 tabell till figur 14, 31, 33, 42, 43 och ET 2010:46 tabell 2.3 och tabell till figur 30

Energimyndigheten (2011), Energistatistik för flerbostadshus 2009. Statens Energimyndighet. (ES 2011:0), tabell 2.3. ISSN: 1654-7543

E.ON (2010), "Fakta om våra anläggningar" http://www.eon.se/upload/eon-se-2-0/dokument/privatkund/produkter_priser/fjarrvarme/lokala-fjarrvarmesidor/Faktafolder_Sthlm_vast.pdf, nedladdat 7/9/2011

E.ON (2011) "Nya energiskatter från 1 januari 2009" <http://www.eon.se/templates/Eon2TextPage.aspx?id=59956&epslanguage=SV>

E.ON (2011) "om Händelöverket" http://www.eon.se/templates/Eon2Dynamic1_1_1.aspx?id=60218&epslanguage=Sv

E.ON (2011) "Händelö kraftvärmeverk" http://www.eon.se/upload/eon-se-2-0/dokument/extranet/handloverket/P15_presentation.pdf

E.ON (2011), "Fjärrvärmeledning i Söderköping snart klar" <http://www.eon.se/templates/Eon2TextPage.aspx?id=63863&epslanguage=SV>

E.ON (2011) "Här produceras din fjärrvärme" <http://www.eon.se/templates/Eon2TextPage.aspx?id=59735&epslanguage=SV>

E.ON (2011) "Bio2G: Biogas från skogen" <http://www.eon.se/templates/Eon2TextPage.aspx?id=70779&epslanguage=SV>

E.ON (2011) "Underlag för samråd enligt miljöbalken Anläggning för produktion av biogas genom förgasning av biobränsle i Helsingborg samt uttag av kylvatten från Öresund", E.ON Gasification Development AB, mars 2011 http://www.eon.se/upload/eon-se-2-0/dokument/om_eon/om_energi/produktion/Samradsunderlag-Helsingborg-110309.pdf

E.ON (2011) "Lokalisering, tillstånd och samråd" <http://www.eon.se/templates/eon2TextPage.aspx?id=70929&epslanguage=SV>

Eriksson, Carl-Magnus, (2011), Lunds tekniska högskola. "Forum 4/8: Samhällsekonomiska vinster med regionala fjärrvärmenät", tillgänglig på <http://tpaforum.net/?p=1204>

Eriksson, Carl-Magnus (2011) "Samhällsekonomiska vinster med regionala fjärrvärmenät - En fallstudie på västra Skåne", Lunds tekniska högskola.

European Biofuel Technology Platform (2011), "Biomass to Liquids" <http://www.biofuelstp.eu/btl.html>

Folkbladet (2008), "E.ON satsar på fjärrvärme i Söderköping" 2008-09-11
<http://www.folkbladet.se/nyheter/soderkoping/artikel.aspx?articleid=4091256>

Fjärrvärmekanalerna (2010) "Fortum Värme ökar flexibiliteten", 2010-03-05
<http://nordiskaprojekt.se/fjarrvarme/1741/fortum-varme-okar-flexibiliteten.aspx>

Fortum (2009) "Ansökan om principbeslut för byggande av kärnkraftversenheten Loviisa 3", Fortum Power and Heat Oy http://www.tem.fi/files/21758/Fortum_2009_Loviisa3_PAP-hakemus_sve_secured_matalares.pdf

Fortum Värme (2010), Systemdokument Fjärrvärme Stockholm

Fortum Värme (2011) Normalprislista

Göteborg Energi (2011) Normalprislista

Göteborg Energi, Lars Larsson

Göteborg Energi (2011) "GoBiGas"
http://www.goteborgenergi.se/Privat/Projekt_och_etableringar/GoBiGas

Göteborg Energi (2011) "GoBiGas byggs i två etapper" <http://www.gobigas.se/Sv/Anlaggnngen>

Helsingborgs Dagblad (2008), "Mer biolja när spillvärme minskar" 2008-12-15
<http://hd.se/hoganas/2008/12/15/mer-biolja-naer-spillvaermen-gaar>

Industrigruppen Återvunnen Energi (2011), nyhetsbrev september 2011
http://www.atervunnenenergi.se/wp-content/uploads/2011/09/iae_nyhetsbrev_sep2011.pdf

Innventia AB (2011) "EU stödjer svensk energipolitisk satsning på LignoBoost", 2011-01-14
http://www.mynewsdesk.com/se/pressroom/innventia_ab/pressrelease/view/eu-stoedjer-svensk-energipolitisk-satsning-paa-lignoboost-563854

Index Mundi (2011) "Råoljepris" <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=crude-oil&months=360>

Laholms kommun (2007) "Energistrategi för Laholms kommun" s. 22
<http://www.laholm.se/Upload/kom/Energi/Energistrategi%202007.pdf>

Landskrona stad (2010), pressmeddelande 2010-12: "Gemensamt fjärrvärmenät utreds"
<http://landskrona.se/pages/Page.aspx?pageId=4830&newsId=175>

Landskrona stad (2011), Energiplan <http://www.landskrona.se/bo-bygga/Service--abonnemang/Energiraadgivning/Energiplan.aspx>

Lindroth, A. and Vidlund, A. (2011). "Forum 18/8: TPA och optimeringen – vad händer?" Tpaforum.net
Varaktighetsdiagram för Fortum Värmes södra och centrala nät och Söderenergi. 2011-08-18,
<http://tpaforum.net/?p=2813>

Länsstyrelsen Östergötland (2008), "Styrkor och potential för utveckling inom klimat- och energiområdet i Östergötlands län" http://www.lansstyrelsen.se/ostergotland/SiteCollectionDocuments/sv/miljo-och-klimat/klimat-och-energi/energi/Styrkor_och_potential.pdf

The Magazine Renewables International (2011), "Choren files for bankruptcy", 2011-07-19
<http://www.renewablesinternational.net/choren-files-for-bankruptcy/150/515/31463/>

Metso "Lignin from black liquor, LignoBoost"
[http://www.metso.com/pulpandpaper/recovery_boiler_prod.nsf/WebWID/WTB-090526-22575-B3707/\\$File/Lignoboost%2020090526.pdf](http://www.metso.com/pulpandpaper/recovery_boiler_prod.nsf/WebWID/WTB-090526-22575-B3707/$File/Lignoboost%2020090526.pdf)

Metso (2010) "LignoBoost I verkligheten", presentation av Anders Larsson, Panndagarna i Södertälje 2010
http://www.vok.nu/Upload/Presentationer/panndagarna_10/Panndagarna2010_Anders_Larsson.pdf

Motta, M. (2004), *Competition Policy: Theory and Practice*. Cambridge University Press, New York.

Mullsjö Fjärrvärme AB, (2006) Miljökonsekvensbeskrivning "Ny värmecentral i Mullsjö kommun"
<http://www.mullsjo.se/upload/MKB%20060502-a.pdf>

Naturskyddsföreningen, Jesper Peterson

Naturvårdsverket (2011), Utsläpp från energisektorn.

Neste Oil (2009) "BTL Joint Venture", StoraEnso och Neste Oil, presentation av Steven Gust, 2nd Stakeholders Plenary Meeting 2009-01-22, Porvoo, Finland

http://www.biofuelstp.eu/spm2/pdfs/Steven_Gust.pdf

Nils Holgersson, Avgiftsundersökning "Fastigheten Nils Holgerssons underbara resa genom Sverige", flera år.

Nilsson, M. and Parmler, J. (2010). Pressinformation "Elbranschen och Fjärrvärme 2010 enligt Svenskt Kvalitetsindex" Svenskt Kvalitetsindex.

<http://feed.ne.cision.com/wpyfs/00/00/00/00/00/13/20/63/wkr0001.pdf>

NorrEnergi (2011) "Om produktion"

http://www.norrenergi.se/NE_hemsida/fjarrvarme_produktion.aspx

NorrEnergi (2010) Verksamhetsgenomlysning, REKO,

http://www.norrenergi.se/NE_hemsida/down/Verksamhetsgenomlysning%202010.pdf

Nyheter.net (2011), "Fjärrvärme från O3:an, OKG hoppas få leverera spillvärme till Oskarshamn Energi", 2011-01-12 http://www.nyheter.net/nyheter/oskarshamn/fjaerrvaerme_fraan_o3_an

Nyheter.net (2011), "Sa ja till nytt kraftvärmeverk", 2011-06-14

http://www.nyheter.net/nyheter/oskarshamn/sa_ja_till_nytt_kraftvaermeverk

Oskarshamns Energi (2010), "Årsredovisning 2009", s5-17 figur "Fjärrvärmeproduktion, GWh", nedladdat 7/9/2011 <http://www.oskarshamnenergi.se/website1/1.0.1.0/105/Arsredo2009.pdf>,

Parmler, J. (2010). Pressinformation "Utvecklingen för hela ekonomin enligt Svenskt Kvalitetsindex" Svenskt Kvalitetsindex. <http://feed.ne.cision.com/wpyfs/00/00/00/00/00/10/67/78/wkr0011.pdf>

SCB, "El-, gas- och fjärrvärmeförsörjningen", SCB Statistiska Meddelanden EN11SM0901, flera årgångar.

SCB, Pris för eldningsolja (inkl. skatt och moms) till villakunder januari 2001-mars 2011

SCB, Priser på el för hushållskunder 2007-,

SCB, Fjärrvärmepriiser (inkl. moms) för flerbostadshus jan 2001 - mars 2011

SCB, Naturgaspriser för hushållskunder, flera årgångar

SCB (2011) Producentprisindex (PPI) efter produktgrupp SPIN 2007. År 1990-2010

SCB (2011) "Priser på elenergi och på överföring av el (nätтарiffer): Elpriser för olika typkunder, tidsserie"

SCB (2011) "Priser på elenergi och på överföring av el (nättariffer): Elnätspriser för olika typkunder, tidsserie"

Skatteverket (2011), "Historiska Skattesatser",

<http://www.skatteverket.se/foretagorganisationer/skatter/punktskatter/allapunktskatter/energiskatter.4.18e1b10334e8bc8000843.html>

SOU (2005), "Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden" SOU 2005:33

SOU (2011), "Fjärrvärme i konkurrens", betänkande av TPA-utredningen, SOU 2011:44, Stockholm 2011

SPI, Svenska Petroleum Institutet (2011) "Priser och skatter, försäljningspris av eldningsolja i Sverige"

<http://spi.se/statistik/priser/eldningsolja?gb0=year&df0=2002-01-01&dt0=2011-12-31>

Svensk Energi (2011), Elåret 2001-2010, flera årgångar <http://www.svenskenergi.se/sv/Om-el/Statistik/Elaret/>

Svensk Fjärrvärme (2009), "Spillvärme från industrier och lokaler, Fjärrsyn rapport 2009:12

Svensk Fjärrvärme (2011), "Bränslen och Produktion 2009". <http://www.svenskfjarrvarme.se/Statistik--Pris/Fjarrvarme/Energitillforsel/>

Svenskt kvalitetsindex (2010) "Elbranschen och fjärrvärme 2010 enligt Svenskt kvalitetsindex"

Svenskt kvalitetsindex (2010) "Utvecklingen för hela ekonomin enligt Svenskt Kvalitetsindex"

Skogsstyrelsen, (SVO): Priser på trädbränsle och torv per MWh, fritt förbrukare, löpande priser exkl. skatt.

SWECO (2010), "Miljökonsekvensbeskrivning för ett kraftvärmeverk i Övertofta, Eslövs kommun"

SWECO 2010-06-04, nedladdat 7/9/2011

http://www.elkv.se/Global/ELKV/Pdfer/Miljoansokan_2010/Bilaga%20B_MKB%20100604.pdf,

Svenska Kraftnät (2011) Cesar Elcertifikat <http://elcertifikat.svk.se/cmcall.asp>

Söderenergi, årsredovisning 2009

Söderenergi (2010), Pressmeddelande: "Kungen invigde Igelsta kraftvärmeverk", 2010-03-17

Energinyheter (2008) "Igelsta kraftvärmeverk i en klass för sig", 2008-09-22

<http://www.energinyheter.se/2008/09/igelsta-kraftvarmeverk-i-en-klass-for-sig>

Tekniska verken i Linköping (2011) Normalprislista

Tekniska Verken Linköping, Jan Lindeberg

Tekniska Verken Linköping, Kåre Larsson, "Projekt om fjärrvärmeledning mellan Landskrona och Helsingborg"

Uddevalla Energi (2011), "Lillesjöverket", "Hovhultsverket" och "Brattåsverket", nedladdat 7/9/2011 <http://uddevallaenergi.se/omoss/varverksamhet/varaproduktionsanlaggningar/varme.4.2f7e9e4f12cf88c31458000364.html>,

Vattenfall Power Consultants (2010), Daniel Welander: "Kan vi nyttja kylvattenvärmen i framtida kärnkraftverk? http://www.elforsk.se/Global/Elforskdagen/Dokumentation-10/El-%20och%20V%C3%A4rme/d_welander.pdf

Vattenfall Uppsala (2011) Normalprislista

Werner, S (2008),

<http://www.greenhouse.falkenberg.se/download/18.35b6d2ec11c23e6168280004106/Sven+Werner+081002.pdf>

Werner, S (2009), "Fjärrvärmens priselasticitet", rapport inom projektet Fjärrvärmens Systemteknik, Högskolan i Halmstad

VärmlandsMetanol (2011) "Bioraffinaderi planeras i Kumla"

<http://www.varmlandsmetanol.se/Pressrelease%20Sakab.pdf>

VärmlandsMetanol (2011) "Nu startar förstudien för det planerade bioraffinaderiet i Kumla"

<http://www.varmlandsmetanol.se/dokument/Pressmeddelande%20Bioraffinaderi%20110627.pdf>

VärmlandsMetanol (2011) "Om projektet" <http://www.varmlandsmetanol.se/Om%20Projektet.htm>

ÄFAB (2009), "Prisutveckling bulkpellets", <http://www.afabinfo.com/pelletspriser.asp>. Tillgänglig 20091106.