Heltäckande bedömning av potentialen för att använda högeffektiv kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla.

Främjande av effektiv värme och kyla i enlighet med bestämmelser i artikel 14 (1) i Energi-effektiviseringsdirektivet.

ER 2013:24

Böcker och rapporter utgivna av Statens
energimyndighet kan beställas via
www.energimyndigheten.se
Orderfax: 08-505 933 99
e-post: energimyndigheten@cm.se

© Statens energimyndighet

ER 2013:24

ISSN 1403-1892

Förord

Den 29 november 2012 beslutade regeringen att ge Energimyndigheten i uppdrag att göra en heltäckande bedömning av potentialen för att använda högeffektiv kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla i enlighet med bestämmelser i artikel 14 (1) och tillhörande bilaga VIII i Europaparlamentets och rådets direktiv 2012/27/EU av den 25 oktober 2012 om energieffektivitet, om ändring av direktiven 2009/125/EG och 2010/30/EU och om upphävande av direktiven 2004/8/EG och 2006/32/EG.

I arbetet med att göra den heltäckande bedömningen har Energimyndigheten till stor del använt sig av konsultfirman Profus rapport *Potentialen för kraftvärme fjärrvärme och fjärrkyla (2013:15)*. Rapporten togs fram inom forskningsprogrammet Fjärrsyn som delfinansieras av Energimyndigheten. Energimyndigheten deltog i referensgruppen till projektet.

Under uppdragets gång har två referensgruppsmöten hållits. Deltagare i referensgruppen var: Anders Ydstedt från Industrigruppen Återvunnen Energi, Erik Thornström från Svensk Fjärrvarme, Håkan Sköldberg från Profu, Katarina Abrahamsson och Johan Nilsson från Energimarknadsinspektionen samt Erik Dotzauer från Fortum värme.

Utredningsledare har varit Daniel Friberg. I projektgruppen har även ingått Sara Björkroth och Sofia Andersson. Kvalitetssäkrare har varit Kristina Holmgren.

Erik Brandsma	Daniel Friberg
Generaldirektör	Projektledare

Förkortningar och definitioner

Alfavärde: Förhållandet (kvoten) mellan producerad el och värme i ett kraftvärmeverk.

EED / Energieffektiviseringsdirektivet: Europaparlamentets och rådets direktiv 2012/27/EU av den 25 oktober 2012 om energieffektivitet, om ändring av direktiven 2009/125/EG och 2010/30/EU och om upphävande av direktiven 2004/8/EG och 2006/32/EG.

Effektivt system för fjärrvärme och fjärrkyla[1]: System för fjärrvärme eller fjärrkyla som använder minst 50 % förnybar energi, 50 % spillvärme, 75 % kraftvärmeproducerad värme eller 50 % av en kombination av sådan energi och värme.

Effektiv värme och kyla[2]: En värme- och kylmöjlighet som, jämfört med ett referensscenario som återspeglar ett scenario där man fortsätter som tidigare, mätbart minskar den primärenergiinsats som behövs för att leverera en enhet levererad energi inom en relevant systemgräns på ett kostnadseffektivt sätt, i enlighet med bedömningen i den kostnads–nyttoanalys som avses i detta direktiv, med hänsyn tagen till den energi som krävs för utvinning, omvandling, transport och distribution.

GROT: Grenar och toppar

Högeffektiv kraftvärme[3]: Kraftvärmeproduktionen i kraftvärmepannor ska innebära primärenergibesparingar på minst 10 % jämfört med referensvärdena för separat produktion av värme och el (Se bilaga 3 för beräkningsprinciper enligt EED).

Industriellt mottryck: Elproduktion från kraftvärme inom industrin.

Nordisk elmix[4]: 97,3 CO2ekv/kWh och 1,74 i primärenergi.

Primärenergifaktor (PEF): Hur mycket primärenergi som används där hänsyn tas till förluster i både den slutliga och den indirekta energianvändningen.

Primärenergi: Primärenergi är den energi som inte genomgått någon omvandling.

Svensk elmix[5]: 36 gCO2ekv/kWh och 2,1 i primärenergi.

---

[1] Definition i artikel 2.41 i EED

[2] Definition i artikel 2.42 i EED

[3] Definition i artikel 2.34 i EED

[4] Beräkningar för 2008 från Miljöfaktaboken (2011)

[5] Ibid.

Innehåll

1 Sammanfattning 5

2 Inledning 7

2.1 Potential för värme och kyleffektivitet enligt direktivet 7

2.2 Fjärrvärme och kraftvärme i Sverige 9

3 Potentialen för effektiv värme och kyla 13

3.1 Potentialen för effektiv fjärrvärme 13

3.2 Potentialen för högeffektiv kraftvärme i fjärrvärmesystemet 16

3.3 Potentialen för industriell kraftvärme 21

3.4 Potentialen för fjärrkyla 25

3.5 Identifiering av energieffektiviseringspotentialen för infrastruktur för fjärrvärme och fjärrkyla 26

4 Teknisk Potential 29

5 Kostnadsnyttoanalys 33

5.1 Lönsamma åtgärder och externaliteter 33

5.2 Beräkningsmodeller för lönsamhet 35

5.3 Systemgräns, geografisk gräns 36

5.4 Val av referensscenarier och alternativa scenarier 36

6 Andelen högeffektiv kraftvärme 39

7 Uppskattad besparing av primärenergi 41

7.1 Svenska definitionen av primärenergi 41

7.2 Primärenergibesparing enligt ”Förändringseffekt”-principen 43

7.3 Slutsats 48

8 Karta över det nationella territoriet 51

8.1 Förklaringar till kartorna 51

8.2 Befintlig och planerad värme- och kylinfrastruktur 60

9 Strategier, politik och åtgärder som kan antas före 2020 och före 2030 63

9.1 Åtgärd 1: Principer för redovisning av restvärmepotentialen vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion 63

9.2 Åtgärd 2: Prisförändringsprövning och likabehandlingsprincip 64

9.3 Åtgärd 3: Reglerat tillträde till fjärrvärmenäten 66

9.4 Åtgärd 4: Översyn av Boverkets byggregler för att få konkurrens- och teknikneutralitet 67

9.5 Åtgärd 5: Översyn av snedvridande skatteregler 67

10 En uppskattning av eventuella offentliga stödåtgärder för värme och kyla 69

11 Referenser 71

Bilaga 1: Artikel 14.1–14.4 i EED 2012/27/EU 73

Bilaga 2: Kostnadsnyttoanalys enligt BILAGA IX i EED 75

Bilaga 3: Metod för att fastställa kraftvärmeprocessens effektivitet 79

Bilaga 4: En undersökning av tre olika primärenergiviktningsprinciper 83

Bilaga 5: EED, Bilaga VIII g) i–vi 87

Bilaga 6: Indata till kostnadsnyttoanalys 89

1 Sammanfattning

Rapporten redovisar en bedömning av potentialen för högeffektiv kraftvärme samt effektiv fjärrvärme och fjärrkyla utifrån det i oktober 2012 beslutade EU-direktivet om energieffektivisering (2012/27/EU). Fokus ligger på att identifiera potentialen som kan förverkligas till 2020 respektive 2030. Rapporten redovisar också hur potentialen för högeffektiv kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla kan bidra till att nå uppsatta energieffektiviseringsmål. Potentialerna för lönsam fjärrvärme, fjärrkyla och kraftvärme har i detta uppdrag identifierats utifrån redan genomförda analyser. Utifrån dessa har energieffektiviseringspotentialen uttrycks i termer av beräknade primärenergibesparingar.

Vid implementerandet av direktivet bör poängteras att fjärrvärmemarknaden i Sverige redan till stor del är utbyggd och all befintlig kraftvärme är högeffektiv. Rapporten analyserar energieffektiviseringseffekter av *expansionen* av fjärrvärme, fjärrkyla respektive kraftvärme. Trots att fjärrvärmeleveranserna sammantaget beräknas minska i Sverige i framtiden till följd av effektiviseringar i energianvändning och konkurrens med andra uppvärmningsalternativ ligger fokus på de områden där fjärrvärmen expanderar. Det är ju konsekvenserna av just expansionen, det vill säga att man väljer fjärrvärme istället för något annat som ska belysas. Minskande värmeleveranser till redan existerande fjärrvärmekunder, till följd av exempelvis energieffektivisering och konvertering till andra uppvärmningsalternativ ingår därför inte i effektiviseringsberäkningarna.

År 2011 producerades 55 TWh fjärrvärme. Analysen visar att det finns återstående potentialer för expansion av fjärrvärme, fjärrkyla och kraftvärme. Potentialerna begränsas av att utbyggnaden, förutom för fjärrkyla, redan är stor. Potentialen för tillkommande fjärrvärme har beräknats till 4 TWh till 2020 och 8 TWh till år 2030.

Fjärrkylaproduktionen uppgår idag till nästan 1 TWh. För fjärrkyla har potentialen bedömts till ytterligare 1 TWh till 2020 och 2 TWh till år 2030. Kraftvärmeproducerad el uppgick 2011 till 10,5 TWh i fjärrvärmenäten och 6 TWh i industrin. Kraftvärmepotentialen består både av kraftvärme i fjärrvärmesystemen och av kraftvärme inom industrin, så kallat industriellt mottryck. Den tillkommande potentialen för elproduktion från kraftvärme uppgår till 5 TWh till år 2020. Därefter bedöms endast marginella tillskott komma till år 2030. Ambitionshöjningar i elcertifikatsystemet efter 2020 skulle emellertid kunna öka andelen kraftvärme, något som inte beaktas i utredningen. Av potentialen hänförs drygt hälften till fjärrvärme och hälften till industrin. Den tillkommande kraftvärmen baseras till övervägande del på biobränslen.

Artikel 14.1 i direktivet kräver att en primärenergibesparing beräknas som den potential fjärrvärme, fjärrkyla och kraftvärme leder till jämfört med andra energialternativ. Energimyndigheten har för dessa beräkningar utgått från bränslets energiinnehåll som föreskrivs enligt direktivets bilaga IV. De faktorer som används i dessa beräkningar bör enligt Energimyndigheten inte användas till andra ändamål.

De samlade primärenergibesparingarna av den potentiella expansionen av kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla beräknas uppgå till 9,75 TWh 2015, 14 TWh 2020, 15,5 TWh 2025 och som mest 16 TWh 2030 (Tabell 2).

2 Inledning

Syftet med rapporten är att redovisa en heltäckande bedömning av potentialen för högeffektiv kraftvärme samt effektiv fjärrvärme och fjärrkyla utifrån det i oktober 2012 beslutade EU-direktivet om energieffektivisering (2012/27/EU). Potentialbedömningen ska genomföras utifrån de närmare kraven i artikel 14.1 (se Bilaga 1: och bilaga VIII i energieffektiviseringsdirektivet (se 2.1). Fokus ska läggas på att identifiera potentialen som kan förverkligas till 2020 respektive 2030. Ett syfte är också att visa på hur potentialen för högeffektiv kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla kan bidra till att nå uppsatta energieffektiviseringsmål.

Av artikel 14.3 framgår att en kostnadsnyttoanalys göras för att kunna bedöma potentialen (se Bilaga 2). Av artikel 14.4 framgår slutligen att ifall den bedömning som gjorts befinns lönsam så ska adekvata åtgärder vidtas för att utveckla marknaderna.

Rapporten är upplagd så att i **kapitel 3** redovisas efterfrågan och utbud nu och i framtiden med fokus på åren 2020 och 2030. Bedömningen av den förväntade expansionen vilar i sin tur på antagandena om olika kostnader och nyttor vilka redovisas i **kapitel 5**. I **Kapitel 4** redovisas den tekniska potential som tolkningsnoten till direktivet föreslår ska föregå den ekonomiska potentialen men som här redovisas separat.[6] I **kapitel 6** redovisas att all kraftvärme i Sverige är högeffektiv. I **kapitel 7** redovisas uppskattad besparing av primärenergi genom expansion av fjärrvärme, kraftvärme och fjärrkyla givet den primärenergiviktningsprincip som valts. I **Kapitel 8** visas de kartor över det nationella territoriet som direktivet kräver ska tas fram över efterfrågepunkter på värme, industrier med spillvärme och olika energiproduktionsanläggningar. I **kapitel 9** föreslås slutligen åtgärder för att främja fjärrvärmemarknaden. Eftersom marknaden redan är utbyggd så handlar det om att redovisa möjliga åtgärder för att förbättra marknaden.

2.1 Potential för värme och kyleffektivitet enligt direktivet

Nedan följer de krav som måste uppfyllas enligt direktivets bilaga VIII och som utgör den del rapporten är uppbyggd kring. Efter varje punkt indikeras inom parentes var i rapporten respektive punkt uppfylls.

1. Den heltäckande bedömningen av den nationella värme- och kylpotential som avses i artikel 14.1 ska innefatta följande:

a) En beskrivning av värme- och kylbehovet. *(Kapitel 3)*

b) En prognos över hur efterfrågan kommer att utvecklas under de närmaste tio åren, och i synnerhet med hänsyn till utvecklingen av efterfrågan i byggnader och olika industrisektorer. *(Kapitel 3)*

[6] Den tekniska potentialen är inte ett måste enligt direktivet men redovisas i alla fall eftersom det kan vara intressant.

c) En karta över det nationella territoriet som, samtidigt som den konfidentiella karaktären hos kommersiellt känsliga uppgifter bevaras, identifierar *(kapitel 8)*

   i) efterfrågepunkter för värme och kyla, däribland

      – kommuner och tätorter med ett exploateringstal på minst 0,3, och

      – industrizoner med en total årsförbrukning av värme och kyla på mer än 20 GWh,

   ii) befintlig och planerad värme- och kylinfrastruktur,

   iii) potentiella leveranspunkter för värme och kyla, däribland

      – elproduktionsanläggningar med en total årsproduktion av el på mer än 20 GWh,

      – avfallsförbränningsanläggningar,

      – befintliga och planerade kraftvärmeanläggningar, med användning av teknik som avses i del II i bilaga I, och fjärrvärmeverk.

d) Identifiering av värme- och kylefterfrågan som kan tillgodoses genom högeffektiv kraftvärme, däribland privat mikrokraftvärme, och genom fjärrvärme och fjärrkyla. *(Kapitel 3)*

e) Identifiering av potentialen för ytterligare högeffektiv kraftvärme, bland annat genom uppgradering av befintliga och konstruktion av nya produktions- och industrianläggningar och andra anläggningar som genererar spillvärme. *(Kapitel 3)*

f) Identifiering av energieffektivitetspotentialen för infrastruktur för fjärrvärme och fjärrkyla. *(Kapitel 3)*

g) Strategier, politik och åtgärder som kan antas före 2020 och före 2030 för att realisera potentialen i led e för att tillgodose efterfrågan i led d, däribland, när så är lämpligt, förslag om att *(kapitel 9)*

   i) öka andelen kraftvärme i värme- och kylproduktion och elproduktion,

   ii) utveckla en effektiv fjärrvärme- och fjärrkylainfrastruktur för att hantera utvecklingen av högeffektiv kraftvärme och användningen av värme och kyla från spillvärme och förnybara energikällor,

   iii) främja att nya termiska anläggningar för elproduktion och industrianläggningar som producerar spillvärme förläggs till sådana platser där en maximal mängd av den tillgängliga spillvärmen kommer att återvinnas för att tillgodose befintlig eller prognostiserad värme- och kylefterfrågan.

   iv) främja att nya bostadsområden eller nya industrianläggningar som använder värme i sina produktionsprocesser förläggs till platser där den tillgängliga spillvärmen, så som den identifierats i den heltäckande bedömningen, kan bidra till att deras värme- och kylefterfrågan tillgodoses; detta kan omfatta förslag som stöder att flera enskilda anläggningar förläggs till samma plats, i syfte att säkerställa en optimal matchning mellan efterfrågan och tillgång på värme och kyla,

v) främja att termiska anläggningar för elproduktion, industrianläggningar som producerar spillvärme, avfallsförbränningsanläggningar och andra anläggningar som omvandlar avfall till energi ansluts till det lokala nätet för fjärrvärme och fjärrkyla,

vi) främja att bostadsområden och industrianläggningar som använder värme i sina produktionsprocesser ansluts till det lokala nätet för fjärrvärme och fjärrkyla.

h) Andelen högeffektiv kraftvärme och den potential som fastställts och framsteg som uppnåtts enligt direktiv 2004/8/EG. *(Kapitel 6)*

i) En uppskattning av den primärenergi som kan sparas. *(Kapitel 7)*

j) En uppskattning av eventuella offentliga stödåtgärder för värme och kyla, med en årsbudget och identifiering av potentiella stödelement. Detta ska inte föregripa en separat anmälan av det offentliga stödsystemet för en bedömning av statligt stöd. *(Kapitel 10)*

2. I den utsträckning som är tillämplig kan den heltäckande bedömningen bestå av en samling regionala eller lokala planer och strategier. *(ej tillämpligt)*

2.2 Fjärrvärme och kraftvärme i Sverige

För att få en förståelse för den svenska situationen och val av implementering av direktivet i Sverige så beskrivs i detta avsnitt utvecklingen av marknaden fram till idag.

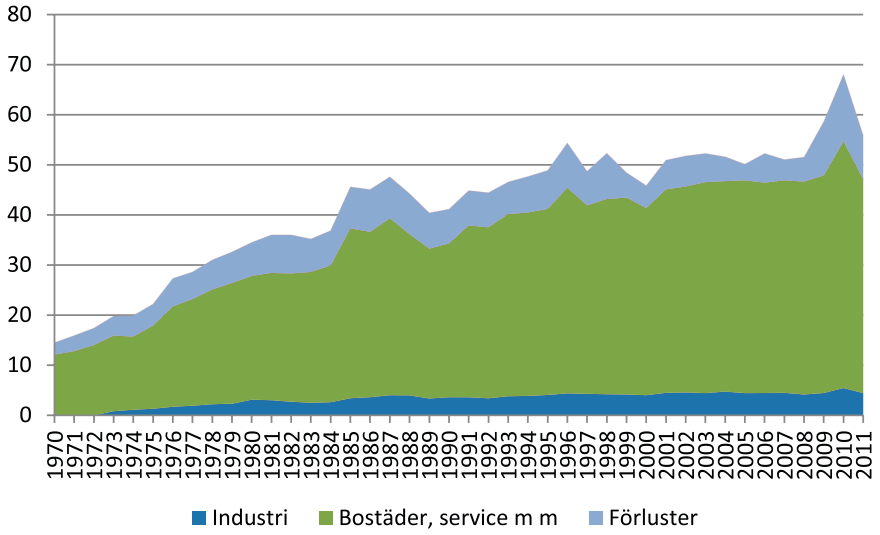
Fjärrvärme har funnits i Sverige sedan 1940-talet och producerades tidigare framförallt i värmeverk. I Figur 1 visas användningen av fjärrvärme mellan åren 1970 och 2011. Under 2011 svarade fjärrvärme för 56 procent av den totala energianvändningen i bostäder och lokaler. Hälften av fjärrvärmen användes i flerbostadshus, 36 procent användes i lokaler och resterande del, 14 procent, användes i småhus. En mindre del levererades även till industrier för processvärme och lokaluppvärmning. Fjärrkyla blev introducerat på 1990-talet men är fortfarande en liten marknad.

Fjärrvärmen står i princip för hela flerbostadshussegmentet och större delen av lokaluppvärmningen och utrymmet för expansion är liten. Ser man till fördelningen inom bebyggelsen under 2011 så värmdes 86 procent av arean i flerbostadshus och 72 procent av arean i lokaler med enbart fjärrvärme.[7] Även om nya anslutningar och användningsområden för fjärrvärme tillkommer så minskar värmebehovet i bebyggelsen totalt sett. Effektiviseringsåtgärder och värmepumpsinstallationer hos befintliga kunder är det som påverkar leveranserna mest.[8] Fjärrvärmeutbyggnaden i Sverige är i stort sett genomförd och för fjärrvärmebolagen handlar frågan snarare om att behålla marknadsandelarna på uppvärmningsmarknaden och att hitta nya användningsområden.

[7] Energistatistik för småhus, flerbostadshus och lokaler 2011(ES 2012:07)

[8] Fjärrvärmen i framtiden – Behovet (2009:21)

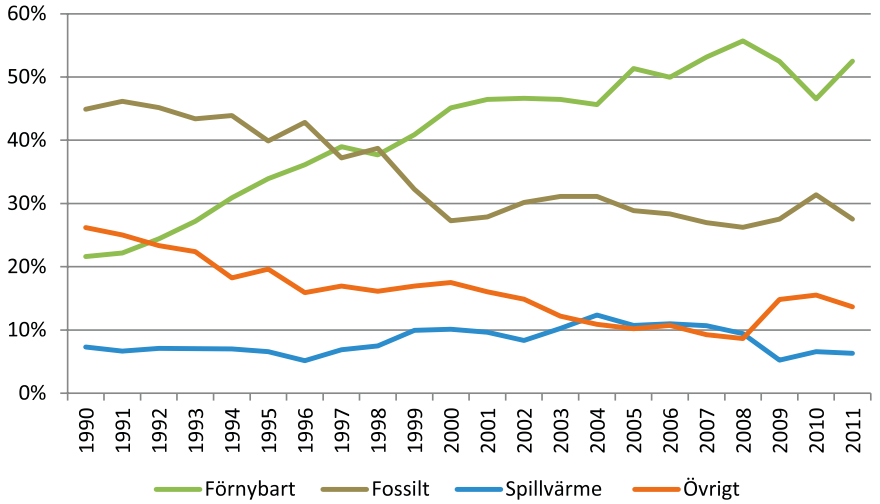
Figur 1 Användning av fjärrvärme, 1970–2011, TWh.



Källa: Energiläget 2013

Enligt artikel 2. Punkt 41 i EED är definitionen av ett *effektivt system för fjärrvärme och fjärrkyla* ett system som använder minst 50 procent förnybar energi, 50 procent spillvärme, 75 procent kraftvärmeproducerad värme eller 50 procent av en kombination av sådan energi och värme. Sett till enskilda system är det få som inte skulle uppfylla kriteriet.[9] I Figur 2 nedan visas att Sverige sammantaget redan uppfyller effektivitetskriteriet med 58 procent förnybart i fjärrvärmeproduktionen 2011. Samtidigt uppgår andelen spillvärme till ca 8 procent och på senare tid har andelen värme i fjärrvärmesystemen från kraftvärmeproduktion blivit högre. År 2011 tillgodosåg kraftvärmen 45 procent av värmebehovet i fjärrvärmesystemen vilket är ett trefaldigande jämfört med 1990.

Figur 2 Bränsleanvändningen i fjärrvärmesektorn fördelat på förnybart resp. övriga bränslen, andel i procent, 1990–2011.



Källa: Energiindikatorer 2013

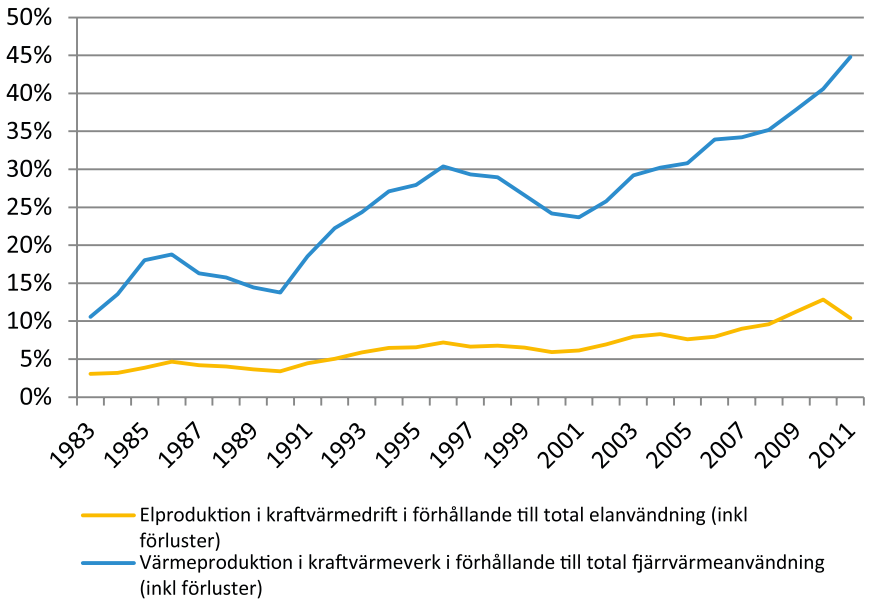
[9] Källa: Enligt uppskattningar från Svensk fjärrvärme

Ser man till kraftvärmens andel av elanvändningen 2011 producerade kraftvärmen 10 procent av den el som användes[10] att jämföra med endast 3,4 procent 1990 (Figur 3).

Olika styrmedel, som en gradvis lägre koldioxidbeskattning på värmeproduktion från kraftvärmeverk inom EU-ETS[11], för att stimulera en ökad kraftvärmeproduktion sammantaget med stigande elpriser, har påverkat utvecklingen starkt. Inte minst har elcertifikatsystemet haft en tydlig påverkan på kraftvärmeutvecklingen och bidragit till att öka andelen förnybara bränslen i sektorn. Deponiförbudet för avfall som infördes 2002 och uppdaterades 2005 har gynnat avfallsbaserad kraftvärme.

I takt med det minskade värmeunderlaget och prognostiserade avtagande fjärrvärmeleveranserna så finns det en gräns för hur mycket kraftvärmen i Sverige kan utvecklas även om det finns utrymme att ersätta hetvattenpannor/värmeverk.

Figur 3 Andel kraftvärmeproducerad el och fjärrvärme.



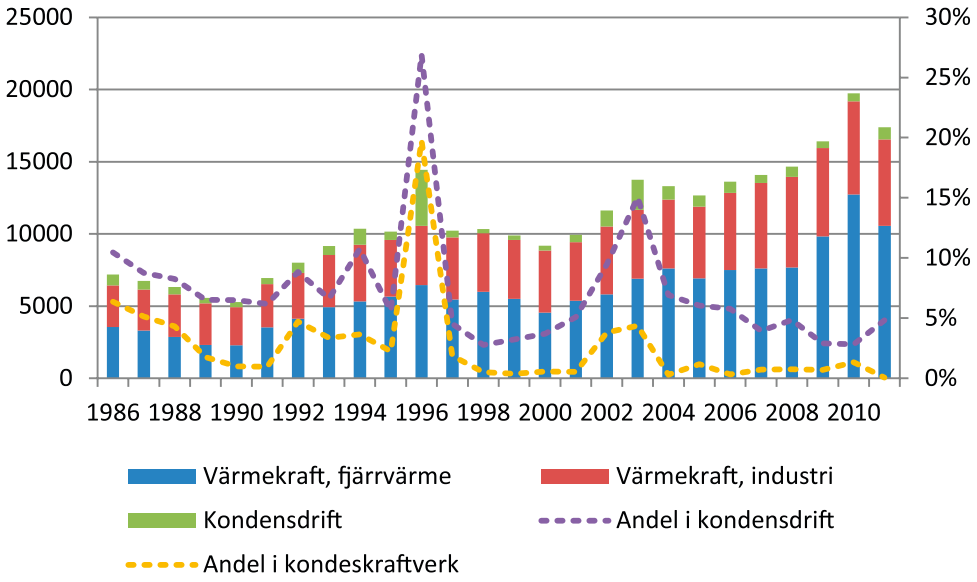
Källa: Energiindikatorer 2013

[10] Inklusive överföringsförluster

[11] 2008 Sänktes CO2-skatten från 21 % till 15 %, 2011 sänktes CO2-skatten från 15 % till 7 % (av basbeloppet på 105 öre per kg CO_2). 2013 avskaffades skatten. Anledningen är att EU-ETS ska vara det huvudsakliga styrmedlet för att minska CO2 utsläppen. Industrins mottrycksanläggningar fick slopad CO2 skatt redan 2011 vilket i viss mån inneburit en snedvridning till nackdel för kraftvärme i fjärrvärmesystem.

Vad gäller den uppgradering av kondenskraftverk till kraftvärmeverk som energieffektiviseringsdirektivets artikel 14.5 ska främja så är utrymmet för detta i Sverige i det närmaste obefintligt. Figur 4 visar andelen värmekraft i kondensdrift vilket indikerar att potentialen att ersätta kondenskraftproduktion med kraftvärme i Sverige är ytterst begränsad. Kondensdrift används dessutom främst vid riktiga toppar i elförbrukningen och det är därför inte realistiskt att ta bort.

Figur 4 Kraftvärmeproducerad el och andel kondenskraft av konventionell värmekraft, i GWh, 1986–2011.



Anm. Toppen 1996 indikerar ett kallt år, även 2010 var ett ovanligt kallt.

Källa: Energiindikatorer 2013

3 Potentialen för effektiv värme och kyla

Potentialuppskattningarna av högeffektiv kraftvärme, samt effektiv fjärrvärme och fjärrkyla i enlighet med artikel 14.1 i energieffektiviseringsdirektivet grundar sig på ett antal studier som också sammanfattas i detta avsnitt. I studierna har tekniska[12] och ekonomiska bedömningar gällande prognoser och potentialer genomförts. De olika studierna bygger delvis på olika beräkningsförutsättningar exempelvis vad det gäller investeringskostnader, antagande om energipriser och värmeunderlagets utveckling och prestanda. De antaganden som ligger till grund för potentialbedömningarna, och som ska säkerställa att en korrekt kostnadsnytto-analys genomförts över det nationella territoriet, presenteras närmre i kapitel 5.

3.1 Potentialen för effektiv fjärrvärme

I Fjärrsynrapporten ”Fjärrvärmen i framtiden – behovet” (2009:21), konstaterades det att utvecklingen mot ökad energieffektivisering på användarsidan samt ökad konkurrens från värmepumpar leder till att de totala fjärrvärmeleveranserna i Sverige minskar mot 2025. Baserat på den metodik och det analysunderlag som användes då har en uppdatering gjorts av konsultföretaget Profu dels genom att flytta fram basåret till 2011 och dels genom att förlänga tidshorisonten till 2030. Bedömningen av den framtida utvecklingen för de samlade svenska fjärrvärme-leveranserna redovisas i Figur 5. För en mer detaljerad beskrivning av metodiken för bedömningen av det framtida fjärrvärmebehovet se Fjärrsyn rapport 2009:21.

Nyanslutning av fjärrvärme som sker både i befintlig och i ny bebyggelse väger inte upp den nedgång som samtidigt sker i de redan anslutna byggnaderna till följd av effektiviseringar och konverteringar till värmepumpar. Normalåret 2011 producerades 54,7 TWh fjärrvärme[13] vilket beräknas minska till 51 TWh 2030 trots att nyanslutningar till befintlig bebyggelse (5,3 TWh) och ny bebyggelse (2,7 TWh) sammanlagt beräknas uppgå till 8 TWh 2030. Nettominskningen beräknas därmed till ca 4 TWh och hade landat på 12 TWh utan nyanslutningar.

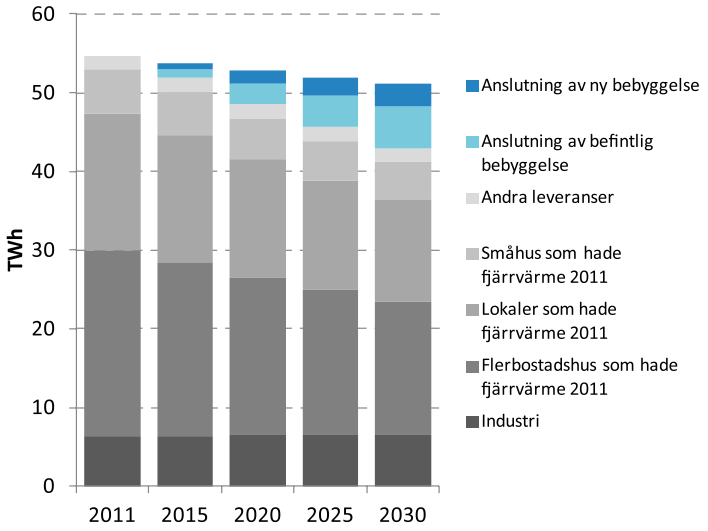
Som tidigare nämnts är fokus de fall där fjärrvärmen expanderar, det vill säga nyanslutningar, eftersom det är effektiviseringspotentialen för denna expansion som beräknas i rapporten (kapitel 7). De skattade nyanslutningarna i respektive byggnadstyp framgår ur Figur 6. Totalt står nyanslutningar för omkring 8 TWh till och med år 2030. Ökade leveranser till industrin redovisas inte i figuren men ingår i beräkningarna och antas uppgå till måttliga 0,2 TWh år 2030 utöver det som levereras idag.

---

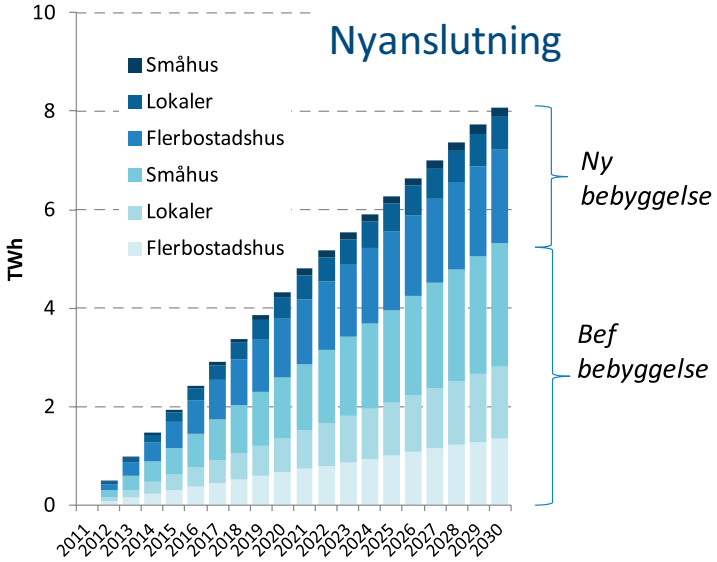
[12] De fjärrvärmesystem som antas i modellerna ställer exempelvis tekniska begränsningar.

[13] Uppdaterade / korrigerade siffor från energimyndighetens Energiindikatorrapport 2013 visar på 55,8 TWh.

Figur 5 Den beräknade utvecklingen för Sveriges samlade fjärrvärmeleveranser till och med 2030 (Källa: uppdatering av beräkningar utförda i projektet ”Fjärrvärmen i framtiden – behovet”, Fjärrsyn rapport 2009:21).

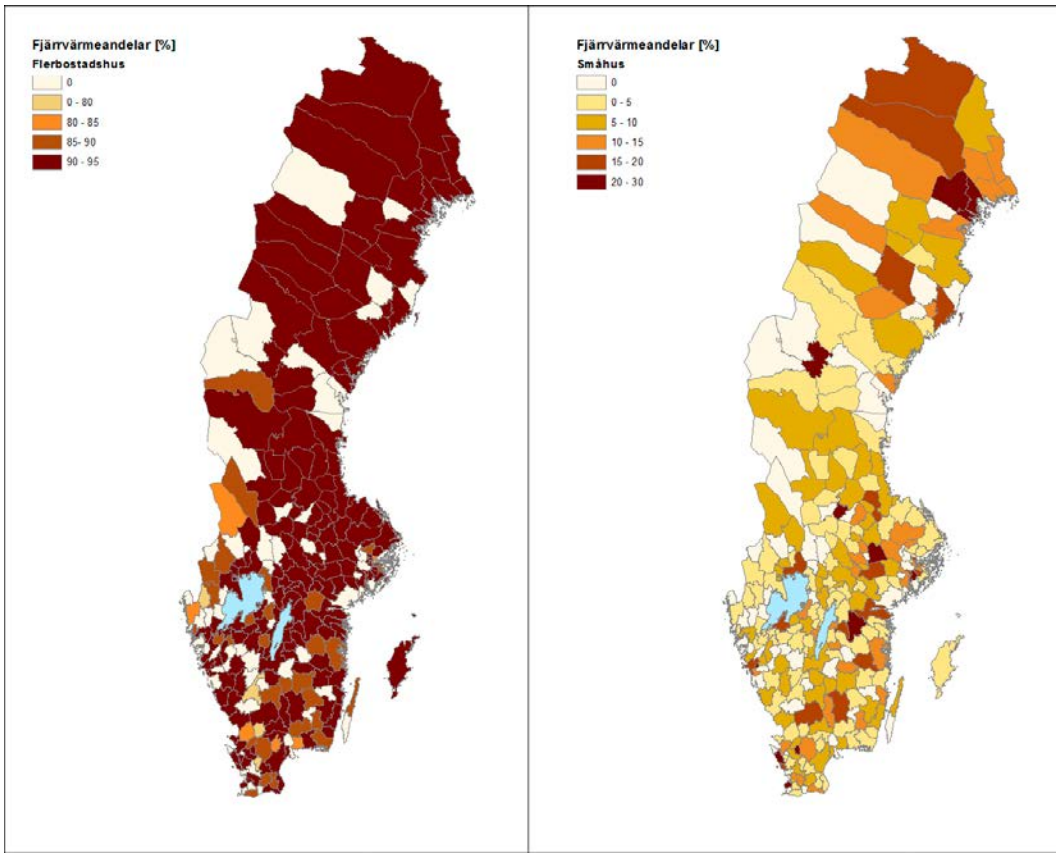


Figur 6 Nyanslutning av fjärrvärme fördelad på byggnadstyp (exklusive industrin). Källa: uppdatering av beräkningar utförda i projektet ”Fjärrvärmen i framtiden – behovet”, Fjärrsyn rapport 2009:21.



En kompletterande beskrivning av fjärrvärmens nuvarande utbredning ses i kartform i Figur 7. De två kartorna visar fjärrvärmens marknadsandel i svenska kommuner. Den vänstra figuren visar fjärrvärmens marknadsandel för uppvärmning av flerbostadshus, medan den högra visar motsvarande för småhus.

Figur 7 Fjärrvärmens marknadsandel för flerbostadshus (vänster) och småhus (höger). (Färgkoden ”0” innebär att data saknas.)



Den information som förmedlas av kartorna tillsammans med uppskattningar av förändringar i fjärrvärmeunderlaget (Fjärrsyn rapport 2009:21), ligger till grund för uppskattningarna av potentialen för ytterligare fjärrvärmeanslutning. Underlaget utgörs av intervjuer och faktainsamling hos fjärrvärmeföretag samt uppskattningar av energieffektiviseringseffekter och konverteringar till värmepumpar. Effektiviseringsåtgärder är i beräkningarna den största påverkande posten på ca 10 TWh minskning till år 2025 i de hus som hade fjärrvärme 2007. Delkonvertering till värmepumpar beräknas samtidigt innebära ca 3 TWh leveransminskningar i fjärrvärme.[14] I underlaget som används i denna rapport (se Figur 5 och Figur 6) har startåret uppdaterats till år 2011 och tiden förlängts till år 2030.[15]

[14] Dessa antaganden gäller i ”basscenariot” och har uppdaterats något (se Figur 5)

[15] Tillvägagångssättet för analysen beskrivs ingående i *Fjärrvärmen i framtiden* (2009:21)

3.1.1 Slutsats fjärrvärmepotential

Den totala uppskattade fjärrvärmepotentialen uppgår till sammanlagt 4 TWh 2020 och 8 TWh 2030 för nyanslutningar till ny och befintlig bebyggelse. Totalt sett minskar emellertid underlaget som en konsekvens av energieffektiviseringsåtgärder och värmepumpar till befintliga kunder.

3.2 Potentialen för högeffektiv kraftvärme i fjärrvärmesystemet

Här redovisas bedömningar av elproduktionen från fjärrvärmesystemens kraftvärmeverk. Information har hämtats från sju olika källor.

3.2.1 Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden, SOU 2005:33 (”Fjärrvärmeutredningen”)

Den första studien som utnyttjats är Fjärrvärmeutredningens betänkande ”Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden”, SOU 2005:33 från 2005. I rapportens bilaga 4 redovisas en ”Bedömning av potential för högeffektiv kraftvärme i Sverige” som gjorts av Öhrlings PricewaterhouseCoopers. De gjorde beräkningar med en ”Heatspot-modell” med alla Sveriges fjärrvärmesystem. För vart och ett av systemen beräknades den kraftvärme som var lönsam utifrån antagna beräkningsförutsättningar. Antaganden om växande värmeunderlag ingick. Potentialen redovisades för åren 2010, 2015 och 2020. Resultaten redovisas i Figur 8 och värdena i figuren benämns ”SOU 2005:33”. De kostnader som antogs var låga sett ur dagens perspektiv.

Syftet med rapporten var att beräkna en kraftvärmepotential på 10–15 år sikt, vilket innebär 2015 – 2020. Analysen bygger på modellberäkningar med två verktyg – Martes och MARKAL. Martesanalysen bygger på fjärrvärmeproduktionsberäkningar av 15 verkliga system. I beräkningarna har lönsamma produktionsutbyggnadsalternativ, bland annat olika kraftvärmealternativ, identifierats. De 15 systemen fungerar som typsystem och alla andra svenska fjärrvärmesystem har inför ”Sverige-uppskalningen” hänförts till något av de 15 typsystemen. På detta sätt identifieras den totala lönsamma kraftvärmepotentialen genom en utpräglad ”bottom-up ansats”. För vart och ett av typsystemen har värmeefterfrågeprognoser hämtats. Prognoserna varierar mellan oförändrat och + 30 procent fjärrvärmebehov på 10 – 15 års sikt, med ett genomsnitt på + 14 procent.

I Martesanalysens grundfall så landar kraftvärmeverkens totala elproduktion på 14,7 TWh. Biobränslekraftvärme dominerar tydligt. Resultatet redovisas i Figur 8 och värdet i figuren benämns ”Elforsk 05:37”. Den känslighetsanalys som genomförts pekar på ett intervall mellan 11,8 och 18,6 TWh el. Den lägsta nivån erhålls i fallet utan elcertifikat, medan den högsta nivån uppstår vid ett mycket lågt naturgaspris i och med att det då blir mycket el från naturgaskraftvärme.

3.2.2 Svensk Fjärrvärme, ”Fjärrvärmen 2015 – branschprognos”, 2009

År 2009 tog branschorganisationen Svensk Fjärrvärme fram prognoser för flera områden, bland annat framtida kraftvärme. Prognoserna byggde på enkäter till medlemsföretagen och tog sikte på år 2015. Man uppnådde en hög svarsfrekvens på enkäten och förutsåg en kraftig utveckling av elproduktionen i kraftvärmeverk. Från 2007 års nivå på 7 TWh visade prognosen på att man år 2015 skulle komma upp till 13 TWh, det vill säga nästan en fördubbling. Resultatet redovisas i Figur 8 och värdet i figuren benämns ”Bransch 2009”. I skriften redovisas också fjärrvärmeleveransernas utveckling till 2015. De förväntades öka med 4 TWh (8 procent) från 2007 till 2015.

3.2.3 Svensk Fjärrvärme, Svensk Energi, Skogsindustrierna, Svebio, ”Sveriges utbyggnad av kraftvärme till 2020”, november 2011

År 2011 så genomförde Svensk Fjärrvärme, Svensk Energi, Skogsindustrierna och Svebio en enkätundersökning för att beskriva kraftvärmens och mottryckets utveckling till 2020. Särskilt fokus låg på de anläggningar som fasas ut ur elcertifikatsystemet. Studien visar att elproduktionen från kraftvärme i de svenska fjärrvärmesystemen förväntas öka från 2010 års 12,2 TWh till 13,2 TWh år 2015 och 13,6 TWh år 2020. Nettoökningen består av en ökning med ca 4,5 TWh och en minskning i befintliga anläggningar med ca 3 TWh. Liksom i alla andra studier domineras kraftvärmeökningen av anläggningar eldade med biobränslen eller avfall. Resultaten redovisas i Figur 8 och värdena i figuren benämns ”Branscher 2011”.

Den stagnation av utbyggnaden som studien visar förklaras i rapporten av att värmeunderlaget är mättat (det vill säga att det inte finns plats för mer), att företagens planer inte sträcker sig så långt som till 2020 samt att få anläggningar fasas ut ur elcertifikatsystemet mellan 2016 och 2020 och att trycket på nybyggnad därmed minskar.

3.2.4 Profu, ”Fjärrvärmen i framtiden”, Fjärrsyn rapport 2011:2

I Profu-rapporten ”Fjärrvärmen i framtiden” från 2011 görs MARKAL-beräkningar. Flera olika scenarier har tagits fram. De parametrar som varierats är fjärrvärmebehovsutvecklingen, utsläppsrättspris och elcertifikatsystemets omfattning. Av dessa är det framförallt värmebehovsutvecklingen som påverkar den framtida kraftvärmeproduktionen. Referensfallet bygger på svagt ökande fjärrvärmeleveranser (+ 4 procent till år 2030) medan effektiviseringsfallet förutsätter minskande fjärrvärmeleveranser (–13 procent till år 2030). Resultaten redovisas i Figur 8 och värdena i figuren benämns ”Fjärrsyn 2011:2” (Två linjer redovisas – referensfallet, med svagt ökande fjärrvärmeleveranser, och effektiviseringsfallet, med minskande fjärrvärmeleveranser).

De två scenarierna ger följande utveckling av elproduktionen i kraftvärmeverk:

[TWh]	2010	2015	2020	2025	2030
Elprod. referensfall	9,5	16,5	16,3	16,1	15,9
Elprod. effektiviseringsfall	9,5	13,8	12,6	11,3	10,9

Av tabellen framgår att elproduktionen i kraftvärmeverk i effektiviseringsscenariot inledningsvis ökar för att därefter falla tillbaka. Skälet till detta är både minskande värmeunderlag för kraftvärme, men också att avfallskraftvärme, med lågt elutbyte, byggs ut, vilket begränsar utrymmet för annan kraftvärme med högre elutbyte. Konsekvenserna av avfallskraftvärmeutbyggnaden märks även i referensscenariot. Kompletterande beräkningar har genomförts med Martes-modellen för sex svenska verkliga fjärrvärmesystem. Dessa bekräftar trenderna från MARKAL-beräkningarna.

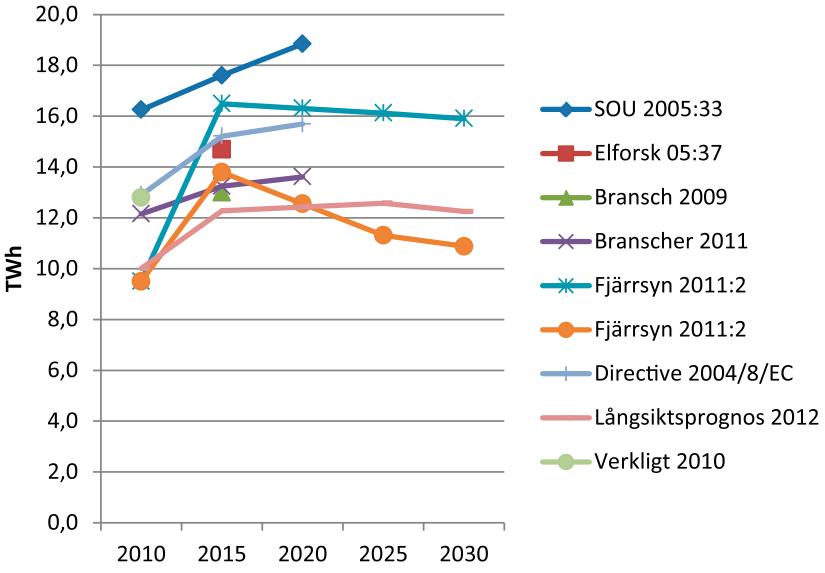
3.2.5 Data/information on national potential for the application of high-efficiency cogeneration following Article 6 and Annex IV of the cogeneration Directive 2004/8/EC, 15-15-15 scenario, Profu på uppdrag av Energimyndigheten, 2010

På uppdrag av Energimyndigheten har Profu redovisat ekonomisk och teknisk potential för kraftvärme enligt ett frågeformulär från EU. Historiska data bygger på branschstatistik, medan prognoserna för framtiden bygger på beräkningar med MARKAL-modellen. I detta uppdrag är fokus den ekonomiska potentialen. Beräkningarna pekar på en utveckling där elproduktionen ökar från 2007 års nivå på 7,2 TWh till 15,2 TWh år 2015 och 15,7 TWh år 2020. Resultaten redovisas i Figur 8 och värdena benämns i figuren ”Directive 2004/8/EC”.

3.2.6 Profu, Underlag till Energimyndighetens Långsiktsprognos 2012

I samband med Energimyndighetens långsiktsprognoser görs underlagsberäkningar med MARKAL-modellen som stöd för bedömningen av hur el- och fjärrvärmeproduktionen utvecklas. Även i samband med Långsiktsprognos 2012 togs ett sådant underlag fram. Ett par olika scenarier beräknades, men skillnaderna mellan dessa, med avseende på kraftvärme, är så små att endast grundfallets resultat redovisas. MARKAL-beräkningarna pekar på att elproduktionen i kraftvärmeverk hamnar på 12,3 TWh år 2015, 12,4 TWh år 2020 och 12,3 TWh år 2030. Resultaten redovisas i Figur 10 och värdena benämns i figuren ”Långsiktsprognos 2012”. Beräkningarna bygger på minskande fjärrvärmeleveranser, –5 procent till år 2030.

Figur 8 Elproduktion i fjärrvärmens kraftvärmeverk.



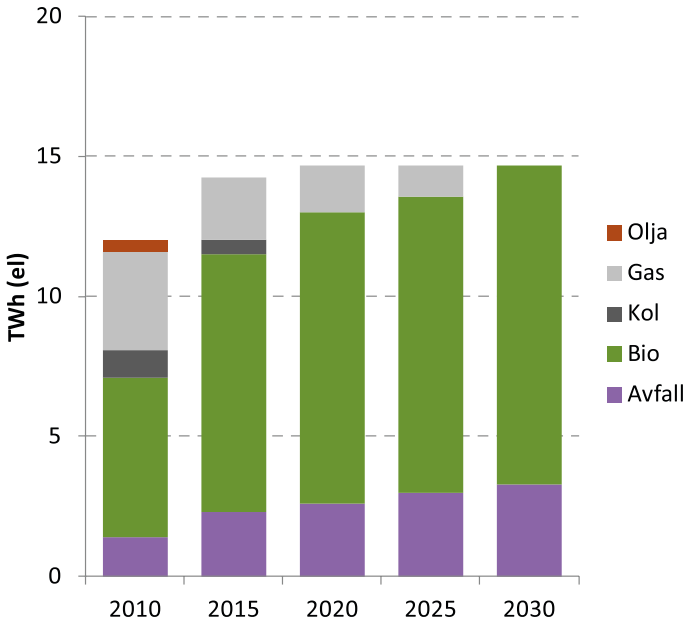
3.2.7 Slutsats kraftvärmepotential

År 2011 låg kraftvärmeproduktionen i fjärrvärmenäten på 10,5 TWh. Den samlade bedömning av kraftvärmepotentialen baserat på de ovan presenterade källorna landar på 14,7 TWh el, både för år 2020 och 2030. Detta baseras på förutsättningen att fjärrvärmeleveranserna minskar något på sikt.

Slutsatsen för kraftvärmepotentialen 2020 utgör ett medelvärde av nivåerna för ”Branscher 2011” och ”Directive 2004/8/EC”. Den ligger också ungefär på genomsnittet av de båda scenarierna av ”Fjärrsyn 2011:2”, vilket bedömts vara rimligt. För bedömningen om utvecklingen till 2030 har antagandet gjorts om svagt minskande fjärrvärmebehov och att potentialen för kraftvärme därmed inte fortsätter växa, utan förblir konstant. ”Fjärrsyn 2011:2” indikerar svagt minskande elproduktion i kraftvärmeverk. Här antas att utbyggnaden av avfallskraftvärme blir något mindre än i de scenarierna, vilket möjliggör större elproduktion från andra tekniker. På sikt ingår visst bidrag från mikrokraftvärme och småskalig kraftvärme. Den småskaliga kraftvärmen ingår delvis i de referenser som potentialen baseras på, men potentialen kan där vara underskattad. Det pågår teknikutveckling med målet att sänka kostnaderna och verkliga anläggningar byggs.

Den här antagna utvecklingen för kraftvärmeproduktion per bränsleslag redovisas i Figur 9 och förklaras närmre under 3.2.8. Det är denna utveckling som ligger till grund för den beräknade potentialen för energieffektivisering längre fram i rapporten. Det är emellertid rimligt att en liten del fossila bränslen finns kvar i form av reserv och spetspannor. Detta åskådliggörs inte i figuren. När man ser på det verkliga utfallet för elproduktionen i kraftvärmeverk år 2010 på 12,8 TWh, så bör man tänka på att 2010 var ett kallt år, och att värmeunderlaget för kraftvärme därmed var stort, och att elpriset var högt, vilket gjorde kraftvärme särskilt ekonomiskt attraktivt. Kraftvärmepotentialen för 2020 och 2030 förutsätter normalårsförhållanden.

Figur 9 Elproduktion från kraftvärme inom fjärrvärmenäten per bränsleslag (stapeln för 2010 är normalårskorrigerad och alltså något lägre än det verkliga utfallet).



Redovisningen ovan avser kraftvärme inom fjärrvärmenäten. I direktivet uppmärksammas också privat mikrokraftvärme. Förväntningarna på expansion av mikrokraftvärme bedöms som mycket begränsade. En indikation på den framtida potentialen återfinns i Profus utredning för Energimyndigheten kopplad till EU-direktivet 2004/8/EC (Profu 2010a). Där anges en ökning av elproduktionen från mikrokraftvärme från 2010 till 2020 på 0,3 TWh. Den fortsatta analysen bortser från mikrokraftvärmens roll.

3.2.8 Känslighetsanalys

Den potential som redovisas i Figur 9 bygger på den uppsättning omvärldsförutsättningar som bedömts vara mest sannolik. Flera av dessa antaganden är osäkra och skulle kunna ha stor påverkan på den resulterande kraftvärmepotentialen. Ett par av dessa är elcertifikatsystemets omfattning och utsläppsrättsprisets utveckling. Inverkan av dessa har studerats relativt ingående i Fjärrsynrapporten ”Fjärrvärmen i framtiden” (Profu 2011). Där framgår det att inverkan av variationer i dessa parametrar har mycket begränsad påverkan. Ett högre pris på utsläppsrätter för koldioxid ger i princip ingen effekt på kraftvärmepotentialen. Det högre CO_2-priset leder i och för sig till ett högre elpris som ökar incitamentet för kraftvärme. Samtidigt sjunker dock enligt beräkningarna elcertifikatpriset, vilket medför ungefär oförändrad drivkraft för kraftvärme. Inte heller en ökad omfattning av elcertifikatsystemet påverkar enligt den rapporten kraftvärmepotentialen. Det förklaras av att värmeunderlaget inte ger utrymme för mer kraftvärme, trots ökat elcertifikatpris. Det blir istället vindkraft som fyller upp det ökade behovet av elcertifikatberättigad elproduktion.

En parameter som däremot, enligt bland annat den nämnda Fjärrsynstudien, har stor påverkan är fjärrvärmeunderlagets utveckling. En skillnad i värmeunderlag på ca 20 procent år 2030 leder till en skillnad i elproduktion från kraftvärme på hela 5 TWh, vilket motsvarar ca 35 procent skillnad. Beräkningarna antyder alltså att elproduktionen från kraftvärme minskar snabbare än fjärrvärmeunderlaget. Ett viktigt skäl till detta är att tillgängliga resurser av baslastproduktion med mycket låga rörliga kostnader, exempelvis industriell spillvärme och avfallsförbränning (med inget eller lågt elutbyte), bibehåller sin värmeproduktion och täcker en större andel av det totala värmeunderlaget, vilket leder till att utrymmet för kraftvärme med högre elutbyte ges ett ytterligare minskat värmeunderlag. Det innebär att en minskning av värmeunderlaget med 10 procent till år 2030, som ett mycket grovt överslag, skulle kunna medföra att elproduktionen från kraftvärme knappast ökar alls jämfört med dagens nivå. Ett styrmedel som har direkt påverkan på uppvärmningsbehoven är byggreglerna, det vill säga det regelverk som specificerar vilka energiegenskaper byggnader skall ha. Det gäller både nybyggnadsregler och ombyggnadsregler. Störst påverkan på den totala fjärrvärmebehovsutvecklingen, åtminstone under perioden fram till 2030, har då värmebehovsutvecklingen för den existerande bebyggelsen.

En parameter som potentiellt skulle kunna ge klart större potential för kraftvärme är en kombination av mycket lågt naturgaspris och kraftigt utbyggt naturgassystem i Sverige. Då skulle naturgaseldade gaskombianläggningar med mycket högt elutbyte kunna öka elproduktionen kraftigt utifrån ett begränsat fjärrvärmeunderlag. Dock skulle naturgaspriset behöva vara extremt lågt eftersom vi har ett elcertifikatsystem som tvingar in givna volymer av förnybar elproduktion. En sådan utveckling förefaller därför mycket avlägsen.

3.3 Potentialen för industriell kraftvärme

I det följande redovisas bedömningar av elproduktionen från industrins kraftvärmeverk dvs. industriellt mottryck. Information har hämtats från fem olika källor.

3.3.1 Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden, SOU 2005:33 (”Fjärrvärmeutredningen”)

Den första studien som utnyttjats är Fjärrvärmeutredningens betänkande ”Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden”, SOU 2005:33 från 2005. I rapportens bilaga 4 redovisas en ”Bedömning av potential för högeffektiv kraftvärme i Sverige” som gjorts av Öhrlings PricewaterhouseCoopers. För att identifiera en potential för industriellt mottryck så har man sett på elproduktionen i relation till använda bränslen för olika industribranscher inom EU15. Utifrån detta menar man att om Sveriges industri skulle ha samma elutbyte som resten av Europa så skulle mottrycksproduktionen år 2003 uppgått till 10–15 TWh, att jämföra den verkliga produktionen på 5 TWh. Resultaten redovisas i Figur 10 och värdena i figuren benämns ”SOU 2005:33”. Den använda metoden tar inte hänsyn till industribran-

schernas utveckling och inte heller till exempelvis pappers- och massaindustrins sammansättning med avseende på tillverkningsprocesser (t.ex. helt olika elutbyte för kemisk och mekanisk massatillverkning). Resultaten avviker också mycket från de övriga källorna som utnyttjats.

3.3.2 Svensk Fjärrvärme, Svensk Energi, Skogsindustrierna, Svebio, ”Sveriges utbyggnad av kraftvärme till 2020”, november 2011

Skogsindustrierna och Svebio ansvarade för den del av utredningen som behandlade mottryckets utveckling. Studien behandlar endast mottryck inom skogsindustrin. Den utgör dock den helt dominerande delen av mottrycket i svensk industri, idag 93 procent av totalt mottryck.

Studien visar att elproduktionen från industriell kraftvärme i den svenska skogsindustrin förväntas öka från 2010 års 5,9 TWh till 6,8 TWh år 2015 och 7,3 TWh år 2020. Nettoökningen besår av en ökning med ca 1,5 TWh och en minskning i befintliga anläggningar med ca 0,1 TWh. Bränslefördelningen för elproduktionen i mottrycksdrift är i huvudsak oförändrad från 2010 till 2020 och domineras av svartlut och bark. Oljans andel minskar från 4 procent till drygt 1 procent. Resultaten redovisas i Figur 10 och värdena i figuren benämns ”Bransch 2011”.

3.3.3 Data/information on national potential for the application of high-efficiency cogeneration following Article 6 and Annex IV of the cogeneration Directive 2004/8/EC, 15-15-15 scenario, Profu på uppdrag av Energimyndigheten, 2010

I denna referens redovisas ekonomisk och teknisk potential för kraftvärme enligt ett frågeformulär från EU. Historiska data bygger på branschstatistik, medan prognoserna för framtiden bygger på beräkningar med MARKAL-modellen. Här lyfter vi endast fram den ekonomiska potentialen.

Beräkningarna pekar på en utveckling där elproduktionen i industrins mottrycksanläggningar ökar från 2007 års nivå på 6,1 TWh till 6,5 TWh år 2015 och 6,6 TWh år 2020. Resultaten redovisas i Figur 10 nedan och värdena i figuren benämns ”Directive 2004/8/EC”.

3.3.4 Profu, Underlag till Energimyndighetens Långsiktsprognos 2012

MARKAL-beräkningarna som tagits fram som stöd för Energimyndighetens Långsiktsprognos 2012 visar hur elproduktion utvecklas i två specifika scenarier. Där utgör industrins mottrycksproduktion av el en del. Denna kopplar till industribranschernas prognoserade utveckling. Skillnaderna mellan scenarierna, med avseende på industriellt mottryck, är så små att endast grundfallets resultat redovisas. MARKAL-beräkningarna pekar på att elproduktion i kraftvärmeverk hamnar på 6,4 TWh år 2015, 6,8 TWh år 2020 och 7,2 TWh år 2030. Resultaten redovisas i Figur 10 nedan och värdena benämns i figuren ”Långsiktsprognos 2012”.

3.3.5 Profu, Analys av biobränsleanvändning inom fjärrvärmesektorn och industriellt mottryck, kopplat till MARKAL-beräkningar, uppdrag för Energimyndigheten 2010.

I det aktuella uppdraget studerades bland annat utvecklingen av industriellt mottryck till 2020 och 2030. Till skillnad från branschprognosen från november 2011 så omfattar denna prognos även industriellt mottryck utanför skogsindustrin. Även om bedömningen även i detta arbete är att den helt övervägande delen av potentialen för industriellt mottryck finns inom skogsindustrin så bidrar övriga branscher på sikt med en total elproduktion på ca 1 TWh/år. Ett stort antal kontakter med branschen har tagits för att ta fram prognosen.

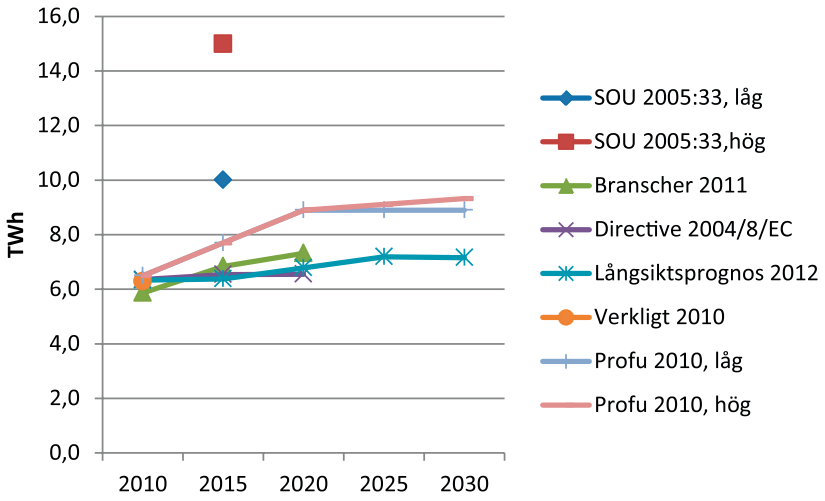
För år 2020 anges en enda nivå på förväntad mottrycksproduktion. I det perspektivet har företagen ganska tydliga planer för eventuella förändringar av produktion. För år 2030 däremot så är osäkerheten större och därför redovisas två nivåer, ”låg” och ”hög”.

De två scenarierna ger följande utveckling av elproduktionen i industriellt mottryck:

[TWhe]	2010	2020	2030
Elproduktion, låg	6,5	8,9	8,9
Elproduktion, hög	6,5	8,9	9,3

Resultaten redovisas i Figur 10 och värdena benämns i figuren ”Profu 2010, låg” respektive ”Profu 2010, hög”.

Figur 10 Elproduktion i industriellt mottryck



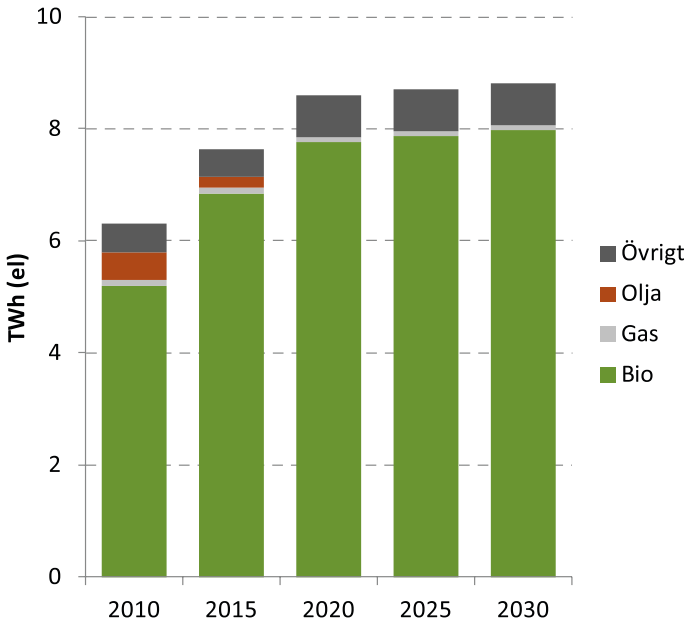
3.3.6 Slutsats för mottryckspotentialen

År 2011 låg det industriella mottrycket på 6 TWh. Den samlade bedömningen av mottryckspotentialen baserat på de ovan presenterade källorna landar på 8,6 TWh el för år 2020 och 8,8 TWh år 2030. Den valda potentialen utgör ett medelvärde av nivåerna för ”Branscher 2011” och ”Profu 2010, hög”. För den förstnämnda referensen har dock först lagt till ca 1 TWh för att räkna upp till alla industribranscher. Den valda potentialen ligger högre än den ekonomiska potential som ges av Långsiktsprognos 2012. Orsakerna till skillnaderna är exempelvis industribranschernas utveckling, el- och bränslepris, elcertifikatpris, m.m.

Slutsatsen för utvecklingen för mottryckproduktionen av el fram mot 2030 per bränsleslag redovisas i Figur 11. Det är denna utveckling som ligger till grund för den beräknade potentialen för energieffektivisering längre fram i rapporten.

Även för industriellt mottryck så är det framförallt alternativa antaganden om värmeunderlagets utveckling som påverkar elproduktionen. Här kan detta i första hand översättas till skogsindustrins processvärmebehov.

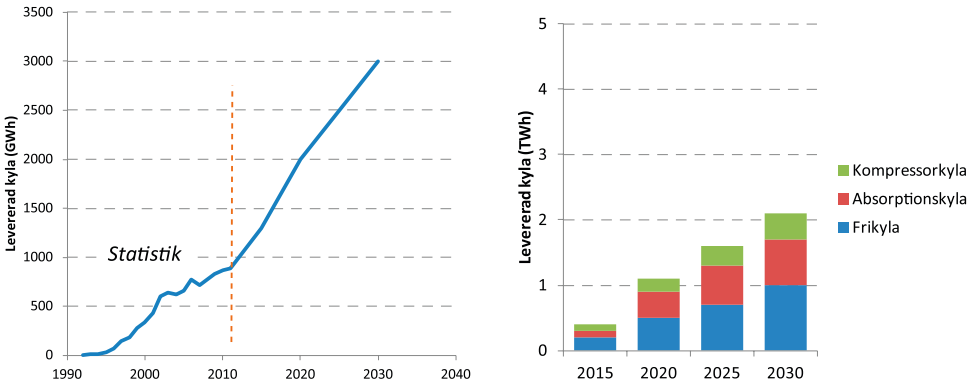
Figur 11 Elproduktion från kraftvärme inom industrin (industriellt mottryck) fördelad per bränsleslag (”övrigt” utgörs i huvudsak av hyttgaser som är en restprodukt från järn- och stålindustrin).



3.4 Potentialen för fjärrkyla

Leveranserna av fjärrkyla har ökat snabbt och stadigt sedan 1990 (se Figur 12). Under senare år har dock ökningstakten mattats av något. När det gäller bedömningen av den framtida utvecklingen för den svenska marknaden som helhet finns endast begränsat underlag. Den senaste officiella branschprognosen är från 2009, Svensk Fjärrvärme (2009), och gör en utblick mot 2015. Där antas att fjärrkyla kan komma att svara för omkring 1,3 TWh år 2015. För perioden mellan 2015 och 2030 görs mycket grov uppskattning av den ”framtida potentialen” på 2–5 TWh, från en rapport av ÅF (ÅF/Svenskt Näringsliv 2011). Baserat på dessa två rapporter har det antagits att den totala användningen av fjärrkyla uppgår till omkring 3 TWh år 2030, det vill säga en ökning på drygt 2 TWh jämfört med 2010 (Profu 2013). För enkelhets skull har den framtida expansionen av fjärrkyla delats in i tre huvudtekniker: kompressorkylmaskiner där el är drivkällan, absorptionskylmaskiner där fjärrvärme är den huvudsakliga drivkällan, och frikyla med en i princip försumbar insats av primärenergi (Figur 12). Fördelningen mellan dessa tre i den framtida expansionen har grundats på antaganden utifrån den aktuella sammansättningen för några av de största fjärrkylasystemen i landet. (Under rubriken absorptionskyla ingår också så kallad sorptiv kyla som också utnyttjar fjärrvärme som drivenergi. Här har antagandet gjorts att dess prestanda är likvärdig med absorptionskylmaskinens.)

Figur 12 Bedömd utveckling för fjärrkyla mot 2030 totalt i GWh levererad kyla (till vänster) samt ökning jämfört med 2010 fördelad per kylteknik i TWh levererad kyla (till höger).



Anm. Statistikkälla: 1992-2011, Svensk Fjärrvärme och Energimyndigheten (Energiläget i siffror 2012)

3.5 Identifiering av energieffektiviseringspotentialen för infrastruktur för fjärrvärme och fjärrkyla

Syftet med detta kapitel är att identifiera vilken potential som finns för att effektivisera infrastrukturen för fjärrvärme och fjärrkyla så som efterfrågas enligt bilaga VIII f) i EED.

Tack vare förbättrad teknik, en effektivare användning av näten och en ökad andel färdig värme[16] har distributions- och omvandlingsförlusterna i fjärrvärmesystemen minskat över åren. Under perioden 1990–1999 uppgick förlusterna till i genomsnitt 17 procent för att minska till i genomsnitt 10 procent mellan 2000–2009. År 2011 uppgick emellertid 15,5 procent av den totala fjärrvärmeanvändningen på 56 TWh av förluster.

En utmaning för fjärrvärmebranschen är att minska värmeförlusterna i distributionsledningarna. Därför initierades ett forskningsprojekt inom Fjärrsyn, (2012:16) Högpresterande fjärrvärmerör där man undersökte högpresterande isoleringsmaterial bestående av aerogelfilt resp. vakuumfilt närmast medieröret i kombination med den vanliga polyuretanisoleringen. Ett antal fjärrvärmerörsprototyper med sådan hybridisolering tillverkades.

Resultatet från de första tekniska undersökningarna visade att de båda högpresterande materialen minskar rörets värmeförluster med 15–30 procent, men att vakuumpanelen föreföll ha störst potential och vara mest ekonomiskt fördelaktig. I Fjärrsyns forskningsrapport (2013:23) Hybridisolerade fjärrvärmerör fortsatte därför fältmätningar där framför allt vakuumpanelernas långtidsegenskaper undersöktes samt teoretiska beräkningar verifierades. Isoleregenskaperna försämrades ej nämnvärt, men tekniken kring material, applicering samt storskalig tillverkning behöver utvecklas.

Förlusterna år 2011 uppgick till 8,7 TWh. En minskning med 30 procent, vilket är tekniskt möjligt, skulle då innebära en minskning ner till 6 TWh.

3.5.1 Lägre systemtemperaturer i framtida fjärrvärmesystem leder till lägre primärenergianvändning[17]

Framtida fjärrvärmesystem kommer troligtvis att ha lägre systemtemperaturer än dagens. För att möjliggöra detta behövs att temperaturerna i de anslutna byggnadernas sekundärsystem sänks. Vid nybyggnation har man ett urval av möjliga uppvärmningssystem som är anpassade för lågtemperaturdrift. Exempel på sådana system är golvvärme, traditionella fläktkonvektorer och radiatorer anpassade för lågtemperatursystem. Då det gäller den befintliga bebyggelsen är valmöjligheterna betydligt färre. En möjlighet som studerats är att öka den konvektiva värmeövergången vid befintliga radiatorer genom påblåsning med småfläktar som monteras på radiatorn, kallade ”radiatorfläktar”. Fältförsök och simuleringar med denna lösning visar att värmeavgivningen kan ökas med upp till 60 procent. Radiatorfläktar

[16] Färdig värme är lokalt producerat och levererat hetvatten.

[17] Kombinerad fjärrvärme och fjärrkyla, Fjärrsynrapport (2011:8)

är inte bara lämpliga för att sänka radiatortemperaturer i befintlig bebyggelse generellt, utan även som komplement i enskilda rum där värmeavgivningen är för låg. Genom sänkt temperaturbehov i byggnaders uppvärmningssystem sjunker automatiskt fjärrvärmevattnets returtemperatur. Det lägre temperaturbehovet kan även utnyttjas så att den primära framledningstemperaturen sänks utan att primärflödet ökas. Om t.ex. den möjliga sänkningen av framledningstemperaturen utnyttjas i ett fjärrvärmenät med kraftvärmeproduktion överstiger den ökade elproduktionen elbehovet av radiatorfläktar för de flesta driftssituationer, dvs. det uppkommer en nettovinst.

Det finns anledning att tro att efterfrågan på komfortkyla kommer att fortsätta öka, kanske inte enbart för kontorsbyggnader mm utan även för bostäder. Då installation av kylsystem ofta är förknippat med höga kostnader för befintlig bebyggelse har möjligheten att använda radiatorsystemet för kombinerad värme och kyla undersökts. Det finns två svenska byggnader där detta redan har testats och tillämpas. Lösningen är i första hand relevant där kylbehovet är måttligt, såsom i bostadsfastigheter, men även i vissa typer av lokaler, t ex kontor som inrättats i gamla bostadsfastigheter. Det är då intressant att utnyttja radiatorfläktar, dvs. även för att öka värmeövergången vid kylning. På det viset är det möjligt att öka kyleffekten med upp till mellan 34 och 75 procent, beroende på radiatortyp.

På aggregerad nivå är det svårt att uppskatta vad dessa möjligheter skulle leda till i termer av energieffektiviseringspotential men ett försök att beräkna för ett enskilt system beskrivs i nästa kapitel.

3.5.2 Sänkt primärenergianvändning som en funktion av effektivare infrastruktur[18]

För att utvärdera nyttan med sänkta fjärrvärmetemperaturer har dess påverkan på primärenergifaktorer för fjärrvärme beräknats. Beräkningarna gäller för ett fjärrvärmesystem där värmeproduktionen baseras på ett kraftvärmeverk samt separata värmepannor för spets- och sommarlast. Beräkningarna av de förändrade primärenergifaktorerna för fjärrvärme är utförda där primärtemperaturerna sänks enligt två metoder:

1. Implementering av optimerad radiatorstyrning

2. Implementering av radiatorfläktar.

Resultaten visar att primärenergifaktorn för fjärrvärme är starkt beroende av vilken elproduktion som kraftvärmeverket antas ersätta. Ifall den producerade elen antas ersätta el producerad i kolkondenskraftverk, kan PEF för fjärrvärme sänkas med 25–40 procent då radiatorfläktar används. Detta gäller då både den primära framlednings- och returledningstemperaturen sänks och den extra elanvändningen som fläktdriften medför inte beaktas. Om den ökade elanvändningen som fläktarna står för beaktas, kan PEF för fjärrvärme fortfarande sänkas med 20–25 procent förutsatt att fläktarna endast är i drift då de nyttiggörs ur ett elproduktions-

[18] *Temperatureffektiva fjärrvärmesystem*, Fjärrsyn rapport (2012:2)

perspektiv. Denna driftsstrategi är särskilt viktig för den högre fläkthastigheten, som använder mer el. Om den substituerade elen antas vara producerad som den europeiska elmixen minskar påverkan på PEF för fjärrvärme till några få procent. För den nordiska elmixen är påverkan på PEF för fjärrvärme ännu mindre. Om den primära returledningstemperaturen och primärflödet minskas medan framledningstemperaturen lämnas oförändrad påverkas PEF för fjärrvärme inte i samma utsträckning som i föregående fall. Dock kan PEF för fjärrvärme fortfarande minska med ca 5 procent om den substituerade elektriciteten förutsätts ersätta kolkondens. Dessa resultat kan uppnås antingen med radiatorfläktar eller med optimerad radiatorstyrning.

4 Teknisk Potential

I den tolkningsnot[19] som åtföljer EED står att metodologin som föreslås medlemsländerna inbegriper en bedömning av vilken värmeefterfrågan som teknisk kan genomföras i form av högeffektiv kraftvärme, mikrokraftvärme samt effektiv värme och kyla. Det efterfrågas en bedömning av hur den maximala tekniska potentialen ser ut. Därefter föreslår man att den ekonomiska potentialen läggs på.

Jämfört med andra länder inom EU har Sverige en låg andel kraftvärme i fjärrvärmenäten. Den andel av fjärrvärmen som produceras i kraftvärmeverk har ökat över tiden och utgör i Sverige ca 45 procent vilket kan jämföras med andelar på ca 80 procent i andra EU-länder. Det finns flera orsaker till den lägre andelen kraftvärme i Sverige. Den omfattande utbyggnaden av vattenkraften och kärnkraften är två viktiga förklaringar. Historiskt låga elpriser vilket gynnat investeringar i hetvattenpannor är en annan förklaring. Även tidigare utformning av regelverken för beskattning och energipolitiska styrmedel har bidragit till en lägre andel kraftvärme. Tekniskt sett vore det möjligt att uppnå samma höga andel kraftvärme i Sverige som i andra länder i Europa. Profu har i Fjärrsynsprojektet (2011:2) ”Fjärrvärmen i framtiden” bedömt att kraftvärmen efter 2020 kan stå för minst 60 procent av den svenska fjärrvärmproduktionen men då är även ekonomiska aspekter medräknade.

Teknisk potential för kraftvärme

Den tekniska potentialen för kraftvärme är beroende på värmeunderlaget som fjärrvärmesystemen och industrins processvärmebehov utgör. Två viktiga parametrar för kraftvärmens utveckling är i vilken utsträckning befintligt värmeunderlag utnyttjas och hur värmeunderlagets totala storlek utvecklas. Prognoser pekar på att värmeunderlaget kommer att minska till följd av energieffektiviseringar och ett varmare klimat (se kapitel 3).

Avfall och biobränsle som dominerar i de svenska kraftvärmeverken har en relativt låg elkvot och innebär att elutbytet från kraftvärmen i Sverige endast blir av måttlig omfattning. Tekniskt sett skulle kraftvärme kunna expandera väsentligt om man i stor skala skulle satsa på gaseldad kraftvärme. Förutom naturgasbaserad kraftvärme finns det även potential för kraftvärme baserad på förgasade biobränslen. Med detta skulle en större elproduktion på det givna fjärrvärmeunderlaget erhållas, då proportionerna mellan el- och värme i ett kraftvärmeverk blir olika för olika bränslen. Gasformiga bränslen ger möjlighet att ta ut en större del av energin i form av el.

[19] Interpretative note on Directive 2012/27/EU on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EC, and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC Article 14: Promotion of efficiency in heating and cooling (B 16).

För kraftvärmeanläggningar som använder gasformiga bränslen är idag 0,5–10 MW gasmotoranläggningar dominerande, med elverkningsgrader på 25–30 procent och totalverkningsgrader på 80–90 procent. Med teknikutveckling kan dessa typer av anläggningar få en gradvis förbättrad verkningsgrad genom utveckling av processen och motorerna. De kan även komma att kombineras med en ång- eller ORC-cykel för att nyttiggöra avgasvärme. Elverkningsgrader på 30–35 procent med bibehållen eller enbart svagt ökad totalverkningsgrad kan då möjliggöras.[20]

För större anläggningar skulle förgasningen kunna använda gasturbin-kombicykler istället för motorer, med en elverkningsgrad på 35–45 procent och totalverkningsgrader på 85–90 procent. Genom gasturbinutveckling kan detta förväntas stiga något så att verkningsgrader på 40–50 procent kan uppnås.

Verkningsgraden för biometan, som erhålls från förgasade biobränslen, motsvarar i stort sett den som gäller för naturgas.

För avfall i förbränningsanläggningar är elverkningsgraden ca 20 procent. Det finns potential att öka denna verkningsgrad genom förgasade avfall, men denna teknik har inte slagit igenom kommersiellt, där elverkningsgraden kan öka till ca 30 procent. I den tekniska potentialen kommer antagandet göras att samma mängd avfall kommer att användas för kraftvärmeproduktion som 2011 (3,8 Mton).

Teknisk potential för elproduktion från spillvärme

Teknik för elproduktion från industriell spillvärme finns i dagsläget kommersiellt tillgänglig (ex ORC, Organic Rankine Cycle). Denna teknik har i dagsläget en verkningsgrad på 4–5 procent vid 90 ºC värmekälla, men teknikutveckling pågår för motsvarande processer med verkningsgrad på ca10 % vid samma temperatur. År 2008 levererades 4 TWh industriell restvärme till fjärrvärmenäten. I TPA-utredningen (SOU 2011:44) gör Industrigruppen Återvunnen Energi (IÅE) bedömningen att ytterligare 4,4 TWh kan levereras.

Teknisk potential för mikrokraftvärme

Potentialen för mikrokraftvärme uppskattas till 0,3 TWh 2010–2020 (Profu 2013). Framförallt i områden där naturgasnät finns tillgängligt är denna teknik aktuell men kan tekniskt bli möjligt med förgasade biobränslen och biogas även i andra områden, men först på mycket lång sikt. En utveckling kring bränsleceller i skalan 1–100 kW kan ha bättre förutsättning.

[20] Uppgifter från Lars Waldheim, Waldheim Consulting

Sammantagen teknisk potential

År 2011 levererades 56 TWh fjärrvärme, med detta som underlag görs den tekniska potentialbedömningen med utgångspunkt att värmebehovet minskar med 10 procent och att distributionsförlusterna minskar till 7 procent.[21] Detta skulle innebära ett fjärrvärmebehov på 46 TWh. Med ovanstående beskrivningar av teknisk utveckling bedöms potentialen för högeffektiv kraftvärme då kunna uppgå till 26 TWh_{el}. Nedanstående tabell visar den tekniska potentialen utifrån de antaganden som nämnts. Hänsyn till industriell kraftvärme har inte tagits med.

	Tillförsel	$TWh_{värme}$	TWh_{el}
Biobränsle	42 TWh	18,8	18,8
Avfall	3,8 ton	6,6	3,3
Naturgas*	3,5 TWh	2,2	2,7
Spillvärme	8,4 TWh		0,8
Mikrokraftvärme			0,3
Värmeverk		18,4	
Totalt		**46**	**26**

*Alternativmetoden (beräknas som för 2011 i SCB EN 11 SM 1301)

Svensk Fjärrvärme redovisar i sin rapport Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden från februari 2004, en kraftvärmepotential på ca 20 TWh_{el} i de befintliga svenska fjärrvärmenäten. Elproduktionen skulle, enligt rapporten, kunna bli ännu högre med en ökad tillgång till naturgas eller, på längre sikt, förgasade biobränslen. Om naturgasnätet byggdes ut i Mellansverige skulle denna potential kunna öka till en elproduktion i form av kraftvärme på ca 28 TWh_{el}. I tabellen ovan landar beräkningen på 26 $TWh_{el.}$

[21] Se kapitel 2

5 Kostnadsnyttoanalys

De potentialer för utbyggnad av kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla som redovisades i kapitel 3 vilar på kostnadsnyttokalkyler från en rad olika rapporter och analyser vars huvudsakliga grundantaganden redovisas separat i detta kapitel Här redovisas de antaganden som ligger till grund för när och i vilken utsträckning utbyggnaden av kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla är lönsamt. Enligt artikel 14.3 ska den potentialbedömning som redovisats i kapitel 3 baseras på en kostnadsnyttoanalys som grundar sig på klimatförhållanden, ekonomisk genomförbarhet och teknisk lämplighet i enlighet med bilaga IX i EED. Bilagan anger att ”syftet med att utföra kostnads–nyttoanalyser med avseende på åtgärder för att främja effektiv värme och kyla enligt artikel 14.3 är att skapa ett beslutsunderlag för kvalificerad prioritering av begränsade resurser på samhällsnivå.”

Analysen ska även omfatta alla socioekonomiska faktorer och miljöfaktorer.

I detta kapitel redovisas kriterierna som kostnadsnyttoanalysen vilar på såsom fastställande av **leverans- och efterfrågemöjligheter**, fastställande av **system- och eller geografisk gräns** och upprättande av **relevanta referens- och alternativa scenarion**. **Tidshorisonten ska vara relevant** och **nettonuvärde ska användas** som utvärderingskriterium.[22]

Växelkurser, bränsle- och energipriser, skatter etc. som använts som indata till de antaganden som ligger till grund för potentialberäkningarna för effektiv fjärrvärme samt högeffektiv kraftvärme redovisas i bilaga 6.

5.1 Lönsamma åtgärder och externaliteter

I bedömningen av potentialen antas att befintliga styrmedel i princip internaliserar externa kostnader. Det förutsätts därmed att koldioxid är korrekt prissatt genom koldioxidbeskattning och utsläppsrätter och att marknaden för elcertifikat fungerar och ger upphov till korrekta priser etc. Givet detta antagande kommer marknaden att genomföra de projekt som är lönsamma med hänsyn taget även till eventuella externaliteter. Aktörerna kan därmed sägas agera på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt. Det kan naturligtvis diskuteras ifall nuvarande styrmedel faktiskt internaliserar eventuella negativa effekter utifrån miljösynpunkt eller tar hänsyn till andra socioekonomiska effekter. Det kan även diskuteras ifall vissa positiva effekter korrekt avspeglas i priset. Energimyndigheten menar emellertid att nuvarande styrmedel är tillräckliga så till vida att inga nya eller andra styrmedel behövs för att utveckla fjärrvärmemarknaden eftersom den redan är i princip fullt utvecklad. Det bedöms med andra ord inte finns någon direkt ”kostnad/barriär” för främjandet av effektiv värme och kyla som behöver prissättas, kvantifieras och inkorporeras i en ”utökad” kostnadsnyttoanalys.

[22] se bilaga 2 för en fullständig genomgång av EEDs bilaga IX.

Det existerar emellertid marknadsimperfektioner på uppvärmningsmarknaden som bör ses över då de kan leda till snedvridningar gällande konkurrenssituationen. Huruvida och i så fall i vilken utsträckning dessa marknadsimperfektioner påverkar potentialen för utbyggnad av ytterligare fjärrvärme och kraftvärme är osäkert. I kapitel 5.1.1 t.o.m. 5.1.4 redovisas sådana marknadsimperfektioner.

5.1.1 Byggreglerna[23]

Nuvarande byggregler kan verka snedvridande för konkurrensen mellan olika uppvärmningsalternativ eftersom det är olika gränser för köpt energi som sätter gränsen för hur mycket energi för uppvärmning som får användas. I den kallaste klimatzonen tillåter byggnaders prestanda att det köps in 95 kWh/m2 och år när det gäller el men när det gäller fjärrvärme så får 130 kWh/m2 och år köpas in. Installation av värmepump medför då att den faktiska värmen som används uppgår till 285 kWh/m2 och år förutsatt att värmepumpen har en verkningsgrad på 3. Det värmepumpsvärmda huset kan därmed använda 155 kWh/m2 och år mer än det fjärrvärmevärmda huset. Detta betyder i sin tur att lägre byggkrav kan ställas på byggnader som byggs för användning av värmepumpar. Skillnaden blir mindre ju varmare det blir med 115 kWh/m2/år i Mellansverige och 75 kWh/m2/år i södra Sverige. Detta riskerar att snedvrida konkurrensen på uppvärmningsmarknaden eftersom det blir billigare att bygga för uppvärmning med värmepumpar. Samtidigt ställs emellertid krav på installerad effekt vilket gör att snedvridningen inte riskerar att bli fullt så stor.

Eftersom nybyggnadspotentialen endast står för en del av utbyggnadspotentialen för fjärrvärme så bedöms eventuellt förändrade byggregler inte få så stor effekt på själva potentialen. Potentialbedömningen (kapitel 3) utgår från att 90 procents andel av nybyggnationen av flerbostadshusen kommer anslutas till fjärrvärme. På marginalen kan potentialen emellertid påverkas negativt om utformningen av energikraven i byggreglerna inte ändras.

För åtgärder se kapitel 9.4.

5.1.2 Energibeskattningen

Fjärrvärmeföretag betalar full elenergiskatt för egenförbrukning av el (29,3 öre/kWh), medan industrin har en lägre skattesats (0,5 öre/kWh).[24] Detta kan leda till en snedvridning av konkurrensen samt medföra ekonomiska hinder för att ersätta oljeanvändning för värmeproduktion.

Därutöver finns även CO2-skattens utformning för värmeleveranser till industrin där industrin inom EU-ETS är befriad från CO2-skatt men fjärrvärmeföretaget endast är befriad om industrin omfattas av bilaga 1 i utsläppshandelsdirektivet. Detta innebär att t.ex. värmeleveranser från fjärrvärmeföretag till livsmedelsindustri och sågverk fortfarande omfattas av CO2-skatt.

För åtgärder se kapitel 9.5.

[23] Se Boverkets byggregler BBR 20

[24] Källa: Svensk Fjärrvärme

5.1.3 Skattebefrielse på egenproducerad el

Nuvarande skattebefrielsen på egenproducerad el snedvrider konkurrensen både inom elcertifikatssystemet och på värmemarknaden eftersom t.ex. uppvärmning med värmepump gynnas vid användandet av skattefri egenproducerad vindkraftsel för att driva pumpen. Detta innebär att skattereglerna inte är aktörsneutrala.

För åtgärder se kapitel 9.5.

5.1.4 Exempel på andra samhällsekonomiska effekter

Exempel på relevanta samhällsekonomiska effekter som är svåra att kvantifiera och räkna in i en sådan här analys är också att fjärrvärmen ger en stor nytta genom förmågan att återvinna spillvärme från industrin samt möjligheten till utnyttjande av avfallsförbränning för värme.[25] Dessa positiva samhällsekonomiska effekter är dock inte möjliga att kvantifiera värdet på inom ramen för denna utredning. Dessa nyttor kommer emellertid samhället till gagn även i form av lägre priser på fjärrvärme vilket så tillvida täcks av de modeller som används. Det kan också finnas alternativkostnader till användingen av biobränslen i kraftvärmeverk och hetvattenpannor som inte täcks in denna rapport.

5.2 Beräkningsmodeller för lönsamhet

I flera av de studier som används för att bedöma effektiviseringspotentialen av kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla (se kapitel 3 Potentialen för effektiv värme och kyla) har modellen MARKAL använts.

MARKAL är en optimeringsmodell som bygger på linjärprogrammering, d v s. en matematisk algoritm för att lösa optimeringsproblem där målfunktion (den som ska optimeras) och randvillkor är uttryckta som linjära ekvationer. Målfunktionen är generellt den diskonterade totala systemkostnaden och ska minimeras. Randvillkor kan exempelvis utgöras av verkningsgrader för en viss typ av anläggning, miljö-krav, kraftöverföringsförbindelser mellan länder, energianvändning i en viss sektor mm. Lösningen på en MARKAL-beräkning är med andra ord den kombination av tekniker i hela kedjan från bränsleutvinning eller -import via omvandling till exempelvis el och fjärrvärme till slutlig användning, som uppfyller den lägsta totalkostnaden uttryckt i diskonterat nuvärde.[26]

MARKAL-NORDIC[27] är benämningen på en MARKAL-modell som omfattar en beskrivning av de stationära energisystemen i de fyra nordiska länderna Sverige, Norge, Finland och Danmark. Med det stationära energisystemet avses produktion av el, fjärrvärme och processånga samt slutlig energianvändning inom bostäder, service och industri. Dessutom ingår en något förenklad beskrivning av Tysklands och Polens elproduktion. Samtliga länder är i modellen förbundna med varandra via elöverföringsförbindelser som kan utökas genom nyinvesteringar.[28]

---

[25] Svensk Fjärrvärme, inom Fjärrsyn, Samhällsekonomisk analys av fjärrvärme. Fjärrvärmens samhällsnytta i energisystemet idag och i framtiden, rapport 2013:5

[26] Profu Fjärrvärmen i framtiden, bilaga 2

[27] Modellverktyget MARKAL-NORDIC handhas och uppdateras av konsultföretaget Profu (Projektinriktad forskning och utveckling i Göteborg AB).

[28] Profu, Beräkningar med MARKAL-NORDIC inför Långsiktsprognos 2012

I MARKAL-NORDIC ingår omkring 80 användarsektorer (t ex uppvärmning i enfamiljshus i Finland, energianvändning inom järn- och stålbranschen i Norge, driftel inom servicesektorn i Sverige och energianvändning inom det danska jordbruket). Varje sektor beskrivs med ett energibehov i slutlig eller nyttig energi samt en grov lastkurva för detta behov.

MARKAL-NORDIC har använts då den beskriver utvecklingen i energisystemen, givet en lång rad randvillkor och antaganden, från idag och fram till 2050. Särskild vikt har lagts vid beskrivningen av de existerande energi- och koldioxidskatterna, det europeiska handelssystemet för utsläppsrätter samt stödsystem för förnybar energi som t ex det svenska elcertifikatsystemet.

Modellen använder nettonuvärde som utvärderingskriterium. Den reala kalkylräntan är satt till 7 procent. I en samhällsekonomisk analys ligger kalkylräntan i regel lägre (runt ca 4 procent) medan den för privatekonomiska aktörer kan ligga väsentligt högre. En kalkylränta på 7 procent kan sägas ligga någonstans mellan en företagsekonomisk och samhällsekonomisk kalkylränta. Detta har bedömts passande för potentialuppskattningar där marknaden aktörer antas vara de huvudsakliga agenterna för potentialuppfyllnaden men där staten kan spela en viss roll med införandet av olika åtgärder för att förbättra en redan utbyggd marknad.

För huvuddelen av teknikerna inom el- och fjärrvärmeproduktion antas en ekonomisk livslängd på 21 år. Undantag är till exempel ny vattenkraft (42 års ekonomisk livslängd) och ny kärnkraft i Finland (35 års ekonomisk livslängd). Livslängderna är i huvudsak att betrakta som ekonomiska livslängder och är en helhetsbedömning för en nyckelfärdig anläggning.[29]Antagandena bygger på Elforsks studie *El från nya och framtida anläggningar 2011*.[30] Modellen tillåter endast sjuårsintervall vilket inte påverkar resultaten på något avgörande sätt men förklarar de exakta valen av år.

5.3 Systemgräns, geografisk gräns

Värme- och kylabehoven är indelade sektorsvis (flerbostadshus och lokaler, småhus, industri & övrigt) men inte geografiskt. Beräkningarna utgår emellertid från Sverige som geografisk gräns men tar även hänsyn till import och export. För närmare förklaring se beskrivningen av MARKAL-NORDIC modellen i föregående avsnitt.

5.4 Val av referensscenarier och alternativa scenarier

5.4.1 Definition av alternativet till kraftvärme

I direktivtexten anges att alternativet till kraftvärme ska utgöras av separat produktion av fjärrvärme (i hetvattenpannor) och el (i kondenskraftverk) med *samma* bränsle. Därmed värderas effektiviseringsvinsten av själva samproduk-

[29] Fjärrvärmen i framtiden, bilaga 1

[30] Elforsk Rapport 11:26

tionen för ett givet bränsle. Detta säger emellertid relativt lite om effektiviseringsvinsten i ett verkligt system. I verkligheten så skulle denna ansats exempelvis medföra att alternativet till ett biobränsleeldat kraftvärmeverk utgörs av dels en biobränsleeldad hetvattenpanna, vilket i och för sig är helt rimligt, och ett biobränsleeldat kondenskraftverk, vilket å andra sidan ter sig som tämligen orimligt. I ett verkligt systemperspektiv är alternativet på elsidan i själva verket något helt annat. Alternativet bestäms snarare av utformningen av det aktuella energisystemet. Beräkningar genomförs både utifrån direktivtextens kriterium och ett antagande om systemperspektiv (se kapitel 7).

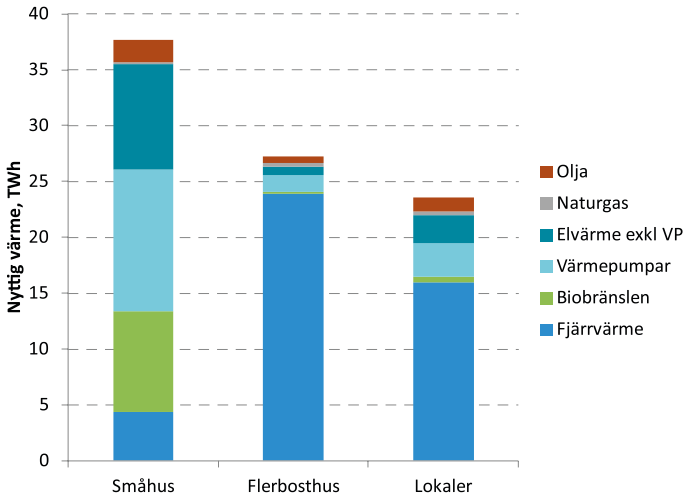
När det gäller alternativet till processvärmeproduktionen i det industriella mottrycket antas det däremot att denna är just bränslespecifik. I det fallet är det nämligen rimligt att anta att alternativet till att producera processvärme i ett mottrycksverk är ett processvärmeverk (utan elproduktion) med samma bränsle. Här existerar inte ett ”systemalternativ” på samma sätt som för fjärrvärmeproduktion och i synnerhet elproduktion.

När det gäller allokeringsprincip avseende bränsle för el respektive fjärrvärme i ett kraftvärmeverk spelar denna ingen roll i analysen. Man utgår nämligen ifrån en producerad mängd el och fjärrvärme och jämför med samma produktionsmängder men producerade enligt de alternativ som bestäms av en vald primärenergiviktningsprincip.

5.4.2 Definition av alternativet till fjärrvärme

Expansionen av fjärrvärme sker dels i nyanslutningar i befintlig bebyggelse och dels i nyanslutningar i ny bebyggelse. Förutsättningarna för fjärrvärme (och alternativen till fjärrvärme) är olika beroende på om vi tittar på befintliga byggnader eller på nya byggnader. Dessutom delas såväl existerande som nya byggnader in i småhus, flerbostadshus och lokaler. Nyanslutning (expansion) av fjärrvärme ska vägas mot en alternativ uppvärmning. För existerande byggnader är utgångspunkten att alternativet till fjärrvärmeanslutning är ett vägt medelvärde av hur uppvärmningen ser ut idag exklusive fjärrvärme. Det vill säga om ny fjärrvärme ansluts motsvarande till exempel 1 TWh så antas detta ersätta 1 TWh alternativ uppvärmning. Denna består av en mix där de olika uppvärmningsalternativens andel är densamma som deras relativa andel av den totala uppvärmningen (exklusive fjärrvärme) i den givna byggnadstypen (småhus, flerbostadshus eller lokaler). Dock undantaget värmepumpar. Det antas alltså att fjärrvärmeanslutning till en ny kund inte sker i befintliga byggnader där det idag finns någon form av värmepumpslösning. För småhus är alltså alternativen framförallt elvärme (exklusive värmepumpar), biobränsle, olja och gas, medan för flerbostadshus och lokaler är det i huvudsak elvärme som är det huvudsakliga alternativet. I Figur 13 visas tillförseln av nyttig värme per energislag för de tre byggnadstyperna i den befintliga byggnadsstocken.

Figur 13 Värmebehov (nyttig energi) i småhus, flerbostadshus och lokaler år 2007 (Källa: Energimyndigheten).



I nya byggnader antas emellertid att alternativet uteslutande utgörs av värmepumpar sånär som på småhus där det förutom värmepumpar antas att en liten del (20 procent) även utgörs av pelletsvärme. Sammantaget medför detta att alternativet till fjärrvärme i nya byggnader, oavsett hustyp, utgörs av relativt energieffektiva uppvärmningsalternativ. Energieffektiviseringsmässigt kan därför nyanslutning av fjärrvärme få svårt att hävda sig, inte minst om valet av primärenergifaktorer ”missgynnar” fjärrvärmen och inte minst om verkningsgraden (värmefaktorn) för värmepumpar forsätter att förbättras. När det slutligen gäller fjärrvärmeleveranser till industrin har genomgående antagits att alternativet utgörs av el (Profu 2013). Ingen skillnad görs heller mellan olika byggnadstyper. I industrifallet rör det sig om byggnader, till exempel kontor, som är placerade inom ett industriområde eller en industrianläggning. Här finns även en del oljevärme kvar som potentiellt skulle kunna ersättas av fjärrvärme. Olja har dock inte räknats som ett alternativ i detta fall. Dessutom finns det en potential för fjärrvärme att även utnyttjas inom processerna och inte bara till uppvärmning av industrilokaler (Trygg *et al* 2009). Detta kan till exempel inkludera torkning och värmning. Sådana processpecifika betraktelser gör emellertid inte här.

5.4.3 Definition av alternativet till fjärrkyla

Alternativet till fjärrkyla antas genomgående utgöras av enskilda kompressordrivna kylmaskiner. Detta är med andra ord samma teknik som de kompressorkylmaskiner som utgör en av teknikerna för att producera fjärrkyla. Det som skiljer dem åt är storlek och därmed köldfaktor. Köldfaktorn för enskilda kompressorkylmaskiner antas ligga på 2,5 respektive 4 för motsvarande teknik i fjärrkylaproduktionen. Dessa antaganden baseras på underlag i Svensk Fjärrvärme (2012) och Svensk Fjärrvärme (2009c). Aktuella siffror från branschen antyder att köldfaktorerna kan vara högre än de som anges ovan. Förhållandet mellan prestanda för stora och små kylmaskiner är dock detsamma.

6 Andelen högeffektiv kraftvärme

I följande kapitel redovisas ”andelen högeffektiv kraftvärme och den potential som fastställts och de framsteg som uppnåtts enligt direktiv 2004/8/EG” i enlighet med EED bilaga VIII h).

I utredningen ”Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden” SOU 2005:33 slogs fast med anledning av kraftvärmedirektivet att:

”De befintliga svenska kraftvärmeverken är högeffektiva. Vad jag kunnat finna har nästan samtliga svenska kraftvärmeverk en verkningsgrad i storleksordningen 90 procent. Oavsett vilka referensvärden som kommissionen fastställer, bedömer jag att de svenska kraftvärmeverken skulle uppfylla kriteriet för högeffektiva kraftvärmeverk. Så är emellertid inte alltid fallet i övriga Europa.”(s.112)

Detta är en bedömning som Energimyndigheten delar.

Det finns alltså ingen potential i Sverige för att öka andelen högeffektiv kraftvärme eftersom all kraftvärme redan är högeffektiv. Däremot finns det en betydande en potential att ersätta hetvattenproduktion med högeffektiv kraftvärme (se kapitel 4). Definitionen av högeffektiv kraftvärme finns beskriven i bilaga 3.

7 Uppskattad besparing av primärenergi

Energieffektiviseringsdirektivets definition av primärenergi är ”den inhemska bruttoanvändningen, exklusive annan användning än energi”. Detta talar för att primärenergin endast ska räknas på den energi som används inom landets gränser. Det synsättet skulle i så fall t.ex. utesluta energianvändning relaterad till energibärarens livscykel då den uppstår utanför landets gränser. Det vill säga sådant som uppstår till exempel i samband med utvinning och som typiskt sker utanför Sveriges gränser. När det gäller de konventionella fossila energislagen uppgår detta till typiskt 10–15 procent av den totala primärenergifaktorn. För icke konventionella fossila energislag som oljesand är andelen större.

I direktivet hänvisas till en bilaga IV där energiinnehåll i olika energibärare för slutanvändning anges och kan användas för effektiviseringsberäkningar. Direktivet anger även att medlemsstaterna får tillämpa en annan koefficient om detta kan motiveras.

Direktivets definition av primärenergi antyder att förändringen egentligen motsvararar den totala energianvändningen. Att detta är fallet blir också tydligt i den engelska versionen av direktivet då termen ”primary energy saving” inte inkluderar användning utanför landets gränser samt utgår från bränslets energiinnehåll.

Energimyndighetens bedömning är att det inte finns några entydiga viktningsfaktorer som bör användas i utformande av styrmedel. Denna viktning sker redan genom energipriserna. Inriktningen bör istället vara att skapa energimarknader som fungerar.

7.1 Svenska definitionen av primärenergi

Med primärenergianvändning menas den energimängd som totalt går åt för att producera en energienhet, från utvinning av energiråvara till levererad nyttighet.

Primärenergianvändning innebär att hänsyn tas till förluster i både den slutliga och den indirekta/uppströms (utvinning, transport, och omvandling uppströms i energikedjan) energianvändningen. För till exempel el producerad med kärnkraft används energi för att utvinna och upparbeta uran till kärnbränsle. Därefter används energi för att transportera kärnbränslet till reaktorn. I kärnkraftverket förloras sedan två tredjedelar av energiinnehållet vid omvandling till el. Vid överföringen i elnätet förloras sedan ungefär 6 procent av den producerade elen.[31]

[31] *Koldioxidvärdering av energianvändning,* vad kan du göra för klimatet?, Underlagsrapport Statens Energimyndighet (2008).

Även den alternativa användningen av ett bränsle bör vägas in eftersom det uppstår en ”kostnad” (förlust) när en resurs används som hade kunnat användas till något annat. Att t.ex. använda överblivna skogsrester till förbränning kan därmed erhålla en primärenergifaktor som motsvarar värdet av den näring den i annat fall skulle återfört till marken eller andra alternativa användningsområden den kunde haft.

Vad det gäller primärenergiviktning av olika energislag så råder det stor brist på samstämmighet De antaganden som behöver göras får konsekvenser för bedömningen av olika energislag. En primärenergifaktor (PEF) på 0 betyder att bränslet som används inte använder någon primärenergi eftersom resursen ”redan är använd”. GROT[32] som blivit över efter skogsbruk kan till exempel ses som en restprodukt som annars gått till spillo och därmed erhålla en PEF på 0. Likadant är det med avfall som i vilket fall som helst hade bränts upp (eller deponerats innan deponiförbudet kom). Det är emellertid fullt möjligt att argumentera för att både GROT och avfall bör ha en primärenergifaktor på mellan 0 och 1 eftersom det finns ett värde som kunde använts någon annanstans. Det är fullt möjligt att utvinning av biogas genom termisk förgasning av GROT ökar i framtiden och därmed ger GROT en högre alternativkostnad och därmed primärenergifaktor.[33]

Valet av primärenergifaktorer har stor betydelse för det slutliga resultatet på energieffektivisering av en expansion av fjärrvärme, fjärrkyla samt kraftvärme. Tabell 1 visar tre olika primärenergiviktningsprinciper varav rapporten valt att använda *förändringseffektprincipen* då den tar hänsyn även till långsiktiga förändringar i produktionen. För en fullständig genomgång av de olika principerna se Bilaga 4. För att kunna se effektiviteten i kraftvärmeexpansionen har även energieffektiviseringsdirektivets schablonvärden enligt bilaga IV tillämpats. D.v.s. med utgångspunkt i energiinnehållet i bränslet vilket alltså innebär en PEF på exakt 1.

Tabell 1 Primärenergifaktorer för de olika energislagen enligt de tre primärenergiviktningsprinciperna. PEF är uttryckta i MWh primärenergi per levererad MWh energislag. Leveranspunkten för bränslen är en anläggning för el eller fjärrvärmeproduktion med.

	Fossila bränslen	Torv	Biobränslen (huvuddelen)	Avfall	El[1)]	Fjärrvärme[1)]
Miljökommunikation	~ 1	~1	~1	~0,6	1,7/2,6	1
Värmemarknadskommittén	~ 1	~1	~0	~0	1,9	0,3
Förändringseffekt	~ 1	~1	~0	~0	2,9/2,3	0,7/0,6

Källa: Fjärrsyn (2013:15).

[32] Grenar och toppar.

[33] Göteborg Energi bygger för närvarande den första etappen av GoBiGas i Ryahamnen i Göteborg, en demonstrationsanläggning där biobränsle ska förgasas och uppgraderas till biogas av naturgaskvalitet. Driftsättning planeras till andra halvåret 2013. Den första etappen av projektet har beviljats ekonomiskt stöd av Energimyndigheten på 222 miljoner kronor, ett beslut som även godkändes av EU-kommissionen. Källa: http://gobigas.goteborgenergi.se/Sv/Nyheter/Pressmeddelande__GoBiGas_projektet_aktuellt_for_delfinansiering_fran_EU

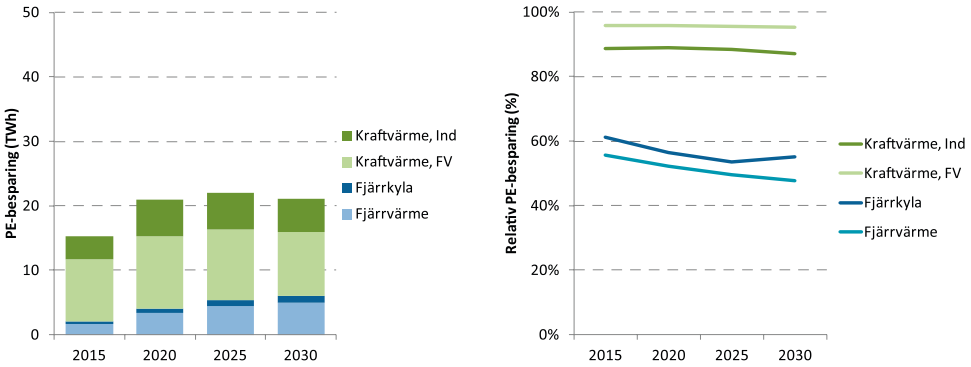
7.2 Primärenergibesparing enligt ”Förändringseffekt”-principen

”Förändringseffekt”-principen studerar *effekten* av *förändringar* i användningen av energibärare, till exempel el eller fjärrvärme, ur ett systemperspektiv. Detta är rent teoretiskt en princip som skulle kunna fånga en primärenergibesparing på ett bra sätt. För att kunna göra detta behövs flera antaganden göras som får konsekvenser för resultatet. Inte minst behövs antaganden om hur användningen av energislag i framtiden påverkas av förändringar av dagens energianvändning. Flera energislag är ändliga eller tydligt begränsade vilket innebär att dagens användning påverkar förutsättningar i framtiden.

I denna beräkning antas elen ha en relativt hög primärenergifaktor (nästan 3), något som dock avtar över tiden i takt med att elproduktionen på den långsiktiga marginalen blir effektivare och mindre primärenergiintensiv. Fjärrvärmen viktas med omkring 0,7 och det brännbara avfallet och huvuddelen av biobränslet får en primärenergivikt på nära noll då de antas vara restprodukter. Att fjärrvärme i sig trots det får en primärenergivikt som är klart större än noll beror på att principen utgår från *effekten* av en förändring. Och effekten på fjärrvärmesystemet av en förändrad användning medför delvis insatser av bränslen och energibärare vars primärenergivikt ligger på omkring 1, till exempel konventionella fossila bränslen, ”prima” biobränslen och torv.

I Figur 14 redovisas resultat avseende primärenergibesparingen fördelad på fjärrvärme, fjärrkyla och kraftvärme i fjärrvärmenäten respektive inom industrin (industriellt mottryck). Primärenergibesparingen beräknas genom att dels beräkna primärenergiinsatsen för expansionen av fjärrvärme, fjärrkyla respektive kraftvärme och dels den motsvarande primärenergiinsatsen för expansionen av alternativen till fjärrvärme, fjärrkyla respektive kraftvärme. Skillnaden i primärenergiinsats mellan den senare och den förra posten utgörs av den här definierade primärenergibesparingen (”PE-besparing” i figuren). Man kan se att den totala primärenergibesparingen hamnar på drygt 20 TWh efter 2020. Den största besparingen återfinns inom kraftvärmen i fjärrvärmenäten. Detta beror på att den förväntade expansionen av kraftvärme (ca +2,5 TWh el fram till 2030) är förknippad med mycket låga insatser av primärenergi (i huvudsak biobränsle och avfallsbränslen med PEF på nära noll) samtidigt som alternativet utgörs av elproduktion (till exempel i kolkondensverk) med hög primärenergiinsats. Alternativet för fjärrvärmeproduktion kräver också viss insats av primärenergi enligt denna värderingsprincip.

Figur 14 Primärenergibesparing i absoluta tal (till vänster) och i relativa tal (till höger) enligt primärenergiviktningsprincipen ”Förändringseffekt”.



Den industriella mottryckproduktionen förväntas också öka med omkring 2,5 TWh fram till 2030. Därmed blir primärenergibesparingen ungefär densamma för elproduktionen som för kraftvärme i fjärrvärmenäten eftersom alternativet är detsamma, nämligen marginalelproduktion på den nordeuropeiska elmarknaden. På värmesidan ser det dock lite annorlunda ut. Alternativet till processvärmeproduktion i mottrycksanläggningar sker i ångpannor utan turbin och generator men med samma bränsle. Följaktligen erhålls heller ingen betydande primärenergivinst för just processvärmeproduktionen eftersom verkningsgraden i de alternativa pannorna är hög. Det samlade bidraget från industriellt mottryck är därmed något mindre än motsvarande bidrag från kraftvärme i fjärrvärmenäten trots att ökningen i elproduktion är ungefär densamma.

I Figur 14 anges också primärenergibesparingen för kraftvärme i relativa tal (som en procentsiffra), det vill säga den absoluta primärenergibesparingen dividerad med den primärenergiinsats som är förknippad med den alternativa produktionen. Detta visas i Figur 14 till höger. För att vara konsekventa redovisas den relativa primärenergibesparingen även för fjärrvärme och fjärrkyla. Även här är alltså den absoluta primärenergibesparingen relaterad till alternativets primärenergiinsats (till exempel enskilda kompressorkylmaskiner i fjärrkylafallet). I figuren framgår att den relativa primärenergibesparingen är betydande för alla fall, i synnerhet kraftvärme som ligger relativt nära en hundraprocentig minskning. Återigen har det att göra med att primärenergiinsatsen för kraftvärmeexpansionen är mycket liten enligt ”Förändringseffekt”-principen (med bränslen som är PEF-viktade med nära noll). Därmed reduceras nästan hela primärenergiinsatsen som hade varit nödvändig för den alternativa och separata produktionen av el och fjärrvärme/processvärme.

Primärenergiinsatsen för fjärrvärmeexpansionen är, enligt förändringseffektprincipen omkring 0,7 MWh primärenergi per levererad MWh fjärrvärme. Denna ökning i primärenergiinsats ska jämföras med den minskning som erhålls som ett resultat av att fjärrvärmen ersätter elvärme, biobränslen, olja och gas i existerande byggnader (i det fall då biobränsle ersätts erhålls ingen primärenergibesparing eftersom ved och pellets har primärenergifaktorer som ligger nära noll

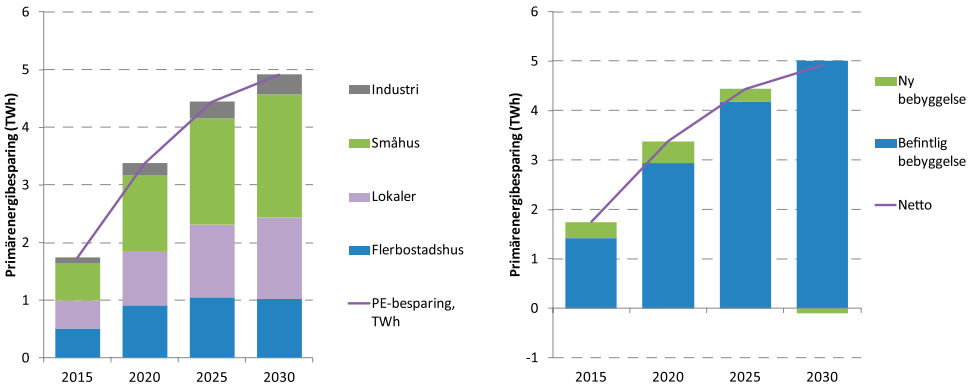
i ”Förändringseffekt”-principen). I nya byggnader antas att det huvudsakliga alternativet till fjärrvärme utgörs av värmepumpar. Dessa är primärenergimässigt mycket effektiva även om el viktas relativt högt i ”Förändringseffekt”-principen. Det är därför långt ifrån säkert att effekten av att utnyttja fjärrvärme i ny bebyggelse blir en primärenergibesparing.

Den framtida användningen av fjärrkyla förväntas öka. I absoluta tal är leveranserna dock relativt blygsamma, ca 3 TWh ökning fram till 2030. Detta förklarar delvis det lilla bidraget till primärenergibesparing, i storleksordningen drygt 1 TWh på lång sikt (Figur 14). En annan förklaring är att primärenergibesparingen gentemot alternativet, enskild kompressorkyla, är betydande endast för frikyla. För stora kompressorkylmaskiner i fjärrkylasystemet ligger vinsten enbart i skalfördelen. När det gäller absorptionskylmaskiner i fjärrkylasystemet så är dessa primärenergimässigt inte särskilt effektiva om fjärrvärmen viktas med en primärenergifaktor på omkring 1 (ca 0,7 i ”Förändringseffekt”-principen). Då den framtida sammansättningen för fjärrkylaproduktion är en stor osäkerhetsfaktor kan det finnas anledning att göra en enkel känslighetsanalys. Om antagandet görs att expansionen av fjärrkyla uteslutande tillförs via frikyla, som primärenergimässigt är det mest effektiva alternativet, innebär detta istället en primärenergibesparing på knappt 2 TWh, det vill säga nästan dubbelt så stort som i utgångsläget. Antagandet att fjärrkylaexpansionen helt och hållet tillförs via kompressorkyla, vilket primärenergimässigt är det ”sämsta” alternativet givet ”Förändringseffekt”-principen, så hamnar primärenergibesparingen istället på drygt 0,5 TWh.

Fjärrvärmens bidrag till primärenergibesparingen enligt Figur 14 är ca 4–5 TWh på lång sikt. Dessa 4–5 TWh fördelar sig på de olika byggnadstyperna enligt Figur 15. Den största besparingen återfinns i småhusen där nyanslutning av fjärrvärme konkurrerar med relativt ineffektiva alternativ såsom elvärme och oljevärme. Däremot är potentialen för primärenergibesparingar genom nyanslutning av fjärrvärme i nya byggnader relativt begränsad fram till 2025, i storleksordningen 0,2–0,5 TWh. Detta bekräftar att det mycket energieffektiva uppvärmningsalternativ som framförallt värmepumpar utgör i nya byggnader medför att effektiviseringsvinsten genom anslutning av fjärrvärme är liten. År 2030 leder nyanslutningen av fjärrvärme till och med till en liten primärenergiökning. Detta beror på antagandet att teknikutvecklingen för värmepumpar lett till en systemvärmefaktor på 4 år 2030 vilket innebär att varje kWh el blir till 4 kWh värme istället för som idag runt 3. Samtidigt blir primärenergivikten för el enligt ”Förändringseffekt”-principen lägre över tiden. År 2030 antas förhållandet mellan elens primärenergifaktor och fjärrvärmens dito vara drygt 3,5 vilket alltså är lägre än den typiska systemvärmefaktorn för en nyinstallation. Därmed leder en nyanslutning av fjärrvärme i ett nybyggt hus till en primärenergiförlust om alternativet är en värmepumpsinstallation.

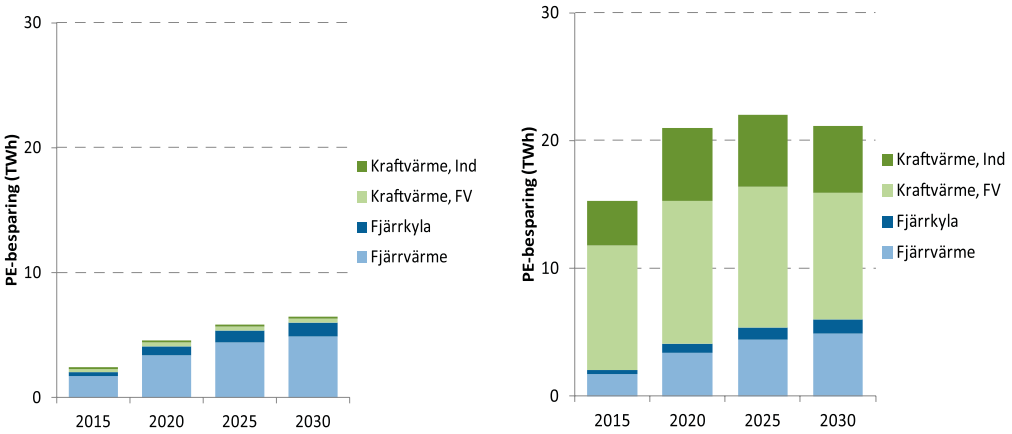
I direktivtexten anges att alternativet till kraftvärme ska utgöras av separat produktion av fjärrvärme (i hetvattenpannor) och el (i kondenskraftverk) med samma bränsle. Till skillnad från ett systemperspektiv kan ansatsen kallas för ”bränslespecifik alternativproduktion”.

Figur 15 Primärenergibesparing från fjärrvärmeexpansionen fördelat per byggnadstyp (till vänster) och fördelat på befintliga respektive nya byggnader; ”Förändringseffekt”-principen.



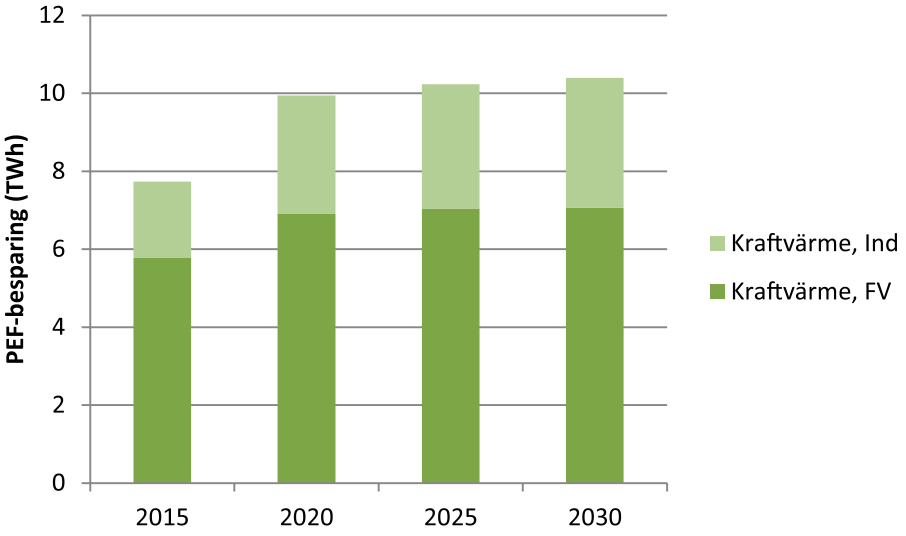
I Figur 16 (vänster) syns tydligt effekten av att välja ansatsen med bränslespecifik alternativproduktion till kraftvärme: Primärenergibesparingen från kraftvärme är nästan noll. Förklaringen är dels ansatsen i sig och dels ”förändringseffekt-perspektivet”. Kraftvärme med primärenergiinsatser på nära noll, det vill säga biobränsle och avfall, jämförs med separat produktion i hetvattenpannor och kondenskraftverk med samma bränsle och samma låga primärenergiinsats. Vinsten av en kraftvärmeexpansion blir därmed nästan noll.

Figur 16 Samlad primärenergibesparing, enligt ”Förändringseffekt”-principen, i fallet med den bränslespecifika alternativproduktionsansatsen (figur till vänster) och i fallet då alternativproduktionen bestäms utifrån ett systemperspektiv (figur till höger).



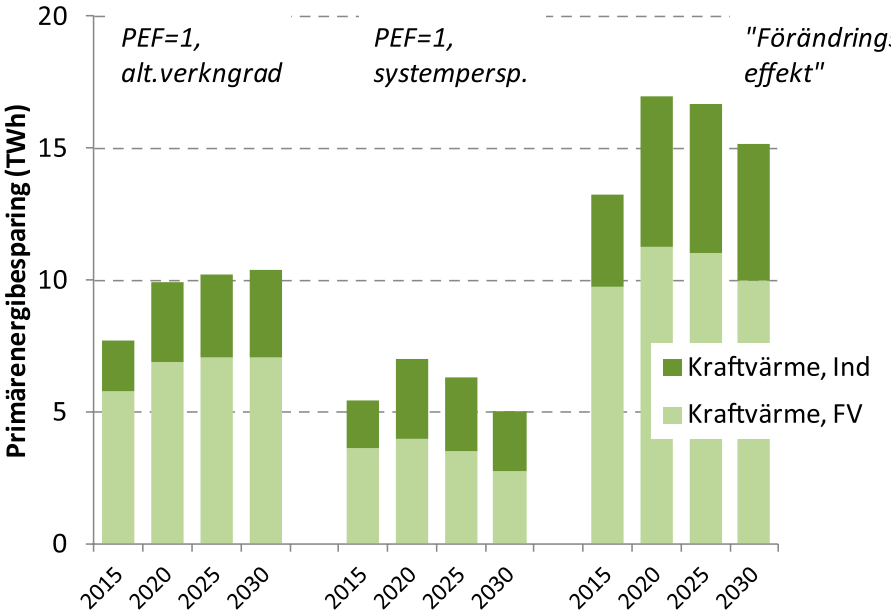
För att få en uppfattning om effektiviteten i kraftvärmeexpansionen vid bränslespecifik alternativproduktion (vilket direktivet kräver) måste en högre primärenergifaktor än 0 antas (jfr Figur 16). Figur 17 utgår därför från att biobränsle och avfall har en PEF på 1 vilket innebär att utgångspunkten är energiinnehållet i bränslet. Denna ansats är förövrigt nära den som miljökommunikationsmetoden förespråkar. Kraftvärme-expansionen i Sverige antas uteslutande utgöras av avfallskraftvärme och biokraftvärme. Totala primärenergibesparingar vid kraftvärmeexpansion uppgår med denna ansats till 10 TWh 2020 och 10,4 TWh 2030.

Figur 17 Samlad primärenergibesparing för kraftvärmeexpansion, i fallet med den bränslespecifika alternativproduktionsansatsen, med utgångspunkt i bränslets energiinnehåll (PEF 1).



En sammanställning av hur olika antagande för kraftvärmeexpansionen påverkar primärenergibesparingarna kan ses i Figur 18. Mittenstaplarna utgår, liksom staplarna till vänster (samma som Figur 17), från en primärenergifaktor på 1. Därefter antas att alternativet till kraftvärmeproduktionen utgörs av nordeuropeisk elproduktion respektive ”svensk” fjärrvärmeproduktion (enligt ”förändringseffekt”-principen). Besparingarna blir därmed lägre än vid direktivets krav på separat produktion med exakt samma bränsle. Att primärenergibesparingen är större i det fallet (staplarna till vänster) beror framförallt på att avfallskraftvärme jämförs med separat produktion i hetvattenpanna med en ”normal” verkningsgrad och ett kondenskraftverk med en synnerligen låg elverkningsgrad. Eftersom avfallsförbränning av olika skäl inte är optimalt för elproduktion leder expansionen av avfallskraftvärme till mycket stora primärenergibesparingar. Detta eftersom den alternativa elproduktionen antas ske i ett kondensverk med mycket stor ”bränsleförbrukning” för samma mängd el.

Figur 18 Primärenergibesparingar enligt strikt EED tolkning (vänster), enligt systemperspektiv med en PEF på 1 (mitten), och enligt förändringseffekt-perspektivet (se Figur 16).



7.3 Slutsats

Direktivets definition av primärenergi motsvarar egentligen total energianvändning inom landet. Detta innebär att hänsyn inte tas till förändringar i energisystemet på lång sikt.

Energimyndigheten har konstaterat att det krävs många antaganden för att beräkna en energibesparing. Antagandena har stora konsekvenser för resultatet och de slutsatser som dras. Det är därför olämpligt att utforma styrmedel utgående från dessa beräkningar. Inte minst eftersom energipriserna redan har denna styrande effekt då dessa fångar in effekterna i energibesparing vid investeringar.

Givet denna bedömning har Energimyndigheten valt att redovisa primärenergibesparingen utgående från direktivets föreslagna faktorer.

De samlade primärenergibesparingarna av den potentiella expansionen av kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla beräknas uppgå till 9,75 TWh 2015, 14 TWh 2020, 15,5 TWh 2025 och som mest 16 TWh 2030 (Tabell 2).

Tabell 2 Besparingar i TWh primärenergi enligt EED-beräkningar.

	2015	2020	2025	2030
Kraftvärme, Ind.	5,8	6,9	7	7
Kraftvärme, FV	1,9	3	3,2	3,4
Fjärrvärme	1,7	3,4	4,5	4,9
Fjärrkyla	0,3	0,7	0,9	1
SUMMA:	**9,75**	**14**	**15,5**	**16,4**

Samtidigt bör man vara medveten om att totalt sett så prognosticeras en krympande fjärrvärmemarknad (se kapitel 3). Ifall utgångspunkten skulle vara en nettoökning sker alltså inga energieffektiviseringar över huvudtaget eftersom produktionen av fjärrvärme totalt sett minskar med mer än nyanslutningarna kan kompensera för.

Potentialen för tillkommande fjärrvärme har beräknats till 4 TWh till 2020 och 8 TWh till år 2030. Totalt sett beräknas emellertid fjärrvärmeanvändningen minska med 2 TWh 2020 och 4 TWh 2030. Utan nyanslutningarna hade minskningarna uppgått till 6 TWh 2020 och 12 TWh 2030.

8 Karta över det nationella territoriet

Följande kapitel uppfyller 1 C enligt bilaga VIII i EED som föreskriver framtagande av en karta över det nationella territoriet som, samtidigt som den konfidentiella karaktären hos kommersiellt känsliga uppgifter bevaras, identifierar

i) efterfrågepunkter för värme och kyla, däribland
   - kommuner och tätorter med ett exploateringstal på minst 0,3, och
   - industrizoner med en total årsförbrukning av värme och kyla på mer än 20 GWh,

ii) befintlig och planerad värme- och kylinfrastruktur,

iii) potentiella leveranspunkter för värme och kyla, däribland
   - elproduktionsanläggningar med en total årsproduktion av el på mer än 20 GWh,
   - avfallsförbränningsanläggningar,
   - befintliga och planerade kraftvärmeanläggningar, med användning av teknik som avses i del II i bilaga I, och fjärrvärmeverk.

8.1 Förklaringar till kartorna

Kartorna för figur 19, 20 och 21 kan nedladdas i originalstorlek från Energimyndighetens websida http://www.energimyndigheten.se/sv/Foretag/.

Figur 19 redovisar ”plot-ratio” för värmeunderlag dvs. kvoten mellan byggnadens golvarea delat med land-arean på en given plats.[34] Enligt EEDs tolkningsnot innebär det närmare bestämt: *“An area with a plot ratio of 0.3 currently corresponds to a linear heat density of 2.5 MWh/m, since the current specific heat demand is about 130 kWh/m2. This is a threshold indicating areas where expert literature considers district heating directly feasible. In France, there were some 176 city districts in 31 cities with a plot ratio higher than 0.3 in 2001. At the same time 82 city districts had a higher than 0.3 plot ratio in Paris. (Linear heat density is the quota of heat annually sold and the total trench length of the district heating pipe system.)”*. Kartan grundar sig på data från Lantmäteriet.

Figur 20 visar industrier med möjliga spillvärmetillgångar uttaget från ”European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR).” Kommunernas ägande finns mer specifikt definierade utifrån excel-arket EPRTR v4_2_Sweden på Energimyndighetens websida.

[34] “…the ratio of the building floor area to the land area in a given territory” Källa: Interpretative note on Directive 2012/27/EU.

Figur 21 visar alla kraftvärmeverk, kondenskraftverk och värmecentraler (hetvattenpannor) i Sverige. Data är hämtat från Lantmäteriets fastighetsregister och ritade av Cartesia. Kartan är interaktiv när den laddas ned och öppnas i Adobe och visar exakta koordinater och ägare för varje anläggning.

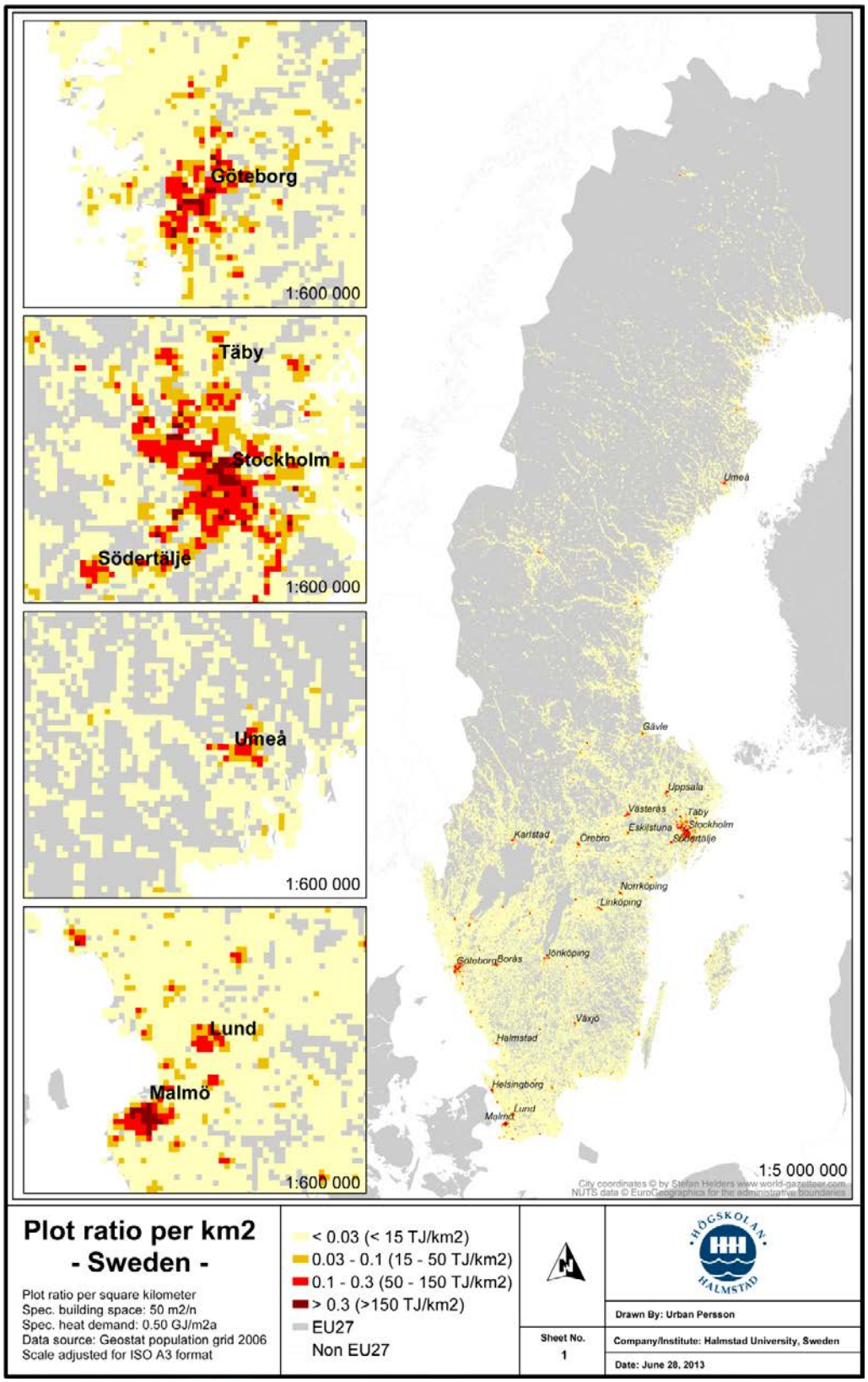
Figur 22 Pappers/massa, Sågverk/träindustri samt relaterad industri dvs. anläggningar med stor spillvärmepotential. Kartan är interaktiv och finns på skogsindustriernas hemsida.

Figur 23 visar biokraftvärmeverk och avfallskraftvärme i Sverige. Kartan är gjord av branschorganisationen Svebio med data från deras medlemsföretag och fångar även planerad utbyggnad. Eftersom den planerade utbyggnaden av kraftvärme i Sverige uteslutande utgörs av biokraftvärme eller avfallskraftvärme täcks planerad kraftvärme in av kartan. Även kravet att täcka in avfallskraftvärmeanläggningar täcks in.

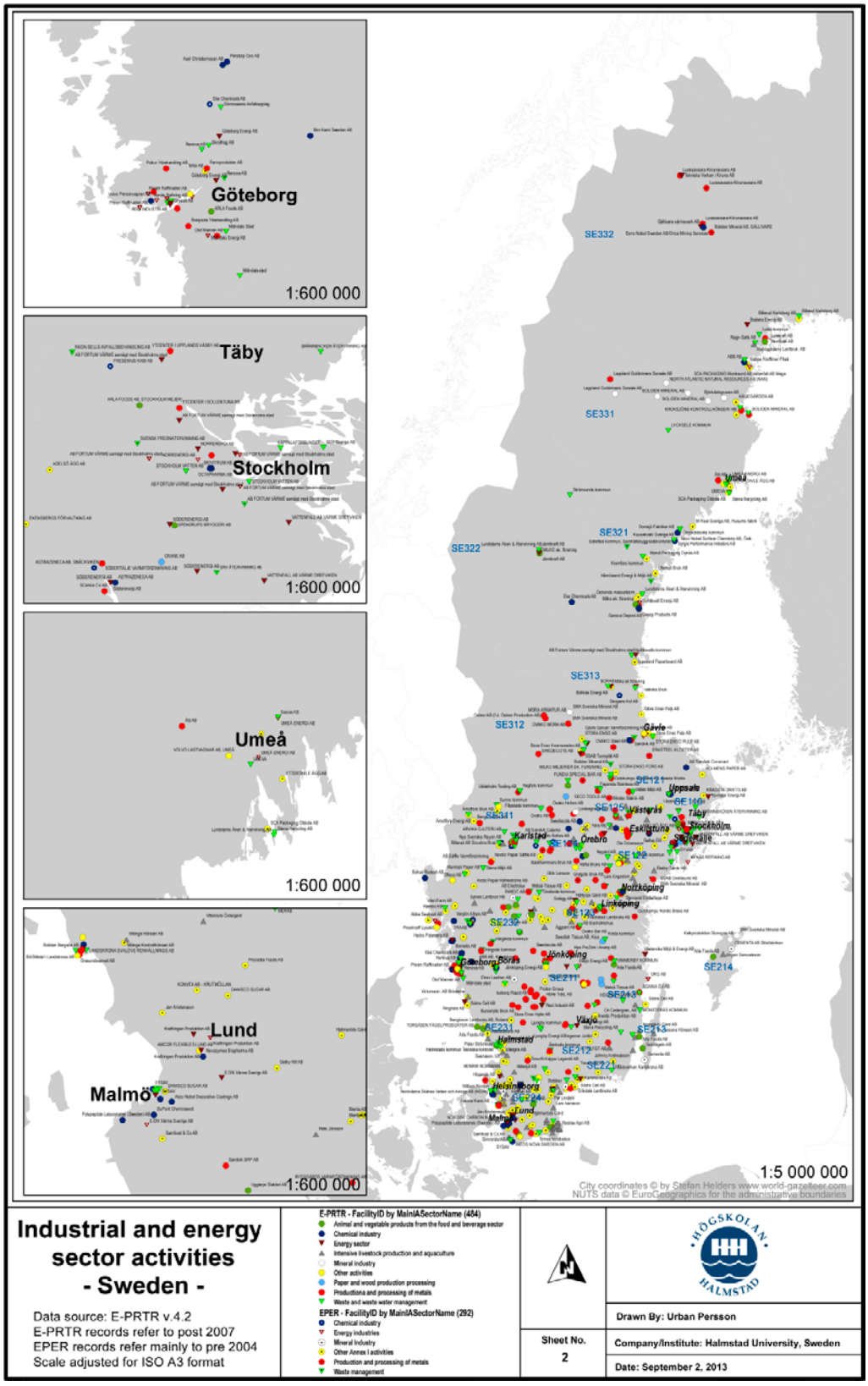
Figur 24 visar det svenska stamnätet och omfattar kraftledningar för 400 och 220 kV med ställverk, transformatorstationer m.m. samt utlandsförbindelser för växel- och likström. Även planerad utbyggnad finns med.

Tabell 3 är hämtad från Avfall-Sverige och visar detaljerade uppgifter om Sveriges avfallskraftvärmeverk.

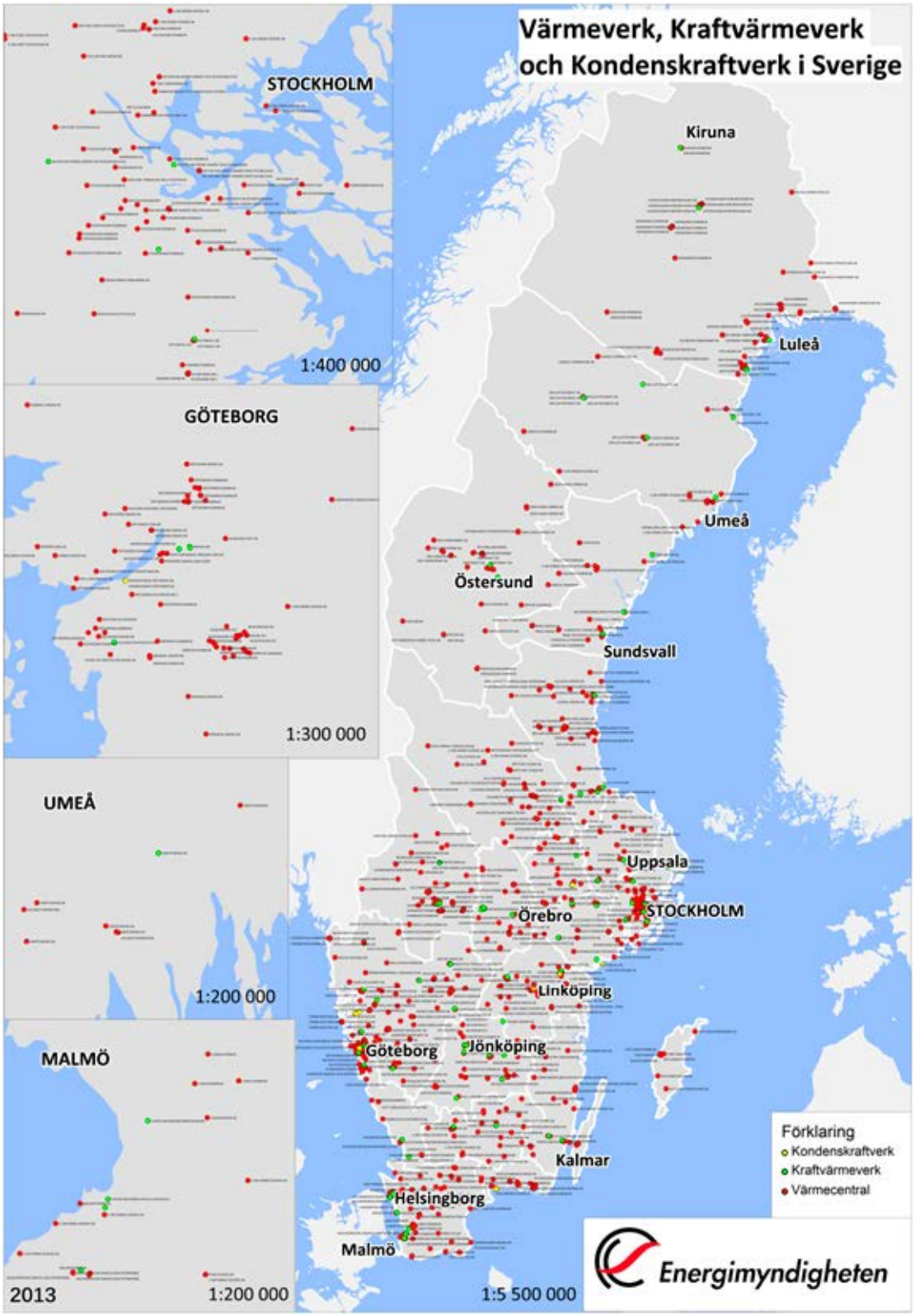
Figur 19 Efterfrågepunkter för värme och kyla uppdelat efter exploateringstal.



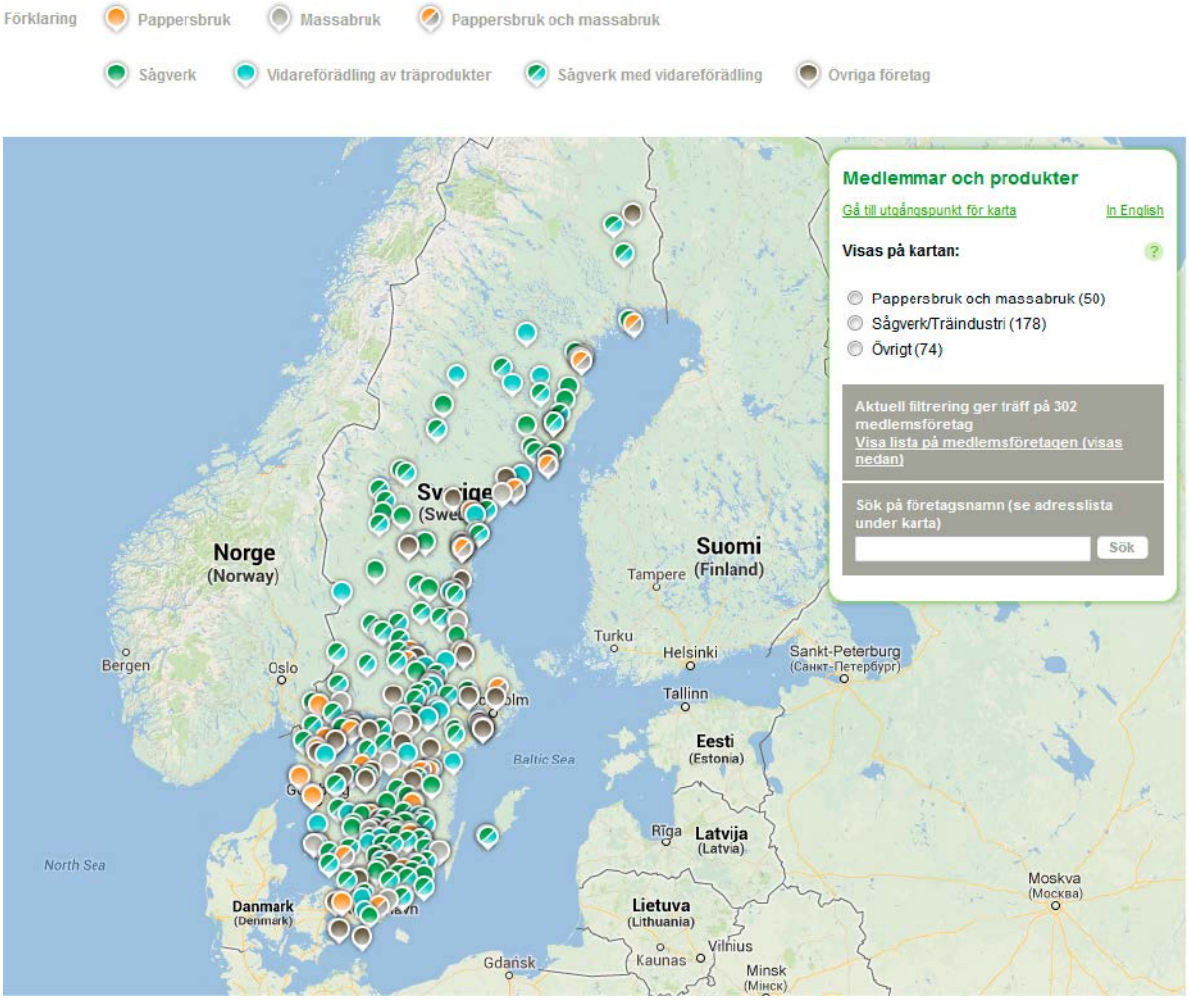
Figur 20 industrizoner med en total årsförbrukning av värme och kyla på mer än 20 GWh.



Figur 21 Värmeverk, kraftvärmeverk och kondenskraftverk i Sverige 2013.

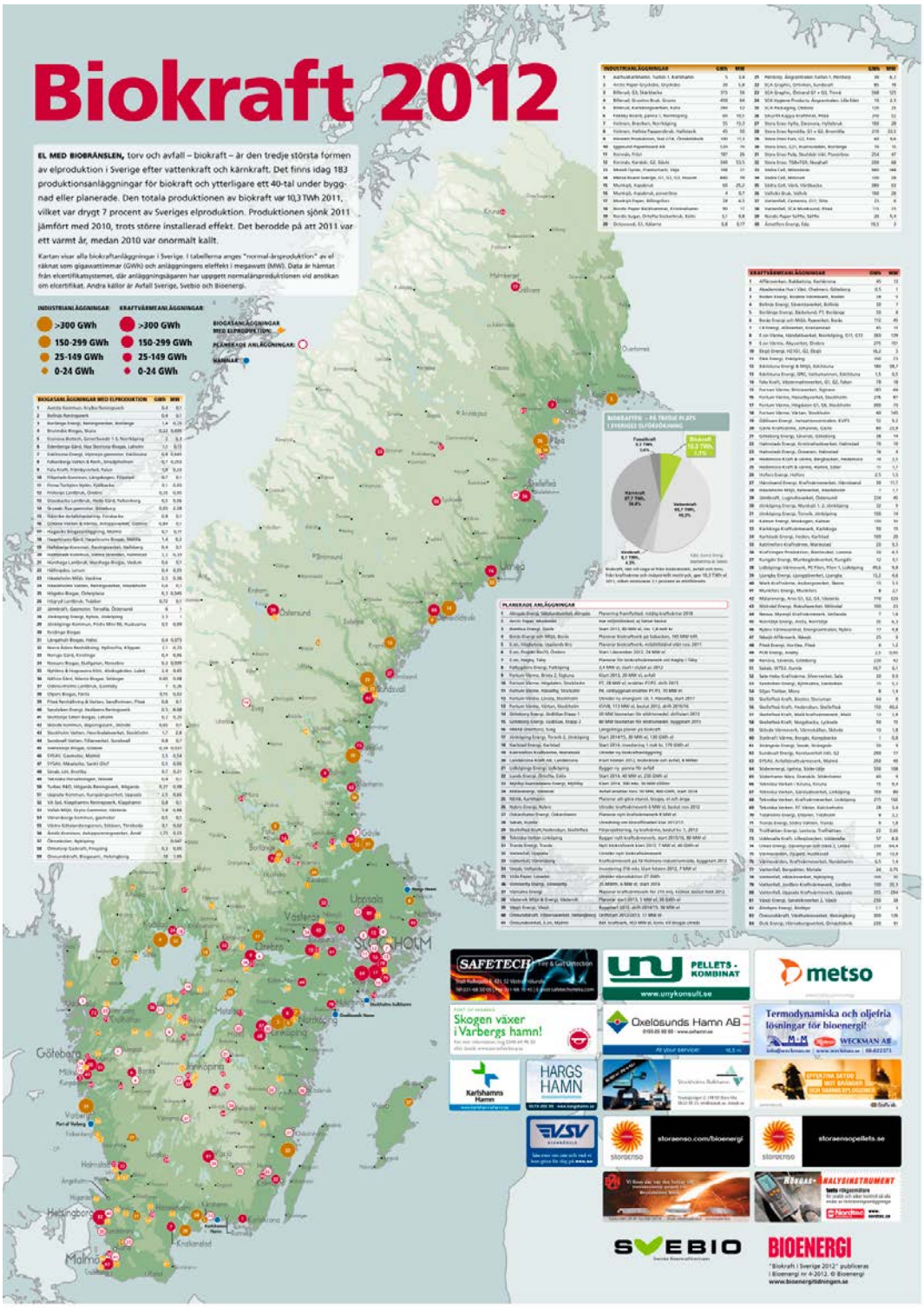


Figur 22 Pappers/massa, Sågverk/träindustri samt relaterad industri.



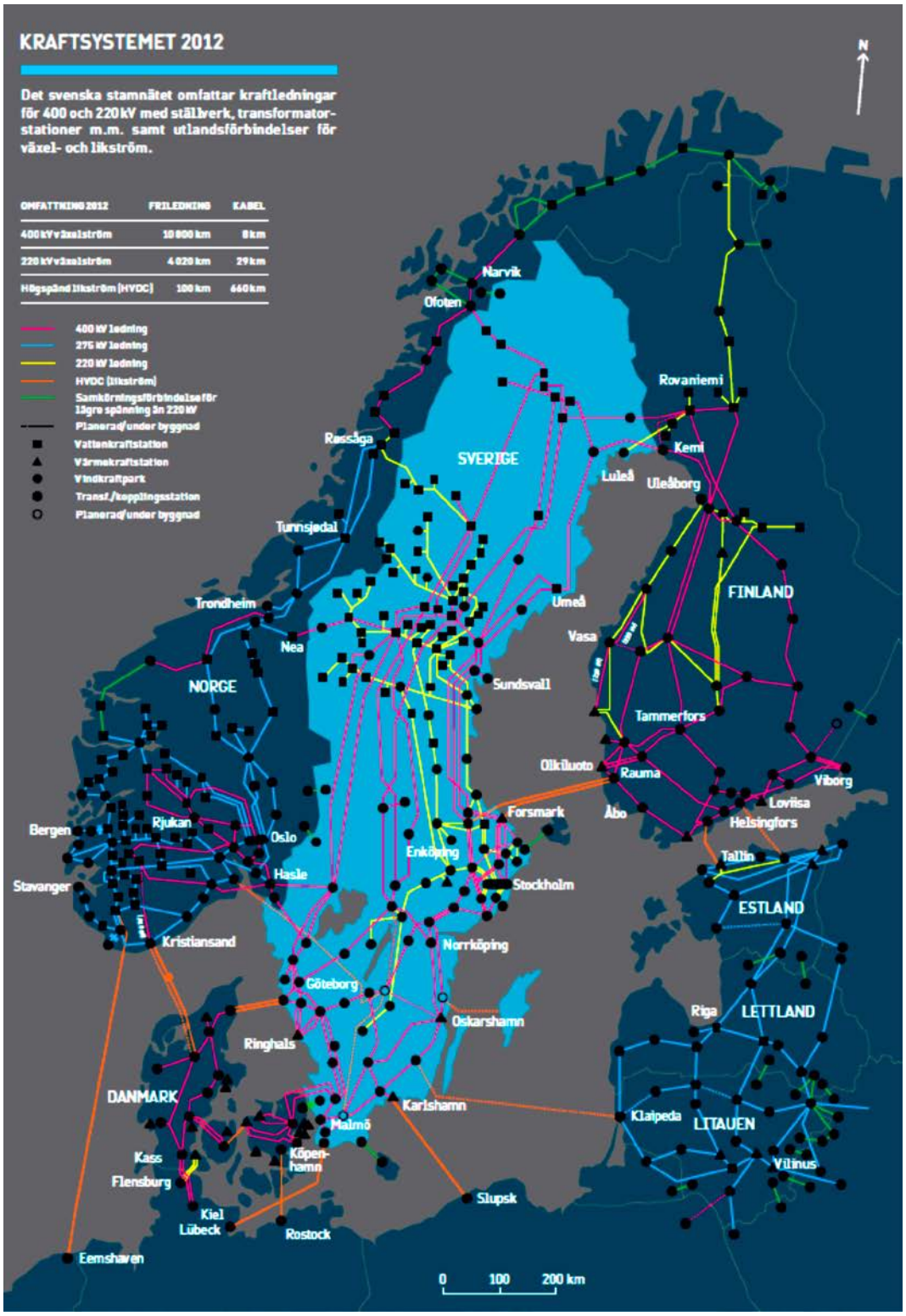
Källa: http://www.skogsindustrierna.org/om_oss/medlemmar_1/medlemskarta

Figur 23 Biokraftanläggningar i Sverige 2012.



Källa: http://www.svebio.se/sites/default/files/Biokraftkartan2012_web.pdf

Figur 24 Elproduktionsanläggningar i Sverige 2012, (inklusive planerad utbyggnad).



Källa: http://www.svenskenergi.se/Global/Dokument/information/SvK-Kraftsystemet-2012.pdf

Tabell 3 Avfallskraftsförbränningsanläggningar i Sverige 2013.

Kommun	Anläggning	Teknisk kapacitet (ton)	Tillåten avfalls-mängd enligt tillstånd (ton)	Avfall till förbränning totalt (ton)	varav hushålls-avfall till för-bränning (ton)
Avesta	Källhagsverket	75 000	65 000	59 258	26 238
Boden	Bodens Värmeverk	–	100 000	99 515	39 304
Bollnäs	Säverstaverket	80 000	80 000	54 480	53 517
Borlänge	Fjärrvärmeverket, Bäckelund	98 000	98 000	84 074	35 712
Borås	Ryaverket	125 000	125 000	116 879	23 638
Eda	Åmotsfors Energi	79 000	80 000	69 445	10 262
Eksjö	Eksjö Energi AB	61 320	65 000	50 431	20 864
Finspång	FTV Värmeverket	36 800	35 000	28 730	26 445
Göteborg	Sävenäs avfallskraftvärmeverk	550 000	550 000	542 520	248 730
Halmstad	Kristineheds avfallsvärmeverk	200 000	200 000	188 721	91 564
Hässleholm	Beleverket i Hässleholm	52 000	50 000	48 150	31 774
Jönköping	Kraftvärmeverket Torsvik	165 000	200 000	151 767	37 204
Karlskoga	Karlskoga Kraftvärmeverk	150 000	100 000	96 127	33 364
Karlstad	Avfallsvärmeverket på Heden	55 000	55 000	53 925	45 626
Kil	Kils Avfallsförbränningsanläggning	15 000	20 000	14 079	0
Kiruna	Kiruna Värmeverk	–	98 000	70 537	10 039
Kumla	SAKAB Förbränning	200 000	200 000	157 535	9 401
Köping	Norsa avfallsförbränningsanläggning	38 500	ET	29 127	19 253
Lidköping	PC Filen	100 000	130 000	99 106	38 700
Linköping	Gärstadverket	470 000	420 000	419 755	147 357
Ljungby	Ljungby Energi AB	60 000	60 000	58 048	48 077
Malmö	Sysav förbränningsanläggning	650 000	550 000	549 980	221 787
Mora	Avfallsförbränningen Mora	25 000	25 000	21 594	16 208
Norrköping	E.ON Händelöverket	450 000	1 010 000	301 500	198 000
Skövde	Värmekällan	60 000	70 000	60 703	32 762
Stockholm	Högdalenverket	–	770 000	739 093	410 099
Sundsvall	Korsta kraftvärmeverk	230 000	260 000	191 971	95 785
Södertälje	Söderenergi	517 000	–	–	–
Uddevalla	Lillesjö Avfallskraftvärmeverk	130 000	130 000	105 575	60 377
Umeå	Dåva kraftvärmeverk	190 000	190 000	166 595	64 564
Uppsala	Vattenfall AB Värme Uppsala	375 000	475 000	364 900	161 000
Västervik	Stegeholmsverket	50 000	85 000	47 884	13 000
	Totalt			**5 042 004**	**2 270 651**

Källa: Avfall Sverige

8.2 Befintlig och planerad värme- och kylinfrastruktur

Detta kapitel svarar på direktivets krav enligt bilaga VIII 1 c) ii) samt f) Identifiering av energieffektiviseringspotentialen för infrastruktur för fjärrvärme och fjärrkyla.

Planerad utbyggnad av fjärrvärmenätet[35]

En enkätundersökning till svensk fjärrvärmes medlemsföretag visar att fjärrvärmeföretagen räknar med att fortsätta utbyggnaden av sina nät.[36] Den totala nätlängden väntas öka med en fjärdedel till år 2015 och den totala längden beräknas bli 24 300 kilometer. Fjärrvärmenätets utbyggnadstakt är emellertid högre än ökningen av fjärrvärmeleveranserna. Det betyder att företagen räknar med att kompensera för faktorer som energieffektivisering och varmare klimat genom att bygga ut näten till fler kunder. En konsekvens av detta är att värmetätheten blir lägre och att förlusterna ökar i distributionssystemet. De fjärrvärmeföretag som besvarat enkäten bedömer att de levererar fjärrvärme till sammanlagt ett 30-tal nya tätorter år 2015.

Planerad utbyggnad av fjärrkyla[37]

Enkätundersökningar visar att svensk fjärrvärmes medlemsföretag räknar med ökade leveranser av fjärrkyla till år 2015, från dagens nivå på nära 0,8 TWh till drygt 1,3 TWh år 2015. Ökningen beror både på att fler företag räknar med att leverera fjärrkyla, 28 procent av företagen tror att de säljer fjärrkyla år 2015 mot 22 procent år 2007, och på att vissa företag bygger ut sina nät för dessa leveranser. Fjärrvärmeföretagen räknar med att ”frikyla” (till exempel kallt sjövatten) och absorptionskylmaskin är de två vanligaste produktionssätten för fjärrkyla år 2015.

Panerade investeringar i kraftvärme

Den totala elproduktionen från kraftvärmeanläggningar i skogsindustrin och i fjärrvärmesystemen ökar med knappt 3 TWh, från 18 TWh 2010 till 21 TWh 2020. Nästan alla de utbyggnader som rapporteras i undersökningen (se 3.3.2) sker under perioden fram till 2016. Totalt räknar företagen med att investera 33,4 miljarder kronor i utökad elproduktion. Av investeringarna sker 29,4 miljarder i kraftvärmeverk i fjärrvärmesektorn och 4 miljarder i skogsindustrin.[38]

---

[35] Fjärrvärmen 2015 – Branschprognos

[36] Svaren bygger på medlemmarnas egen uppskattning av hur mycket fjärrvärme, el och fjärrkyla de kommer att leverera år 2015, baserat på vad som var känt i juni 2009 om marknad, skatter och förändringar av energipolitiken. Enkäten besvarades av 90 procent av svensk fjärrvärmes medlemsföretag.

[37] Fjärrvärmen 2015-Branschprognos

[38] *Sveriges Utbyggnad av Kraftvärme till 2020*

Totalt planerar fem pappers- och massabruk att genomföra sju stycken investeringar under den undersökta tidsperioden. Två stycken genomförs 2011, en investering år 2012, två investeringar år 2013 och ytterligare en investering år 2016 respektive år 2018. Totalt omfattar de planerade investeringarna 4290 miljoner kr. Investeringarna innebär en helt ny installation på ny plats med utökad fjärrvärmekapacitet, en ny panna, turbin och bränslehantering på etablerad plats och fem investeringar för ny turbin och panna. Resultatet av investeringarna innebär en tillkommande eleffekt och elproduktion om 200 MW respektive 1,5 TWh (Figur 25).

Figur 25 Planerade investeringar.

Planerade investeringar (År, Mkr)	2011	2012	2013	2016	2018	Summa
Helt ny installation på plats	15					15
Ny panna, turbin och bränslehantering på etablerad plats			1800			1800
Ny panna och turbin	250	2000	25	100	100	2475
Utökad fjärrvärmekapacitet	(15)					
Summa	265	2000	1825	100	100	4290

9 Strategier, politik och åtgärder som kan antas före 2020 och före 2030

Detta kapitel svarar på de åtgärder som kan antas före 2020 och 2030 för att utveckla marknaderna för kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla enligt bilaga VIII g) i EED. Tanken är att lönsamma åtgärder ska föreslås som uppkommit genom den kostnadsnyttoanalys som gjorts och som ligger till grund för bedömningen av expansionen av fjärrvärme, kraftvärme och fjärrkyla. I Sverige sköter marknadsaktörerna denna utbyggnad och staten sätter ramverk som aktörerna har att förhålla sig till. När en utbyggnad är lönsam så genomförs den därmed genom marknadskrafterna. Eftersom fjärrvärmemarknaden redan i stora drag är utbyggd i Sverige så finns det litet eller obefintligt utrymme för eventuella statliga satsningar för att bygga ut ännu mer. Dessutom så hade det troligtvis inneburet en snedvridning av konkurrensen på uppvärmningsmarknaden. Däremot så kan fjärrvärmemarknaden förbättras: Detta kapitel redovisar därmed de åtgärder som kan utveckla och förbättra hur marknaden fungerar. För en exakt specificering enligt EED se bilaga 5.

I syfte att utveckla fjärrvärmemarknaden har regeringen gett Energimarknadsinspektionen (EI) och Energimyndigheten (EM) i uppdrag att utreda sammanlagt tre möjliga åtgärder. Dessa olika uppdrag är att betrakta som möjliga åtgärder för att utveckla fjärrvärmemarknaden till och med 2020 och 2030. Energimyndigheten har emellertid avstyrkt EI:s förslag till prisförändringsprövning samt reglerat tillträde till fjärrvärmenäten (se 9.2 och 9.3). Åtgärderna att se över boverkets byggregler (BBR) samt att se över beskattningen på uppvärmningsmarknaden tas upp i 9.4 och 9.5.

9.1 Åtgärd 1: Principer för redovisning av restvärmepotentialen vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion

I Näringsdepartementets promemoria *Förslag på åtgärder för utvecklade fjärrvärmemarknader till nytta för konsumenter och restvärmeleverantörer* (N2012/1676/E) slås fast att det är betydelsefullt att den värme som produceras framställs till så låg samhällsekonomisk kostnad som möjligt. Frågan om restvärme aktualiseras när fjärrvärmeföretag projekterar nya fjärrvärmeverk. TPA-utredningen (SOU 2011:44) redovisar flera uppmärksammade fall där industriell restvärme inte utnyttjats i den omfattning som industrin anser vara möjlig. Det finns tillfällen då fjärrvärmeföretag byggt egna verk istället för att använda restvärme. Huruvida dessa beslut varit samhällsekonomiskt motiverade eller inte är osäkert. Regeringen gör därför bedömningen att fjärrvärmeföretag bör åläggas att redovisa fjärrvärmepotentialen samt eventuella merkostnader för restvärmeanvändning vid projektering av nya anläggningar.

Den 7 juni 2012 gav regeringen Energimyndigheten i uppdrag att utreda och föreslå en princip för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion.[39] Den 25 oktober 2012 antogs energieffektiviseringsdirektivet (2012/27/EU) efter en överenskommelse mellan rådet och Europaparlamentet. Detta påverkade utredningens genomförande. Eftersom artikel 14.5 i energieffektiviseringsdirektivet ställde krav som delvis motsvarade det som regeringsuppdraget avsåg kompletterade Energimyndigheten rapporten med förslag till genomförande av dessa i svensk rätt.

Den 1 mars 2013 överlämnade Energimyndigheten utredningen ”Princip för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion” till Regeringen. I Utredningen föreslår Energimyndigheten hur den kostnadsanalys som företagen åläggs att göra ska vara utformad, liksom vilka avgränsningar som ska gälla samt hur tillståndsförfaranden bör se ut.[40]

I regeringens Promemoria ”Förslag till genomförande av energieffektiviseringsdirektivet i Sverige” beskrivs i detalj utformingen av ”Förslag till lag om vissa kostnads-nyttoanalyser på energiområdet.”[41]

Lagen föreslås träda i kraft 1 Juni 2014.

9.2 Åtgärd 2: Prisförändringsprövning och likabehandlingsprincip

I Näringsdepartementets promemoria (N2012/1676/E) görs bedömningen att ”*En prisförändringsprövning bör införas som skyddar konsumenterna från oskäliga prishöjningar.”*

Skälen för detta är enligt Näringsdepartementets bedömning att konkurrensförutsättningarna är begränsade och inträdesbarriärerna betydande på fjärrvärmemarknaden. Eftersom kunderna är begränsade ekonomiskt och tekniskt i sin uppvärmningsform är det viktigt att stärka kundernas position för att undvika oskäliga prishöjningar. Detta bör göras genom att införa en prisförändringsprövning. Därigenom undviks kostnadsdrivande separation av distribution från handel och produktion. Denna lösning är också att föredra framför prisreglering av distributionen, eftersom en sådan riskerar att vara kostnadsdrivande.

Promemorian slår fast att en myndighet bör få i uppdrag att utreda hur en prisförändringsprövning bör utformas för att säkerställa att fjärrvärmeföretagen inte genomför oskäliga prishöjningar. Prisförändringsprövningen ska ha sin utgångspunkt i fjärrvärmeföretagens nuvarande prisnivå eller något historiskt basår. Förslaget om prisförändringsprövning är betydelsefullt för att stärka konsumentens position på fjärrvärmemarknaden. Prövningen ska vara den garanti som

[39] ”*Uppdrag att utreda och föreslå en princip för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion”. N2012/2937E.*

[40] ER2013:09

[41] http://www.regeringen.se/content/1/c6/21/38/38/5728a468.pdf

kunder anslutna till fjärrvärme och kunder som planerar att ansluta sig till fjärrvärme behöver för att känna trygghet med fjärrvärme som uppvärmningsform.

Den16 maj 2012 beslutade regeringen att ge i uppdrag åt EI att utreda och föreslå utformningen av en modell för prisförändringsprövning och en princip om likabehandling för kunder inom samma kundkategori. I april 2013 överlämnade EI uppdraget till regeringen.[42]

Utredningen föreslår att ett fjärrvärmeindex ska används för att skapa förutsättningar att ge företagen långsiktig kostnadstäckning. Ett sådant index bör enligt förslaget, för att undvika oönskade variationer, baseras på kostnadsutvecklingen i branschen för de senaste tre åren. I och med att ett index baseras på den sammantagna kostnadsutvecklingen i branschen kommer de företag som har en kostnadsutveckling som är större än index att få ett direkt effektiviseringskrav för att bibehålla sin lönsamhet. Höjningar får enligt förslaget inte göras över den nivå som index medger. För det fall detta skett ska nästkommande års prisförändring, uttryckt i procentenheter, reduceras med två gånger den överskridande delen vilket innebär att detta års höjningsutrymme sänks dubbelt så mycket som kompensation till kunderna för att företaget höjt priserna mer än godkänt prisökningsutrymme.

EI föreslår att index tas fram utifrån uppgifter i årsrapporterna som rapporteras till EI på så sätt att kostnadsutvecklingen för alla fjärrvärmeföretag väger lika tungt. Eftersom årsrapporterna ska komma in till EI senast 7 månader efter det år de avser så får man räkna med en viss eftersläpning i indexet. Det index som exempelvis skulle avse prisförändringen år 2015 baseras då på kostnadsutvecklingen hos fjärrvärmeföretagen åren 2011–2013.

Förslaget innehåller en möjlighet till att spara prishöjningsutrymme som går att ta ut senare år ifall företaget väljer att höja lägre än årets index. Möjligheten att sedan ta ut det sparade utrymmet föreslås dock följa med en begränsning för att inte riskera att utsätta kunderna för stora prishöjningar när väl företaget vill ta ut sitt ackumulerade prisförändringsutrymme. EI bedömer att möjligheten att ta ut ett ackumulerat höjningsutrymme bör begränsas till 1,5 gånger årets beslutade index samt att det blir en begränsning i hur länge ett ackumulerat prisförändringsutrymme kan sparas.

Utredningen har remissbehandlats av Näringsdepartementet.

Energimyndigheten tillsammans med flera andra remissinstanser har emellertid avstyrkt förslaget med den främsta motiveringen att införandet av en prisförändringsprövningsprincip, så som den föreslås, skulle verka prishöjande och alltså motverka sitt syfte.

[42] Ei R2013:07

9.3 Åtgärd 3: Reglerat tillträde till fjärrvärmenäten

I Näringsdepartementets promemoria (N2012/1676/E) görs bedömningen att ett reglerat tillträde för restvärmeleverantörer och andra fjärrvärmeproducenter bör införas.

Skälen för detta är att ett reglerat tillträde synliggör restvärmepotentialen i större utsträckning och ger restvärmeleverantören större möjlighet att få sin sak prövad. En ökad andel restvärme bedöms i första hand innebära att andelen biobränsle i fjärrvärmeproduktionen minskar, vilket innebär att biobränslet kan frigöras för att kunna användas i andra fjärrvärmeanläggningar där restvärme inte finns tillgängligt som alternativ.

Bakgrunden anges vara att det idag finns få sakliga skäl för fjärrvärmeföretag att neka att ta emot restvärme, om parterna kan komma överens om ett fungerande avtal. Det finns en outnyttjad potential för användning av restvärme i fjärrvärmenäten som är i storleksordningen av det dubbla mot vad som används i dag. I nuläget uppgår industrins leveranser av restvärme till cirka 3,1 TWh. Leveranser av industriell restvärme förekommer till omkring 70 fjärrvärmenät i landet. Samtidigt visar potentialbedömningen att de stora fjärrvärmemarknaderna med bäst förutsättningar för konkurrens endast har en liten eller ingen outnyttjad restvärme. I de flesta fall krävs omfattande ledningsutbyggnader för att kunna utnyttja stora mängder industriell restvärme i dagens fjärrvärmesystem.

TPA-utredningen redovisar flera uppmärksammade fall där industriell restvärme inte utnyttjats i den omfattning som industrin anser vara möjlig. Utredningen anser att kommungränser och olika ägarförhållanden kan vara orsak till att samarbeten kring restvärmeutnyttjande i vissa fall inte kommit till stånd.

Den 16 maj 2012 beslutade regeringen att ge EI i uppdrag att utreda och föreslå den närmare utformningen av en modell för reglerat tillträde till fjärrvärmenäten för värmeproducenter. I april 2013 överlämnade EI uppdraget till Regeringen.[43]

Utredningens förslag ger en extern värmeproducent möjlighet att ansluta sig till fjärrvärmenätet i fall då frivilliga uppgörelser med nätägaren inte nås. Det reglerade tillträdet innebär att den externa värmeproducenten står för hela investeringskostnaden men också får hela vinsten under en period om tio år. Efter utgången av det inledande avtalsförhållandet är parterna hänvisade till att komma överens om ett nytt avtal om fortsatt samarbete. Utredningen föreslår att tillträde till fjärrvärmenät får nekas om det finns särskilda skäl. Som exempel på särskilda skäl anges att: ”en anslutning av fossilt baserad spillvärmeproduktion kan leda till kundbortfall på grund av att den tillträdande värmeproducentens bränslemix inte stämmer överens med fjärrvärmeföretagets miljöprofil.”

Utredningen har remissbehandlats av Näringsdepartementet.

[43] Ei R2013:04

Energimyndigheten avstyrkte förslaget bl.a. då Energimyndigheten anser att villkoren för att fjärrvärmebolag ska kunna neka reglerat tillträde med hänvisning till miljöprofil bör tydliggöras. Energimyndigheten ifrågasätter dessutom om det reglerade tillträdet alltid ska gälla i 10 år samt anser att villkoren för äganderätten till anslutningarna bör förtydligas.[44]

9.4 Åtgärd 4: Översyn av Boverkets byggregler för att få konkurrens- och teknikneutralitet

Regeringen beslutade den 19 september 2013 att ge Boverket i uppdrag att se över och skärpa nivåerna för energihushållning i Boverkets föreskrifter.

Boverket ska redovisa uppdraget, i form av en rapport med analys och förslag till nivåer för energihushållning, till Regeringskansliet (Socialdepartementet) senast den 2 juni 2014. Översynen bör omfatta samtliga klimatzoner och uppvärmningssätt för både bostäder och lokaler. Boverket bör bl.a. ta hänsyn till förutsättningarna för olika boendeformer och effekter på övriga tekniska egenskapskrav samt samhällsekonomiska, fastighetsekonomiska och miljömässiga aspekter. Inriktningen ska vara att de nya bestämmelserna ska träda ikraft den 1 januari 2015.

En ytterligare översyn av energikraven planeras i samband med kontrollstationen 2015 för nära-nollenergibyggnader. Även energikravens teknikneutralitet ska ses över vid denna kontrollstation. Skärpningar som är miljömässigt, fastighetsekonomiskt och samhällsekonomiskt motiverade ska genomföras.

9.5 Åtgärd 5: Översyn av snedvridande skatteregler

För att driva en fjärrvärmeanläggning krävs el till pumpar, fläktar och bränsleinmatning. Med biobränsle och avfall går det åt mer el till driften än med en oljepanna. Fjärrvärmeföretag betalar full elenergiskatt för egenförbrukning av el (29,3 öre/kWh), medan industrin har en betydligt lägre skattesats (0,5 öre/kWh).[45] Detta kan leda till en snedvridning av konkurrensen samt medföra ekonomiska hinder för att ersätta oljeanvändning för värmeproduktion.

I budgetpropositionen 2014[46] fastslås att en översyn bör göras som en åtgärd för att förbättra marknadsvillkoren:

”I möjligaste mån bör konkurrenssnedvridningar undvikas mellan värmeproduktion inom industrin och värmeföretag, när produktionen sker för samma ändamål. Energiskatt om 0,5 öre per kWh tas ut för den el som industrin och de areella näringarna förbrukar. Högre energiskatt gäller för viss el som används av värmeföretag i samband med produktion av värme som levereras till industrin eller de areella näringarna. Denna beskattning bör ses över.”

---

44 http://energimyndigheten.se/PageFiles/31274/2013-4104%20Yttrande.pdf

45 Källa: Svensk Fjärrvärme

46 PROP. 2013/14:1 UTGIFTSOMRÅDE 21

Förändrade skatteregler ska kunna träda i kraft 2015.

Utredningen *Beskattning av mikroproducerad el m.m*. (SOU2013:46) är en annan ”åtgärd” som föreslår att den särskilda skattebefrielsen för egenproducerad vindkraftsel slopas. Skattebefrielsen snedvrider konkurrensen både inom elcertifikatssystemet och på värmemarknaden eftersom t.ex. uppvärmning med värmepump gynnas vid användandet av skattefri egenproducerad vindkraftsel för att driva pumpen. Detta innebär att skattereglerna inte är aktörsneutrala.

Den särskilda skattefriheten föreslås slopas den 1 januari 2014 i utredningen (SOU 2013:46).

10 En uppskattning av eventuella offentliga stödåtgärder för värme och kyla

De offentliga stödåtgärder som finns begränsar sig till övergripande styrmedel. Framförallt i form av elcertifikatsystemet vilket är ett marknadsbaserat stödsystem för förnybar el. Elcertifikatsystemet utgör emellertid inte ett statsstöd enligt EU:s statsstödsregler, enligt beslut från EU-kommissionen. Hur mycket som kommer att gå till biokraftvärme beror på en rad olika faktorer såsom elpris, pris på alternativa bränslen, prisets utveckling på elcertifikat samt utfallet mellan exempelvis vindkraft och kraftvärme. Eventuella framtida forskningsanslag för teknikutveckling inom kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla kan också påverka. Avskaffandet av koldioxidbeskattningen för kraftvärmeproducerad värme fr.o.m. 1 januari 2013 innebär ett borttagande av ett hinder för kraftvärmeutbyggnaden och indirekt fjärrvärmen. Koldioxidskatten för industriella mottrycksanläggningar slopades redan 2011 vilket innebar en snedvridning gentemot renodlade kraftvärmeverk. Offentliga medel utgår även till forskning inom fjärrvärme inom ramen för fjärrsynprogrammet som administreras av branschorganisationen Svensk Fjärrvärme. Programmets totala budget för perioden 2013–2017 är 66 miljoner kronor. Energimyndigheten finansierar programmet med högst 40 procent och Svensk Fjärrvärme med resterande 60 procent.

11 Referenser

Beskattning av mikroproducerad el m.m. (SOU2013:46).

EI R2013:07, *Prisförändringsprövning och likabehandlingsprincip för fjärrvärme*.

EI R2013:04, *Reglerat tillträde till fjärrvärmenäten*.

El från nya och framtida anläggningar 2011, Elforsk Rapport 11:26.

ER2013:09, *Princip för redovisning av restvärmepotential vid ny fjärrvärmeproduktion*.

Europaparlamentets och Rådets direktiv 2012/27/EU om energieffektivitet, 25 oktober 2012.

Fjärrvärmeutredningen 2005, *"Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden"*, SOU 2005:33, Stockholm 2005.

Fjärrsyns forskningsrapport (2013:23) *Hybridisolerade fjärrvärmerör.*

Fjärrvärmen 2015 – Branschprognos, *Fjärrvärmen fortsätter växa,* (2009).

Förslag till genomförande av energieffektiviseringsdirektivet i Sverige N2013/2873/E.

Gode J., Höglund J., Särnholm E., Martinsson F., Lindblad M. och Bingel E. 2012, "*Miljökommunikation med nyckeltal och indikatorer*", Fjärrsynrapport 2012:4, ISBN: 978-91-7381-085-1.

Interpretative note on Directive 2012/27/EU 2012/27/EU on energy efficiency, amending directives 2009/125/EC and 2010/30/EC, and repealing directives 2004/8/EC and 2006/32/EC, Article 14: Promotion of efficiency in heating and cooling.

Kombinerad fjärrvärme och fjärrkyla, fjärrsyn, rapport 2011:8.

Sveriges Utbyggnad av Kraftvärme till 2020 – med fokus på elcertifikatsystemets effekter, November 2011.

Miljöfaktaboken (2011), *Uppskattade emissionsfaktorer för bränslen, el, värme och transporter.*

Profu 2005, *"Kraftvärme i framtiden"*, Elforsk rapport 05:37,november 2005.

Profu 2006, *"Marginalel och miljövärdering av el"*, Elforsk rapport 06:52, augusti 2006.

Profu 2008, *"Effekter av förändrad elanvändning/elproduktion – modellberäkningar"*, Elforsk rapport 08:30, april 2008.

Profu 2009, "*Fjärrvärmen i framtiden – behovet*", Fjärrsyn rapport 2009:21.

Profu 2010a, *"Data/information on national potential for the application of high-efficiency cogeneration following Article 6 and Annex IV of the cogeneration Directive 2004/8/EC, 15-15-15 scenario"*, på uppdrag av Energimyndigheten, 2010.

Profu 2010b, *”Analys av biobränsleanvändning inom fjärrvärmesektorn och industriellt mottryck, kopplat till MARKAL-beräkningar, uppdrag för Energimyndigheten”*, 2010.

Profu 2011, *”Fjärrvärmen i framtiden”*, fjärrsyn rapport 2011:2.

Profu 2012, *”Underlag till Energimyndighetens Långsiktsprognos 2012”*, 2012.

Profu 2013, *Potentialen för kraftvärme fjärrvärme och fjärrkyla*, fjärrsyn rapport 2013:15.

PROP. 2013/14:1 UTGIFTSOMRÅDE 21, *Förslag till statens budget för 2014*, 2013.

Regeringens promemoria – *Förslag till genomförande av energieffektiviserings-direktivet i Sverige* (2013).

Svensk Fjärrvärme 2009a, Fjärrvärmen 2015 – branschprognos, 2009.

Svensk Fjärrvärme 2011, *”Sveriges utbyggnad av kraftvärme till 2020”*, tillsammans med Svensk Energi, Skogsindustrierna och Svebio, november 2011.

Svensk Fjärrvärme 2012b, ”*Remissvar på Promemoria II (inkl kompletterande information): Förslag och bedömning avseende nära-nollenergibyggnader*”, 2012-02-06.

Temperatureffektiva fjärrvärmesystem, fjärrsyn, rapport 2012:2.

Uppdrag att utreda och föreslå en princip för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion”. N2012/2937E.

Trygg L., Difs K., Wetterlund E., Thollander P. och Svensson I-L. 2009, ”*Optimala fjärrvärmesystem i symbios med industri och samhälle – för ett hållbart energi-system*”, Fjärrsynrapport 2009:13, ISBN: 978-91-7381-028-9.

Värmeforsk 2011, ”*Miljöfaktaboken 2011 – Uppskattade emissionsfaktorer för bränslen, el, värme och transporter*”.

Värmemarknadskommittén 2012, ”*Överenskommelse i Värmemarknadskommittén 2012 – Om synen på bokförda miljövärden för fastigheter uppvärmda med fjärrvärme*”.

ÅF/Svenskt Näringsliv 2011, ”*Sveriges framtida energiförsörjning*”.

Bilaga 1: Artikel 14.1–14.4 i EED 2012/27/EU

Främjande av effektiv värme och kyla

1. Senast den 31 december 2015 ska medlemsstaterna genomföra och anmäla till kommissionen en heltäckande bedömning av potentialen för tillämpning av högeffektiv kraftvärme samt effektiv fjärrvärme och fjärrkyla, som innehåller de upplysningar som anges i bilaga VIII. Om de redan har genomfört en likvärdig bedömning ska de anmäla detta till kommissionen.

I den heltäckande bedömningen ska fullständig hänsyn tas till den analys av den nationella potentialen för högeffektiv kraftvärme som genomförts enligt direktiv 2004/8/EG.

På kommissionens begäran ska bedömningen uppdateras och anmälas till kommissionen vart femte år. Kommissionen ska framställa en sådan begäran minst ett år före utsatt datum.

2. Medlemsstaterna ska anta strategier som uppmuntrar till att i beräkningen på lokal och regional nivå vederbörligen beakta potentialen för användning av effektiva värme- och kylsystem, i synnerhet sådana som använder sig av högeffektiv kraftvärme. Potentialen för framväxande lokala och regionala värmemarknader ska tas med i beräkningen.

3. Vid den bedömning som avses i punkt 1 ska medlemsstaterna för det egna territoriet utföra en kostnads–nyttoanalys som grundar sig på klimatförhållanden, ekonomisk genomförbarhet och teknisk lämplighet i enlighet med del 1 i bilaga IX. Kostnads–nyttoanalysen ska kunna underlätta kartläggningen och genomförandet av de mest resurs- och kostnadseffektiva lösningarna för att tillgodose behoven av värme och kyla. Kostnads–nyttoanalysen kan ingå i en miljöbedömning enligt Europaparlamentets och rådets direktiv 2001/42/EG av den 27 juni 2001 om bedömning av vissa planers och programs miljöpåverkan (1).

4. Om det av den bedömning som avses i punkt 1 och den analys som avses i punkt 3 framgår att det finns potential för tillämpning av högeffektiv kraftvärme och/eller effektiv fjärrvärme och fjärrkyla där fördelarna är större än kostnaderna, ska medlemsstaterna vidta adekvata åtgärder för utveckling av en effektiv infrastruktur för fjärrvärme och fjärrkyla och/eller för att hantera utvecklingen av högeffektiv kraftvärme och användningen av värme och kyla från spillvärme och förnybara energikällor i enlighet med punkterna 1, 5 och 7.

Om det av den bedömning som avses i punkt 1 och den analys som avses i punkt 3 inte framgår att det finns en potential vars fördelar är större än kostnaderna, inbegripet de administrativa kostnaderna för utförandet av den kostnads–nyttoanalys som avses i punkt 5, får den berörda medlemsstaten undanta anläggningar från kraven i denna punkt.

Bilaga 2: Kostnadsnyttoanalys enligt BILAGA IX i EED

Allmänna principer för kostnads–nyttoanalysen

Syftet med att utföra kostnads–nyttoanalyser med avseende på åtgärder för att främja effektiv värme och kyla enligt artikel 14.3 är att skapa ett beslutsunderlag för kvalificerad prioritering av begränsade resurser på samhällsnivå.

Kostnads–nyttoanalysen kan omfatta en projektbedömning av antingen en enskild anläggning eller en grupp av projekt för en bredare lokal, regional eller nationell bedömning i syfte att fastställa det mest kostnadseffektiva och gynnsamma värme- eller kylalternativet för ett visst geografiskt område med tanke på värmeplaneringen.

Kostnads–nyttoanalyser enligt artikel 14.3 ska inbegripa en ekonomisk analys som omfattar socioekonomiska faktorer och miljöfaktorer.

Kostnads–nyttoanalyserna ska inbegripa följande steg och överväganden:

a) Fastställande av en systemgräns och geografisk gräns

De berörda kostnads–nyttoanalysernas räckvidd avgör vilket energisystem som är relevant. Den geografiska gränsen ska omfatta ett lämpligt, väl avgränsat geografiskt område, t.ex. en viss region eller ett visst storstadsområde, för att man inte, projekt för projekt, ska välja lösningar som inte är optimala.

b) Integrerad strategi för efterfrågan och leveransmöjligheter

Kostnads–nyttoanalysen ska, med hjälp av tillgängliga uppgifter, beakta alla relevanta leveransresurser som finns tillgängliga inom systemgränsen och den geografiska gränsen, inbegripet spillvärme från elproduktionsanläggningar och industrianläggningar och förnybara energikällor, samt särdragen hos och trenderna för värme- och kylefterfrågan.

c) Upprättande av ett referensscenario

Syftet med referensscenariot är att fungera som en referenspunkt mot vilken de alternativa scenarierna utvärderas.

d) Identifiering av alternativa scenarier

Alla relevanta alternativ till referensscenariot ska beaktas. Scenarier som inte är genomförbara av tekniska eller finansiella skäl eller av skäl som hänför sig till nationell reglering eller tidsfrister får uteslutas i ett tidigt skede av kostnads–nyttoanalysen om detta är motiverat på grundval av noggranna, uttryckliga och väldokumenterade överväganden.

Enbart leveransmöjligheterna högeffektiv kraftvärme, effektiv fjärrvärme och fjärrkyla eller effektiv individuell värme och kyla bör beaktas i kostnads–nytto-analysen som alternativa scenarier jämfört med referensscenariot.

e) Metod för beräkning av kostnads–nyttoöverskott

i) Värme- eller kylleveransmöjligheternas totala långsiktiga kostnader och fördelar ska bedömas och jämföras.

ii) Utvärderingskriteriet ska vara kriteriet om nettonuvärde.

iii) Tidshorisonten ska väljas så att scenariernas alla relevanta kostnader och fördelar ingår. För ett gaskraftverk skulle t.ex. en lämplig tidshorisont kunna vara 25 år, för ett fjärrvärmesystem 30 år, eller för värmeutrustning såsom pannor 20 år.

f) Beräkning och prognostisering av priser och andra antaganden för den ekonomiska analysen.

i) Medlemsstaterna ska lägga fram antaganden för kostnads–nyttoanalyserna om priserna på de viktigaste insats- och resultatfaktorerna och om diskontot.SV L 315/42 Europeiska unionens officiella tidning 14.11.2012

ii) Det diskonto som används i den ekonomiska analysen för beräkning av nettonuvärdet ska väljas i enlighet med europeiska eller nationella riktlinjer (1).

iii) Medlemsstaterna ska använda nationella, europeiska eller internationella prognoser för utvecklingen av energipriserna om så är tillämpligt i det nationella och/eller regionala/lokala sammanhanget.

iv) De priser som används i den ekonomiska analysen ska avspegla de verkliga socioekonomiska kostnaderna och fördelarna och bör inbegripa externa kostnader, såsom miljö- och hälsoeffekter, i den mån det är möjligt, dvs. då ett marknadspris existerar eller då det redan ingår i europeisk eller nationell lagstiftning.

g) Ekonomisk analys: Inventering av effekterna

De ekonomiska analyserna ska beakta alla relevanta ekonomiska effekter.

Medlemsstaterna får i beslutsfattandet utvärdera och beakta kostnaderna och energibesparingarna från den ökade flexibiliteten i energiförsörjningen och från en mer optimal drift av elnäten, inbegripet kostnader som undvikits och besparingar från minskade infrastrukturinvesteringar, i de analyserade scenarierna.

De kostnader och fördelar som beaktas ska omfatta åtminstone följande:

i) Fördelar
   - Produktionsvärdet för användaren (värme och el)
   - Externa fördelar såsom fördelar för miljö och hälsa, i den mån det är möjligt

ii) Kostnader
   - Kapitalkostnader för anläggningar och utrustning
   - Kapitalkostnader för de tillhörande energinäten
   - Rörliga och fasta driftskostnader
   - Energikostnader
   - Kostnaderna för miljö och hälsa, i den mån det är möjligt

h) Känslighetsanalys:

Det ska ingå en känslighetsanalys för att utvärdera kostnaderna och fördelarna med ett projekt eller en grupp av projekt som bygger på olika energipriser, diskonton och andra variabla faktorer med en betydande inverkan på resultatet av beräkningarna.

Medlemsstaterna ska utse de behöriga myndigheter som ska ansvara för genomförandet av kostnads–nyttoanalyserna enligt artikel 14. Medlemsstaterna får kräva att de behöriga lokala, regionala och nationella myndigheterna eller operatörer av enskilda anläggningar gör en ekonomisk och finansiell analys. De ska lägga fram detaljerade metoder och antaganden i enlighet med denna bilaga och upprätta och offentliggöra förfarandena för den ekonomiska analysen.

Bilaga 3: Metod för att fastställa kraftvärmeprocessens effektivitet[47]

De värden som används för beräkning av kraftvärmeproduktionens effektivitet och besparingarna av primärenergi ska fastställas på grundval av den förväntade eller faktiska driften av pannan under normala driftsförhållanden.

a) Högeffektiv kraftvärme

Vid tillämpningen av detta direktiv ska högeffektiv kraftvärmeproduktion uppfylla följande kriterier:

- Kraftvärmeproduktionen i kraftvärmepannor ska innebära besparingar beräknade enligt led b av primärenergi på minst 10 % jämfört med referensvärdena för separat produktion av värme och el.
- Produktion i småskaliga kraftvärmepannor och mikrokraftvärmepannor, vilken leder till primärenergibesparingar, får betecknas som högeffektiv kraftvärme.

b) Beräkning av primärenergibesparingar

De primärenergibesparingar som görs till följd av kraftvärmeproduktion i enlighet med definitionen i bilaga I ska beräknas enligt följande formel:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHP\ H\eta}{Ref\ H\eta} + \frac{CHP\ E\eta}{Ref\ E\eta}} \right) \times 100\,\%$$

där

PES är primärenergibesparingarna,

CHP Hη är kraftvärmeproduktionens värmeeffektivitet definierad som årlig produktion av nyttiggjord värme dividerad med den bränslemängd som använts för att producera summan av nyttiggjord värme och el från kraftvärme,

Ref Hη är referensvärdet för effektivitet för separat värmeproduktion,

[47] Enligt Bilaga II i EED.

CHP Eη är kraftvärmeproduktionens eleffektivitet definierad som årlig elproduktion genom kraftvärme dividerad med den bränslemängd som använts för att producera summan av nyttiggjord värme och el genom kraftvärme. Om en kraftvärmepanna framställer mekanisk energi, kan den årliga elproduktionen genom kraftvärme ökas med ytterligare en faktor som motsvarar en lika stor mängd el som den mekaniska energin. Denna ytterligare faktor ger inte rätt att utfärda ursprungsgarantier i enlighet med artikel 14.10.

Ref Eη är referensvärdet för effektivitet för separat elproduktion.

c) Beräkningar av energibesparingar med alternativ beräkningsmetod

Medlemsstaterna får beräkna primärenergibesparingar från produktion av värme och el och mekanisk energi såsom anges nedan utan att tillämpa bilaga I, för att kunna utesluta den icke-kraftvärmeproducerade värmen och elen i processen. Sådan produktion kan betraktas som framställning genom högeffektiv kraftvärme under förutsättning att den uppfyller effektivitetskriterierna i led a i denna bilaga och, för kraftvärmepannor med en kapacitet på över 25 MW, den totala kapaciteten överskrider 70 %. En specifikation av den mängd kraftvärmeproducerad el som framställs genom denna produktion ska för utfärdande av ursprungsgaranti och för statistiska ändamål emellertid fastställas i enlighet med bilaga I.

Om primärenergibesparingarna för en process beräknas enligt vad som anges ovan ska primärenergibesparingarna beräknas enligt formeln i led b i denna bilaga varvid ”CHP Hη” ska ersättas med ”Hη” och ”CHP Eη” ska ersättas med ”Eη” där Hη betecknar processens värmeeffektivitet, definierad som den årliga värmeproduktionen dividerad med den bränslemängd som använts för att producera summan av värmeproduktionen och elproduktionen.

Eη betecknar processens eleffektivitet, definierad som den årliga elproduktionen dividerad med den bränslemängd som använts för att producera summan av värmeproduktionen och elproduktionen. Om en kraftvärmepanna framställer mekanisk energi, kan den årliga elproduktionen genom kraftvärme ökas med ytterligare en faktor som motsvarar en lika stor mängd el som den mekaniska energin. Denna ytterligare faktor ger inte rätt att utfärda ursprungsgarantier i enlighet med artikel 14.10.

d) Medlemsstaterna får använda andra rapporteringsperioder än ett år för de beräkningar som görs enligt leden b och c i denna bilaga.

e) För mikrokraftvärmepannor får beräkningen baseras på certifierade uppgifter.

f) Referensvärden för effektivitet för separat produktion av värme och el

Dessa harmoniserade referensvärden för effektivitet ska bestå av en uppsättning värden som differentieras av relevanta faktorer, bland annat konstruktionsår och bränsletyper, och de måste grundas på en väldokumenterad analys, bland annat med beaktande av uppgifter från operativ användning under realistiska förhållanden, bränslemix och klimatförhållanden samt tillämpad kraftvärmeteknik.

Referensvärdena för effektivitet för separat produktion av värme och el i enlighet med den formel som anges i led b ska fastställa driftseffektiviteten hos den separata värme- och elproduktion som ska ersättas av kraftvärme.

Referensvärdena för effektivitet ska beräknas enligt följande principer:

1. För kraftvärmepannor ska jämförelsen med separat elproduktion utgå från principen att samma bränslekategorier jämförs.
2. Varje kraftvärmepanna ska jämföras med den bästa tillgängliga och ekonomiskt motiverade tekniken för separat produktion av värme och el på marknaden under kraftvärmepannans konstruktionsår.
3. Referensvärdena för effektivitet för kraftvärmepannor som är äldre än tio år ska fastställas som referensvärdet för pannor som är tio år gamla.
4. Referensvärdena för effektivitet för separat produktion av el och värme ska återspegla klimatskillnaderna mellan medlemsstaterna.

Bilaga 4: En undersökning av tre olika primärenergiviktningsprinciper[48]

1) ”Miljökommunikation”-principen. Denna primärenergiviktningsprincip är uteslutande baserad på de primärenergifaktorer som redovisas i Fjärrsynrapporten *”Miljökommunikation med nyckeltal och indikatorer”* (Gode *et al*. 2012). Denna bygger i sin tur i huvudsak på en mycket detaljerad och omfattande livscykelstudie av olika bränslen och energislag, nämligen Miljöfaktaboken (Värmeforsk 2011). I korthet tilldelas samtliga bränslen en primärenergifaktor (PEF) på drygt 1, det vill säga drygt 1 MWh primärenergi per levererad MWh bränsle. Att denna är större än 1 beror på att primärenergiinsatsen för utvinning och distribution till leveranspunkt (till exempel ett kraftverk) ingår. För stenkol anges till exempel PEF till 1,15. Även biobränslen ges här en PEF på drygt 1. Enda undantaget bland bränslena är brännbart avfall som erhåller en PEF på 0,61 (i Gode *et al.* 2012 men ej i Värmeforsk 2011). En del av avfallet betraktas alltså som ”spill” och är därmed inte är förknippat med en insats av primärenergi.

Av samma skäl viktas industriell spillvärme med en PEF på omkring noll.
När det gäller primärenergiviktning av el och fjärrvärme använder sig ”Miljökommunikation”- principen av det så kallade ”bokföringsperspektivet”. Detta grundar sig uteslutande på statistik för det befintliga produktionssystemet för el och fjärrvärme samt på synen att all användning av el och fjärrvärme, oavsett om den är befintlig eller tillkommande, skall vägas mot den *genomsnittliga* produktionen av dessa energislag. För elanvändning i Sverige betyder det, enligt den här utnyttjade principen, nordisk medelel i det kortare tidsperspektivet samt europeisk medelel i det längre tidsperspektivet eftersom man argumenterar för att den svenska/nordiska elmarknaden på längre sikt knyts ännu närmare de kontinentaleuropeiska elmarknaderna. Fjärrvärmeanvändningen däremot, vägs mot den svenska genomsnittsproduktionen (av praktiska skäl är det omöjligt att hantera en primärenergiviktning utifrån varje separat och lokalt produktionssystem).

I den rapport (Gode *et al.* 2012) som ligger till grund för ”Miljökommunikation”-principen” anges två värden på primärenergifaktorn för svensk fjärrvärme, dels ca 1,1 givet att medelvärdet är vägt mot storleken på de olika systemen och dels ca 0,8 givet att medelvärdet inte är vägt mot storleken. Då man även flaggar för diverse osäkerheter i denna uppskattning har vi för denna princip valt värdet 1 som representativt för primärenergifaktorn för den genomsnittliga svenska fjärrvärmen.

[48] *Potentialen för kraftvärme fjärrvärme och fjärrkyla,* Fjärrsyn (2013:15).

2) ”Värmemarknadskommitté”-principen är den andra definierade principen för primärenergiviktning. Denna bygger på överenskommelsen inom Värmemarknadskommittén, det vill säga en sammanslutning bestående av Svensk Fjärrvärme, Fastighetsägarna, Hyresgästföreningen, SABO, Riksbyggen och HSB (Värmemarknadskommittén 2012). ”Värmemarknadskommitté”-principen bygger på samma PEF som i föregående ”Miljökommunikation”-princip men med några viktiga skillnader. Huvuddelen av de biobränslen som används inom el- och fjärrvärmegenerering antas få en PEF på omkring 0. Detta förklarar man med att dessa bränslen betraktas som ”restbränslen” alternativt ”spillbränslen” vid annan verksamhet dit själva primärenergin allokeras istället. GROT är till exempel en restprodukt vid råvaruuttag för skogsindustrin medan pellets och briketter är ett resultat av att man förädlat spill från träindustrin (till exempel från sågspån och kutterspån). Att PEF för dessa biobränslen inte är exakt noll utan endast ”nära noll” (till exempel 0,03 för GROT) beror på att en viss insats av primärenergi förekommer i anslutning till utvinning och distribution. Bränslet i sig innehåller dock ingen primärenergi enligt den här valda principen. Även det brännbara avfallet tilldelas en PEF på omkring 0. Torv har dock en PEF på drygt ett, precis som de fossila bränsleslagen. På samma sätt som i föregående ”Miljökommunikation”- princip utnyttjas primärt ett bokföringsperspektiv på el och fjärrvärme. Eftersom huvuddelen av fjärrvärmeproduktionen sker med bränslen som har PEF på nära noll så får den genomsnittliga fjärrvärmen i Sverige ett relativt låg PEF, ca 0,3 (Svensk Fjärrvärme 2012). Elens PEF är ett resultat av Svensk Fjärrvärmes och Svensk Energis gemensamma plattform för miljövärdering av el och fjärrvärme. Elen värderas därmed enligt den så kallade residualmixens egenskaper, det vill säga den el som återstår då man reducerar/korrigerar för produktspecificerad el, till exempel ”Bra miljöval”-el, samt import och export till och från Sverige. Med detta synsätt följer också att för den elanvändning som kan förknippas med produktspecificerad eller ursprungsmärkt el så kan värderingen leda till lägre primärenergifaktor för elen. I denna rapport inte någon sådan beräkning gjort. Resultaten gäller alltså för ett fall där elanvändaren inte har gjort något aktivt val beträffande elens ursprung. Om man vill få en uppfattning om de genomsnittliga elegenskaperna kan man få viss vägledning från ”Miljökommunikation”-principens primärenergifaktor som bygger på nordisk medelel.

3)”Förändringseffekt”-principen, bygger på samma PEF som i ”Värmemarknadskommitté”-principen med avseende på fossila bränslen, biobränslen, avfallsbränslen samt industriell spillvärme. Däremot skiljer sig ansatsen när det gäller el och fjärrvärme. För dessa energibärare anläggs ett ”förändring leder till effekt”-perspektiv och dels ett framåtblickande perspektiv (”effekt” i betydelsen ”konsekvens”). På så vis inkluderas *effekter* av *förändringar* i ett *system* som utvecklas. Sådana förändringar är i sig ett resultat av ett val eller ett beslut (till exempel ett investeringsbeslut). Detta betraktelsesätt avviker fundamentalt från de tidigare principernas ”bokföringsperspektiv”. Följden av att elanvändningen eller fjärrvärmeanvändningen ändras (vilket det ju handlar om här, till exempel en *expansion* av fjärrvärmeanvändningen) är knappast att den genomsnittliga produk-

tionen av el respektive fjärrvärme ändras i samma utsträckning. Denna effekt sker i form av *avvikelser* från systemets framtida utveckling i sitt ”grundutförande”. Med grundutförande menas en utveckling som inte tar hänsyn till den förändring i el- eller fjärrvärmeanvändning vars konsekvens alternativt effekt som ska kvantifieras. Ett alternativt uttryckssätt är att vi analyserar effekter på ”marginalen”. Den så kallade ”långsiktiga marginaleffekten” uppstår som ett resultat av förändringar med lång varaktighet i tiden (till exempel nyanslutning av fjärrvärme eller en ökning i elanvändning av någon anledning) och inkluderar såväl förändringar i den existerande kapacitetens produktion som investeringar i ny kapacitet. Med andra ord kan den långsiktiga marginaleffekten innehålla en mix av olika teknikslag och olika bränslen. Denna sammansättning kan skilja sig väsentligt från den genomsnittliga produktionen. Beräkningarna av den långsiktiga marginaleffekten uppdateras kontinuerligt i takt med att omvärldsförutsättningarna förändras.

Samma modellansats har valts för såväl el som fjärrvärme. Beskrivningen av fjärrvärmeproduktionen är förenklad i modellansatsen såtillvida att

Utgångspunkten är ett ”Sverigeaggregat” innehållande all svensk fjärrvärmeproduktion. Därför är denna PEF-viktning för fjärrvärme grundad på en framåtblickande förändring (effekt) av den totala svenska fjärrvärmeproduktionen.

Detta medför också en dynamik i PEF-viktning av el och fjärrvärme, den förändras alltså över tiden. Detta är dock helt och hållet ett resultat av den initiala förändringen i el- respektive fjärrvärmebehov. Denna primärenergiviktningsprincip har ett betydligt mer komplext anslag än de två föregående principerna. Dels krävs någon form av modellansats och dels varierar ofta modellresultatet i stor utsträckning med de antaganden man gör kring omvärldsutvecklingen. Detta är dock inte en brist hos metoden i sig utan istället ett utslag för den verkliga osäkerhet som råder avseende den framtida utvecklingen. I ett sådant läge är det naturligtvis enklare och mer transparent att utnyttja befintlig statistik och anta att förändringar i användning av el och fjärrvärme hanteras med förändringar i den genomsnittliga produktionen. Så fungerar dock varken elmarknaden eller, generellt sett, fjärrvärmeproduktionen, vilket pekar på nackdelen med det synsättet. Eftersom potentialberäkningarna har ett tydligt framåtblickande fokus så är bedömningen att ett primärenergisynsätt som också har ett framåtblickande perspektiv är att föredra.

Bilaga 5: EED, Bilaga VIII g) i–vi

Strategier, politik och åtgärder som kan antas före 2020 och före 2030 för att realisera potentialen i led e för att tillgodose efterfrågan i led d, däribland, när så är lämpligt, förslag om att

i) öka andelen kraftvärme i värme- och kylproduktion och elproduktion,

ii) utveckla en effektiv fjärrvärme- och fjärrkylainfrastruktur för att hantera utvecklingen av högeffektiv kraftvärme och användningen av värme och kyla från spillvärme och förnybara energikällor,

iii) främja att nya termiska anläggningar för elproduktion och industrianläggningar som producerar spillvärme förläggs till sådana platser där en maximal mängd av den tillgängliga spillvärmen kommer att återvinnas för att tillgodose befintlig eller prognostiserad värme- och kylefterfrågan, SV L 315/40 Europeiska unionens officiella tidning 14.11.2012

iv) främja att nya bostadsområden eller nya industrianläggningar som använder värme i sina produktionsprocesser förläggs till platser där den tillgängliga spillvärmen, så som den identifierats i den heltäckande bedömningen, kan bidra till att deras värme- och kylefterfrågan tillgodoses; detta kan omfatta förslag som stöder att flera enskilda anläggningar förläggs till samma plats, i syfte att säkerställa en optimal matchning mellan efterfrågan och tillgång på värme och kyla,

v) främja att termiska anläggningar för elproduktion, industrianläggningar som producerar spillvärme, avfallsförbränningsanläggningar och andra anläggningar som omvandlar avfall till energi ansluts till det lokala nätet för fjärrvärme och fjärrkyla,

vi) främja att bostadsområden och industrianläggningar som använder värme i sina produktionsprocesser ansluts till det lokala nätet för fjärrvärme och fjärrkyla.

Bilaga 6: Indata till kostnadsnyttoanalys

Potentialen för effektiv fjärrvärme baserar sig på *”Fjärrvärmen i framtiden – behovet”*. Prisantaganden baserar sig på *Långsiktsprognos 2008* (samma antaganden som för *Fjärrvärmen i framtiden*) och *Eneffutredningen*. Olika kostnadsantaganden finns redovisade detaljerat i bilaga 1 i ”*Fjärrvärmen i framtiden – behovet”*. Antagandena finns här angivna i Tabell 4, Tabell 6, Tabell 8, Tabell 12, Tabell 13 och Tabell 16.[49]

Potentialen för högeffektiv kraftvärme i fjärrvärmesystemet är 14,7 TWh både för 2020 och för 2030 (se kapitel 3.2). Det är ett genomsnitt av framförallt två olika studier *Fjärrvärmen i framtiden* (Fjärrsyn rapport 2011:2) samt Profu, *Underlag till Energimyndighetens långsiktsprognos 2012*, men ytterligare fem studier har använts för att säkerställa resultatet. Flertalet studier ger en robusthet i resultatet och är också en form av känslighetsanalys. Tabellerna nedan redovisar antagandena för de viktigaste rapporterna i detalj. Resultaten från de olika studierna där dessa antaganden manifesteras kan ses i Figur 8.

B6.1.1 Växelkurs

Växelkurserna har under prognosperioden antagits vara oförändrade och uppgå till officiella växelkursnivåer under 2007. Växelkurser framgår i Tabell 4 och Tabell 5.

Tabell 4. Antagna växelkurser under prognosperioden, Källa: Energimyndigheten, Långsiktsprognosen 2008, används i Fjärrvärmen i framtiden.

SEK/EUR	9,25
SEK/USD	6,76

Tabell 5 Antagna växelkurser för prognosperioden, Källa: Energimyndigheten, Långsiktsprognos 2012.

SEK/EUR	9,3
SEK/USD	7,55

Källa: Riksbanken

[49] *Effektiv värme och kyla*: en värme- och kylmöjlighet som, jämfört med ett referensscenario som återspeglar ett scenario där man fortsätter som tidigare, mätbart minskar den primärenergiinsats som behövs för att leverera en enhet levererad energi inom en relevant systemgräns på ett kostnadseffektivt sätt, i enlighet med bedömningen i den kostnads–nyttoanalys som avses i detta direktiv, med hänsyn tagen till den energi som krävs för utvinning, omvandling, transport och distribution.

B6.1.2 Antagna priser

Tabell 6 Fossila bränslepriser (SEK/MWh, fritt nationsgräns och exklusive skatt). Källa: Energimyndigheten, Långsiktsprognos 2008, används i Fjärrvärmen i framtiden.

	2005	2010	2015	2025	2050
Kol	60	67	70	70	70
Tung eldningsolja	186	238	238	238	238
Lätt eldningsolja	309	448	448	448	448
Naturgas	162	207	207	207	207

Tabell 7 Fossila bränslepriser (SEK2007/MWh, fritt nationsgräns och exklusive skatt). Källa: Energimyndigheten, Långsiktsprognos 2012.

	Scenario	2007	2010	2020	2030	2040	2050
Råolja, spot	*Ref*	79	74	112	128	135	138
(USD/fat)							
Kol	*Ref*	94	101	113	120	125	129
Tung eldningsolja	*Ref*	222	257	402	453	475	485
Lätt eldningsolja	*Ref*	349	379	607	689	723	738
Naturgas	*Ref*	201	185	283	323	337	345

Tabell 8 Biobränslepriser och – potentialer. Källa: Energimyndigheten, ”Långsiktsprognos 2008” samt Profus egna bedömningar, används i både Fjärrvärmen i framtiden samt Långsiktsprognos 2012.

Bränslepris (SEK/MWh)				Potential (TWh per år)	
	2005	2015	2025	2015	2025
Returlutar	–	–	–	45	50
Fasta skogsindustriella biprodukter[1)]	95–121	155–171	205–221	20	23
Skogsflis, klass I[2)]	135	182	221	9	11
Skogsflis, klass II[3)]	144	194	235	9	11
Skogsflis, klass III[4)]	151	213	252	4	5
Skogsflis, klass IV[5)]	165	226	266	12	15
Energiskog och halm	137–190	191–220	220–231	15	15
Förädlade träd- bränslen[6)]	204	289	352	12	17
Torv[7)]	112	110	128	4	5
Brännbart avfall[8)]	–230	–240	–253	21	24
Ved, hushåll	–	–	–	11	11

1) Industrins biprodukter (sågverksflis, träavfall, bark mm). Indelat i två underklasser: en för intern industriell användning, och en tillgänglig för en gemensam marknad med övriga energisystemet.

2) GROT och rötved, kortare transportavstånd

3) GROT och rötved, längre transportavstånd

4) Massavedskvalitet

5) Massavedskvalitet plus import

6) Pellets, briketter, pulver. Distributionskostnad för användning i småhus tillkommer.

7) Exklusive svavelskatt

8) Olika klasser indelade i blandat hushålls- och industriavfall, RT-flis samt övriga returbränslen. Bränslepriset för blandat avfall inkluderar mottagningsavgift.

B6.1.3 Skatter

Tabell 9. Koldioxid- och energiskatt för olika sektorer. Källa: Finansdepartementet (2009), ”Effektivare skatter på klimat- och energiområdet” DS 2009:24. Används i både Fjärrvärmen i framtiden och Långsiktsprognos 2012.

	CO2-skatt (öre/kg)	Energiskatt (öre/kWh)
Bostäder och service	105 (Generell nivå)	Generell nivå enligt Tabell 10
Hetvattenpannor	99 (motsv. 6 % nedsättn.)[1]	Generell nivå enligt Tabell 10.
Kraftvärme (på värmeproduktion)	7 (motsv. 93 % nedsättn.)	2,5 (på samtliga fossila bränslen)
Industri (ETS)	0 (motsv. 100 % nedsättn).	2,5 (på samtliga fossila bränslen)
Industri (icke-ETS)	31 fr.o.m. 2011 (motsv. 70 % nedsättning)	2,5 (på samtliga fossila bränslen)
	62 fr.o.m. 2015 (motsv. 40 % nedsättn.)	

[1] Bör noteras att regeringen i budgetpropositionen för 2014 föreslår en sänkning av CO2-skatten för värmeproduktion inom EU-ETS från 94% till 80 % av den generella CO2-skattenivån.

Tabell 10 Antagna skatter på bränslen för värmeproduktion samt el (generell nivå). Källa: Finansdepartementet (2009), ”Effektivare skatter på klimat- och energiområdet” DS 2009:24. Används av både Fjärrvärmen i framtiden och Långsiktsprognos 2012.

	Energiskatt (SEK/MWh)	Koldioxidskatt (SEK/MWh)[1]
Tung eldningsolja	80	294
Lätt eldningsolja	80	286
Kol	80	352
Naturgas	80	210
El för hushåll, service och fjärrvärmeprod. (södra Sverige)	282	–
El för industrin	5	–

[1] I modellen utgår vi från en generell koldioxidskatt per kg CO_2 för samtliga fossila bränslen. Beroende på vad man antar för utsläppskoefficient kan skatten, uttryckt i SEK/MWh, variera något.

B6.1.4 Utsläppsrättspris

Fjärrvärmen i framtiden antar att prisnivån på utsläppsrätter håller sig på en konstant nivå på 30 EUR/t under hela beräkningsperioden.

Antagna utsläppsrättspriser enligt Långsiktsprognos 2012 kan ses nedan i Tabell 11.

Tabell 11 Antaget utsläppsrättspris under prognosperioden. Källa: Energimyndigheten, Långsiktsprognos 2012.

	2010	2020	2030	2040	2050
EUR/ton CO2	15	17	37	54	52

B6.1.5 Elcertifikatsystemet

Tabell 12 Antagna produktionsmål för förnybar elproduktion inom elcertifikatsystemet, källa: Energimyndigheten Långsiktsprognos 2008, används i Fjärrvärmen i framtiden.

Modellår	2009	2016	2023	2030	2037	2044
Produktionsmål definierat i modellen (TWh)[1]	18,5	23,9	29,7	29,7	29,7	–
Ökning jmfrt med 2002	12	192	25	25	25	–

[1] Det modellerade produktionsmålet är anpassat efter en viss utfasning av existerande kapacitet (småskalig vattenkraft).

B6.1.6 Kostnader

Tabell 13 Typiska data för gasbaserad kraft- och kraftvärmeproduktion, källa: Energimyndigheten Långsiktsprognos 2008, används i Fjärrvärmen i framtiden och i Långsiktsprognos 2012.

	Investering	Fast D&U	Rörlig D&U	Verkningsgrad (%)	Alfavärde	Livslängd (år)
Kondenskraft	7000 SEK/kW el	40 SEK/kW el	15 SEK/MWh el	57	–	21
Kraftvärme	8000–9500 SEK/kW el[1]	70 SEK/kW el	20 SEK/MWh el	50 (el)	1,2	21

[1] Storleksberoende

Tabell 14 Typiska data för ett konventionellt biobränslekraftvärmeverk med rökgaskondensering i två storleksutföranden (Antagandena bygger på Profus egna bedömningar samt i viss utsträckning på ELFORSK 2011, ”El från nya anläggningar 2011”). Används i Fjärrvärmen i framtiden.

	Investering (SEK/kWh el)	Fast D&U (SEK/kW el)	Rörlig D&U (SEK/MWh el)	Verkningsgrad (%)	Alfavärde	Livslängd (år)
Stort verk (> 50 MW el)	21000	220	35	32 (el)	0,41	21
Litet verk (~30 MW el)	26000	310	60	28 (el)	0,36	21

Tabell 15 Typiska data för ett konventionellt biobränslekraftvärmeverk med rökgaskondensering i två storleksutföranden (Antagandena bygger på Profus egna bedömningar samt i viss utsträckning på ELFORSK 2011, ”El från nya anläggningar 2011”). Används i Långsiktsprognos 2012.

	Investering (SEK/kWh el)	Fast D&U (SEK/kW el)	Rörlig D&U (SEK/MWh el)	Verkningsgrad (%)	Alfavärde	Livslängd (år)
Stort verk (> 50 MW el)	~25000	220	35	32 (el)	0,41	21
Litet verk (~30 MW el)	~30000	310	60	28 (el)	0,36	21

Tabell 16 Typiska produktionskostnader för fjärrvärme i värmeverk, används i Fjärrvärmen i framtiden.

	Investering (SEK/kW värme)	Fast D&U (SEK/kW värme)	Rörlig D&U (SEK/MWh värme)	Verkningsgrad (%)	Livslängd (år)
Naturgas	1450	22	20	90	21
Biobränsle	4000	100	25	88	21

Tabell 17 Typiska produktionskostnader för fjärrvärme i värmeverk, källa Energimyndigheten Långsiktsprognos 2012.

	Investering (SEK/kW värme)	Fast D&U (SEK/kW värme)	Rörlig D&U (SEK/MWh värme)	Verkningsgrad (%)	Livslängd (år)
Naturgas	2000	22	20	90	21
Biobränsle	5000	100	25	88	21

B6.2 Antaganden som ligger till grund för potentialen för Industriell kraftvärme

Den samlade bedömningen av mottryckspotentialen (se kapitel 3) landar på 8,6 TWh el för år 2020 och 8,8 TWh år 2030. Den valda potentialen utgör ett medelvärde av nivåerna för ”Branscher 2011”[50] och ”Profu 2010, hög”[51].

Antaganden som ligger till grund för potentialen enligt ”Analys av biobränsleanvändning och industriellt mottryck, kopplat till MARKAL-beräkningar” redovisas nedan[52].

B6.2.1 Växelkurs

Kronkursen antas vara 9,3 SEK=1EUR.

[50] Fjärrsyn (2013:15)

[51] Analys av biobränsleanvändning och industriellt mottryck, kopplat till MARKAL-beräkningar redovisas nedan

[52] Antagandena finns dock dokumenterade i beräkningar med MARKAL-NORDIC inför Långsiktsprognos 2010.

B6.2.2 Antagna priser

Tabell 18 Fossila bränslepriser (SEK_{2007}/MWh, fritt nationsgräns och exklusive skatt). Källa: Energimyndigheten, ”Långsiktsprognos 2010”.

	Scenario	2005	2010	2020	2030	2050
Råolja	*Ref och Högre BNP*	59	76	98	113	113
(USD/fat)	*Högre fos.priser*	59	99	128	147	147
Kol	*Ref och Högre BNP*	60	73	90	95	95
	Högre fos.priser	60	88	116	123	123
Tung eldningsolja	*Ref och Högre BNP*	186	252	308	345	345
	Högre fos.priser	186	312	381	427	427
Lätt eldningsolja	*Ref och Högre BNP*	309	463	609	709	709
	Högre fos.priser	309	618	810	942	942
Naturgas	Ref och Högre BNP	162	227	320	369	369
	Högre fos.priser	162	287	412	476	476

Tabell 19 Biobränslepriser och – potentialer. Källa: Energimyndigheten, ”Långsiktsprognos 2010”, samt Profus egna bedömningar.

Bränslepris (SEK_{2007}/MWh)				Potential (TWh per år)	
	2005	2015	2025	2015	2025
Returlutar	–	–	–	45	50
Fasta skogsindustriella biprodukter[1]	95–121	155–171	205–221	20	23
Skogsflis, klass I[2]	135	182	221	9	11
Skogsflis, klass II[3]	144	194	235	9	11
Skogsflis, klass III[4]	151	213	252	4	5
Skogsflis, klass IV[5]	165	226	266	12	15
Energiskog och halm	137–190	191–220	220–231	1,5	1,5
Förädlade trädbränslen[6]	204	289	352	12	17
Torv[7]	112	110	128	4	5
Brännbart avfall[8]	–150–80	–150–90	–150–103	21	24
Ved, hushåll	–	–	–	11	11

[1] Industrins biprodukter (sågverksflis, träavfall, bark mm). Indelat i två underklasser: en för intern industriell användning, och en tillgänglig för en gemensam marknad med övriga energisystemet.

[2] GROT och rötved, kortare transportavstånd

[3] GROT och rötved, längre transportavstånd

[4] Massavedskvalitet

[5] Massavedskvalitet plus import

[6] Pellets, briketter, pulver. Distributionskostnad för användning i småhus tillkommer.

[7] Exklusive svavelskatt

[8] Olika klasser indelade i blandat hushålls- och industriavfall, RT-flis samt övriga returbränslen. Bränslepriset för blandat avfall inkluderar mottagningsavgift.

B6.2.3 Skatter

Tabell 20 Koldioxid- och energiskatt för olika sektorer. Källa: Finansdepartementet (2009), ”Effektivare skatter på klimat- och energiområdet” DS 2009:24. Används i Fjärrvärmen i framtiden samt Långsiktsprognosen 2012.

	CO_2-skatt (öre/kg)	Energiskatt (öre/kWh)
Bostäder och service	105 (Generell nivå)	Generell nivå enligt Tabell 21
Hetvattenpannor	99 *(motsv 6% nedsättn)*	Generell nivå enligt Tabell 21
Kraftvärme (på värmeprod)	7 *(motsv 93% nedsättn)*	2,5 (på samtl fossila bränslen)
Industri (ETS)	0 *(motsv 100% nedsättn)*	2,5 (på samtl fossila bränslen)
Industri (icke-ETS)	31 fr o m 2011 *(motsv 70% nedsättn)* 62 fr o m 2015 *(motsv 40% nedsättn)*	2,5 (på samtl fossila bränslen)

Tabell 21 Antagna skatter på bränslen för värmeproduktion samt el (generell nivå). Källa: Finansdepartementet (2009), ”Effektivare skatter på klimat- och energiområdet” DS 2009:24. Används i Fjärrvärmen i framtiden samt Långsiktsprognosen 2012.

	Energiskatt (SEK/MWh)	Koldioxidskatt (SEK/MWh)[1)]
Tung eldningsolja	80	294
Lätt eldningsolja	80	286
Kol	80	352
Naturgas	80	210
El för hushåll, service och fjärrvärmeproduktion (södra Sverige)	282	–
El för industrin	5	–

[1)] I modellen utgår vi från en generell koldioxidskatt per kg CO_2 för samtliga fossila bränslen. Beroende på vad man antar för utsläppskoefficient kan skatten, uttryckt i SEK/MWh, variera något.

B6.2.4 Utsläppsrättspris

I samtliga beräkningsfall finns även EUs utsläppsrättssystem för koldioxid med. I enlighet med Energimyndighetens uppdragsbeskrivning antas detta pris ligga på 16 EUR/t (ca 15 öre/kg CO_2 med antagen växelkurs) under hela beräkningsperioden och i samtliga tre scenarier.

B6.2.5 Elcertifikat

Tabell 22 Antagna produktionsmål för förnybar elproduktion inom elcertifikatsystemet.

Modellår	2009	2016	2023	2030	2037	2044
Produktionsmål definierat i modellen (TWh)[1]	18,5	23,9	29,7	29,7	29,7	–
Ökning jmfrt med 2002	12	19,2	25	25	25	–

[1] Det modellerade produktionsmålet är anpassat efter en viss utfasning av existerande kapacitet (småskalig vattenkraft).

B6.2.6 Produktionskostnader

Tabell 23 Typiska data för gasbaserad kraft- och kraftvärmeproduktion.

	Investering (SEK/kW el[1])	Fast D&U (SEK/kW el)	Rörlig D&U (SEK/MWh el)	Verkningsgrad (%)	Alfavärde	Livslängd (år)
Kondenskraft	7000	40	15	57	–	21
Kraftvärme	8000–9500	70	20	50 (el)	1,2	21

[1] Storleksberoende

Ett hållbart energisystem gynnar samhället

Energimyndigheten arbetar för ett hållbart energisystem, som förenar ekologisk hållbarhet, konkurrenskraft och försörjningstrygghet.

Vi utvecklar och förmedlar kunskap om effektivare energianvändning och andra energifrågor till hushåll, företag och myndigheter.

Förnybara energikällor får utvecklingsstöd, liksom smarta elnät och framtidens fordon och bränslen. Svenskt näringsliv får möjligheter till tillväxt genom att förverkliga sina innovationer och nya affärsidéer.

Vi deltar i internationella samarbeten för att nå klimatmålen, och hanterar olika styrmedel som elcertifikatsystemet och handeln med utsläppsrätter. Vi tar dessutom fram nationella analyser och prognoser, samt Sveriges officiella statistik på energiområdet.

Alla rapporter från Energimyndigheten finns tillgängliga på myndighetens webbplats www.energimyndigheten.se.

Energimyndigheten

Energimyndigheten, Box 310, 631 04 Eskilstuna
Telefon 016-544 20 00, Fax 016-544 20 99
E-post registrator@energimyndigheten.se
www.energimyndigheten.se