

Underlag till genomförande av artikel 25.1–25.5 i direktivet om energieffektivitet

RU 17

Energimyndighetens publikationer kan laddas ner
eller beställas via energimyndigheten.se

Statens energimyndighet, november 2024

ER 2024:24

ISSN 1403-1892

ISBN (pdf) 978-91-7993-192-6

Grafisk form: Energimyndigheten (omslag), Arkitektkopia AB (inlaga)

Förord

Uppvärmningsmarknaden i Sverige omfattar idag cirka 100 TWh värme och omsätter årligen ungefär 100 miljarder kronor. Det är en marknad som i stor utsträckning redan ställt om från fossilt till fossilfritt. Fjärrvärme och kraftvärme har en viktig roll i det svenska energisystemet. Med sina tekniska egenskaper bidrar fjärr- och kraftvärmen med el och energi då användningen och behovet är som störst, med systemtjänster och lokal nytta i städer och även med ett resurseffektivt tillvaratagande av restprodukter från industrin och avfall. Vi har idag fjärrvärme i 285 av Sveriges 290 kommuner varför också försörjningstrygghetsaspekterna som fjärrvärmen bidrar med är av stor vikt. Där fjärrvärmen inte är lönsam eller tekniskt möjlig sker uppvärmningen idag framför allt med värmepumpar som använder nästan helt fossilfri el.

Sverige är ett föregångsland i Europa vad gäller ett utbyggt och effektivt uppvärmningssystem med hög andel fossilfri energi. Så för Sveriges del handlar den aktuella rapporteringen inte i första hand om att uppnå en kraftig expansion, som kan vara fallet för andra EU-medlemsstater, utan snarare att säkerställa bevarandet av ett effektivt värme- och kylsystem även i framtiden.

Även om mycket redan är gjort inom värme- och kylsektorn sker fortlöpande förändringar till följd av omställningen av samhället till fossilfrihet. Konkurrens om bioråvarorna kommer att öka och tillgången på spillvärme kommer att kunna öka med nya och förändrade industriprocesser. Med nya krav på energieffektiviseringar i byggnader och lokaler bedöms behovet av uppvärmning dessutom att minska. Allt detta sammantaget gör det viktigt att analysera och följa utvecklingen, och vid behov föreslå åtgärder så att värme- och kylsystemet även fortsättningsvis ska bidra till såväl de svenska energipolitiska målen och EUs mål på området.

I arbetet med den heltäckande bedömningen har intressenter som berörs deltagit i framtagandet av indata till analyserna och i diskussioner kring resultaten varför jag vill rikta ett extra tack till dessa.

Caroline Asserup
Tillförordnad Generaldirektör

Innehåll

Sammanfattning och slutsatser	4
1 Inledning	6
2 Marknaden för värme och kyla i Sverige	7
2.1 Översikt över värme och kyla	8
2.2 Omställningen mot fossilfri uppvärmning	12
2.3 Fjärrvärme i Sverige – omställning och utbyggnad	13
2.4 Uppvärmningsbranschens åtaganden – nu och framåt	16
2.5 Utvecklingen av spillvärme i Sverige	18
2.6 Utvecklingen av fjärrkyla	20
2.7 Värmepumpar där fjärrvärmens inte kommer åt	20
2.8 Svenska utmaningar – vad finns kvar?	22
3 Kartor och anläggningar	28
4 Mål, strategier och politiska åtgärder	39
4.1 Klimatklivet	39
4.2 Industriklivet	41
4.3 Energiskatt på el till CCS-anläggningar	41
4.4 Centrum för koldioxidavskiljning och lagring samt driftstöd	42
4.5 Stöd till forskning och innovation	42
4.6 Analyser av effektivare användning av energi, effekt och resurser	44
5 Analys av den ekonomiska potentialen för uppvärmning och kylning	45
5.1 Inledning	45
5.2 Om scenarierna	49
5.3 Ekonomiska potentialer för värme och kyla	52
5.4 Energitillförsel (primärenergi)	53
5.5 CO ₂ -utsläpp	56
5.6 Förnybart	60
5.7 Uppvärmning av bostäder och lokaler	61
5.8 Fjärrvärme	64
5.9 Kraftvärme	74
5.10 Effektiviseringar i fjärrvärme- och fjärrkylanäten	76
5.11 Spillvärme till fjärrvärme	78
5.12 Fjärrkyla	84

6	Potentiella nya strategier och politiska åtgärder	87
6.1	Potentiella åtgärder	87
	Referenser	89
	Bilaga A: Viktiga förutsättningar för beräkningarna	93
	Bilaga B: Direktivet om energieffektivitet – Bilaga X	114

Sammanfattning och slutsatser

Syftet med rapporten är att i enlighet med artikel 25.1–25.5 i direktiv (EU) 2023/1791 (Direktivet om energieffektivitet, EDD) uppdatera Sveriges heltäckande bedömning av potentialen för tillämpning av högeffektiv kraftvärme samt effektiv fjärrvärme och fjärrkyla. Om utredningen kommer fram till att det finns en potential för mer förnybar värme och kyla och effektivare värme och kyla än vad marknaden klarar av att tillhandahålla på ett samhällsekonomiskt lönsamt sätt ska lämpliga policyer och åtgärder föreslås.

För Sveriges del är uppvärmningsmarknaden en marknad som i stor utsträckning redan ställt om från fossilt till fossilfritt. Fjärrvärme förekommer i omfattande utsträckning och är effektiv. All kraftvärme är redan högeffektiv. Där inte fjärrvärme är lönsamt sker uppvärmningen framför allt med värmepumpar som använder nästan helt fossilfri el. Det finns ännu en betydande andel el som går till uppvärmning med direktverkande el. Modellkörningar visar samtidigt att direktverkande elvärme på sikt fasas ut.

När det gäller användning av fossila bränslen (avseende olja, kol och naturgas) för fjärrvärmeproduktionen utgör den i dag en mycket liten del i Sverige och andelen har minskat sedan föregående redovisning 2020. I branschen som helhet pågår ett fortlöpande arbete med att fasa ut den resterande fossila användningen. Kunderna efterfrågar också fossilfri fjärrvärme. Även när det gäller den individuella uppvärmningen från fossil olja och naturgas så är den idag låg.

För att täcka in direktivets krav på att undersöka alla värme- och kylteknikers potential för att minska CO₂-utsläppen, öka andelen förnybart och öka primärenergibesparingarna, liksom bidrag till andra nyttor exempelvis trygg energiförsörjning, har ett antal modellberäkningar över energisystemet genomförts. Genom att variera indata har vi fångat olika scenarier med tillhörande känslighetsanalyser.

I modelleringen används ett samhällsperspektiv (med en lägre kalkylränta) som jämförs med ett investerarperspektiv (med marknadsaktörernas ordinarie kalkylränta) för att se om det finns fall där det är motiverat med statliga åtgärder (motsvarande en lägre kalkylränta för investeringar i värme-, kyla- och elproduktion) och vad det skulle leda till.

Modellanalyserna över energisystemets utveckling fram mot år 2050 visar generellt på en genomgående trend i samtliga analysfall. De olika analysfallen har olika förstärkande/försvagande effekt men ger inga betydande skillnader på utvecklingen över tid. I samtliga analysfall ses en ökad användning av värmepumpar och en minskad total fjärrvärmeproduktion. Småskalig uppvärmning med fossila bränslen och direktverkande el försvinner helt, där fossila bränslen försvinner redan 2030. Den minskade fjärrvärmeleveransen beror på att förbränningsbaserad fjärrvärme får svårare att konkurrera om biomassaressurser och den produktion som blir kvar fokuserar till större grad på produktion i kraftvärmeverk. Samtidigt tar spillvärme större och större andelar av fjärrvärmeproduktionen i takt med att fler datahallar, elektrolysörer och biodrivmedelsanläggningar tas i bruk. Den ökade andelen spillvärme möjliggörs delvis av värmepumpar som ökar temperaturen på lågradiga källor. På längre sikt ser Energimyndigheten att kraft- och fjärrvärmens utmaning är en ökad konkurrens om biomassan samt konkurrensen från värmepumpar och spillvärme. Energieffektivisering minskar behovet av uppvärmning. Effektivisering ökar dessutom ytterligare något med en samhällsekonomisk kalkylränta.

Fjärrkylaleveranser ökar över tid i modellresultaten. Frikyla eller spillkyla från samtidig värmeproduktion i värmepump väljs i modellen i första hand. Vidare väljs kompressorkyla i högre utsträckning än absorptionskyla, med undantag för vissa scenarieförutsättningar som ger överskott av billigare fjärrvärmekapacitet under sommarhalvåret.

De modellkörningar som har genomförts för detta uppdrag kommer Energimyndigheten att arbeta vidare med i sina breda långsiktiga scenarier över energisystemet. Arbetet med de långsiktiga scenarierna görs vartannat år och används bland annat som underlag till Sveriges klimatrapporering men även som underlag till andra analyser och uppdrag. Nästa publicering av de långsiktiga scenarierna kommer att ske våren 2025.

Förutom modellkörningar har även en genomgång av Sveriges värme- och kylmarknad gjorts liksom en översikt över existerande politik och styrmedel. Kartor har sammanställts över olika typer av produktionsanläggningar, värmeefterfrågan, spillvärmekluster med mera.

I arbetet med den heltäckande bedömningen har intressenter som berörs deltagit i framtagandet av indata till analyserna och i diskussioner kring resultaten. Ett seminarium genomfördes inom projektet ”Värmemarknad Sverige”¹, som engagerar ett stort antal av aktörerna på värmemarknaden: fastighetsbolag och byggherrar, anläggningsleverantörer, energibolag, bransch- och intresseorganisationer samt myndigheter.

¹ Det övergripande målet med projektet är att visa på värmemarknadens uppbyggnad och hur den kan fortsätta sin utveckling utifrån ett framåtblickande hållbarhetsperspektiv som kan delas av marknadens alla aktörer.

1 Inledning

Regeringen gav den 27 juni 2024 i uppdrag till Energimyndigheten att ta fram underlag inför genomförandet av artikel 25.1–25.5 i Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2023 I 1791 om energieffektivitet (energieffektivitetsdirektivet). Underlaget skulle rapporteras till Regeringskansliet senast den 15 oktober 2024.²

Syftet med rapporten är att i enlighet med artikel 25.1–25.5 i energieffektivitetsdirektivet uppdatera Sveriges heltäckande bedömning avseende värme och kyla.

Rapporten är upplagd enligt följande struktur:

Kapitel 2 ger en översikt över Sveriges uppvärmningsmarknad för att bättre förstå hur Sverige valt att implementera direktivet och våra särskilda förutsättningar. Kapitlet inleder också med att svara på direktivets krav om en översikt över värme och kyla för olika sektorer fördelat på användare och producenter.

Kapitel 3 går igenom de krav som ställs på kartor över industri- och produktionsanläggningar för värme och kyla inklusive spillvärme och värmeefterfrågan.

Kapitel 4 syftar till att adressera den roll som värme och kyla spelar för mål, strategier och politiska åtgärder samt hur de spelar in till energiunionens fem dimensioner. Kapitlet hänvisar primärt till den från Sverige nyligen uppdaterade energi- och klimatplanen, med kompletteringar avseende några av de aktuella styrmedlen för värme och kyla.

Kapitel 5 analyserar den ekonomiska potentialen för värme- och kyleffektivitet. Analysen görs för hela Sverige med hjälp av modellkörningar i energisystemmodellen TIMES-Nordic som bygger ut lösningarna med lägst kostnader. Kostnaderna inkluderar investeringskostnader, driftskostnader, bränslekostnader, energiskatter med mera. Detta görs för att uppfylla kravet på kostnadsnyttoanalys som ställs i direktivets artikel 25.3. Utgångspunkten för modellberäkningarna är två grundscenarier, som dels undersöks med en finansiell kalkylränta, dels en lägre samhällsekonomisk kalkylränta. Scenarierna är anpassade så att de ligger i linje med direktivets krav. Förutom olika alternativa scenarier görs även känslighetsanalyser och bedömningar utifrån primärenergi, koldioxidutsläpp och förnybart.

Kapitel 6 tar upp möjliga förslag på åtgärder för att uppnå den potential för mer effektiv värme och kyla som identifierats utifrån modellresultaten.

² Regeringsbeslut KN2024/01430, Ändring av regleringsbrev för budgetåret 2024 avseende Statens energimyndighet. Energimyndighetens dnr RU2024-00080.

2 Marknaden för värme och kyla i Sverige

För att förstå genomförandet i Sverige av artikel 25.1–25.5 i energieffektivitetsdirektivet (EED) är det nödvändigt att förstå den svenska kontexten. Den ursprungliga tanken med den potentialbedömning som ska göras enligt EED är att först lokalisera ett geografiskt område där fossila bränslen, eller lågeffektiva tekniker, används för uppvärmning. Det kan vara en kommun, ett bostadsrättsområde eller ett villakvarter med exempelvis olje- eller gasuppvärmning. I syfte att ersätta denna fossila uppvärmning ska man först beakta *principen om energieffektivitet först* (se mera om detta i avsnitt 5.1), sedan avgöra om det är tekniskt möjligt att ersätta den med ett miljövänligare och effektivare alternativ, exempelvis bioenergibaserad fjärrvärme eller värmepumpar. Därefter ska man göra en samhällsekonomisk kostnadsnyttoanalys för att utröna vilket alternativt uppvärmningssätt som har lägst samhällsekonomisk kostnad. Därefter ska lämpliga styrmedel införas. Detta var den ursprungliga tanken med artikeln i EED. I det nu gällande och uppdaterade direktivet är detta tillvägagångssätt mindre explicit men tanken är ungefär densamma. För svenskt vidkommande blir det emellertid ogörligt att genomföra den typen av beräkningar för alla 290 kommuner. Det är heller inte ändamålsenligt. Fjärrvärme finns redan i 285 av Sveriges 290 kommuner, och är till största delen redan fossilfri. Där inte fjärrvärmerna är lönsam sker uppvärmningen framför allt med individuella värmepumpar som även i sin tur använder nästan helt fossilfri el. Omställningen mot en effektiv, förnybar och fossilfri uppvärmning har i stora drag redan genomförts i Sverige.

De kvarvarande fossila bränslen som används i pannorna i fjärrvärmesystemen (och då framför allt till spetslast) håller redan på att fasas ut, och de individuella oljepannorna konverteras bort och håller på att försvinna helt då de inte är lönsamma längre. Kvar finns att ersätta uppvärmning med naturgas samt olja i bostäder och lokaler, vilket dock i dagsläget uppgår till enbart cirka 0,8 TWh³ samt att ersätta eller minska avfallets fossila innehåll till fjärrvärmerna.

Att öka Sveriges andel högeffektiv kraftvärme av totala kraftvärmeproduktionen är inte relevant, eftersom all kraftvärme i Sverige redan är att betrakta som högeffektiv enligt direktivets definition. Lågtempererad fjärrvärme och en ökad andel spillvärme skulle innebära en effektivare värmeförsörjning, om det går att hitta en samhällsekonomisk lönsamhet där marknaden inte redan hittar den.

Mot bakgrund av ovanstående har det huvudsakliga tillvägagångssättet för att ta reda på den samhällsekonomiskt lönsammaste uppvärmningen varit att göra modellkörningar i modellen TIMES-Nordic⁴. Modellen bygger ut det mest lönsamma uppvärmningsalternativet och genom att variera indata och kalkylränta har olika scenarier och känslighetsanalyser kunnat genomföras.

³ Avser år 2023. Energimyndigheten (2024c).

⁴ Se förklaring i kapitel 5.1 och Bilaga A.

2.1 Översikt över värme och kyla

Detta kapitel svarar på kravet som ställs i EED artikel 25.1–25.5, bilaga X, del I, punkterna: 1–2a i–iii, 2c samt punkt 6.

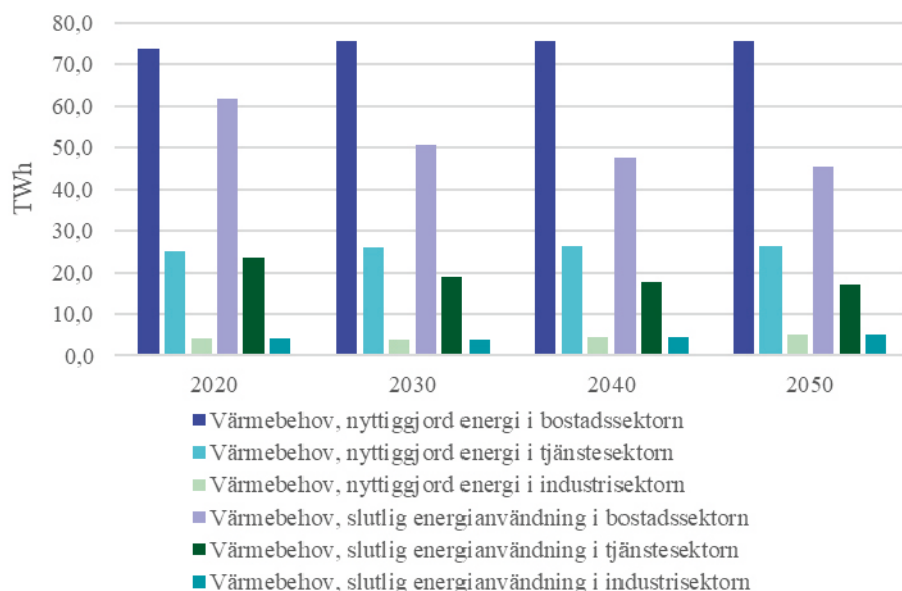
För punkterna 2b i–v om spillvärmepotential samt punkt 5 a–c om kartor för anläggningar, värmeefterfrågan med mera, se kapitel 3.

Punkt 1. Värme- och kylbehovet i form av en bedömning av nyttiggjord energi och kvantifierad slutlig energianvändning i GWh per år fördelat på enskilda sektorer (se Figur 1).

Punkt 2. Fastställande eller, i fråga om punkt 2a i, fastställande eller uppskattning av nuvarande värme- och kylförsörjning.

- Fördelat på teknik, i GWh per år, inom de sektorer som nämns i punkt 1 och om möjligt fördelat på energi från fossila respektive förnybara källor (se Figur 2 och Figur 3).
- Identifiering av anläggningar som producerar spillvärme eller spillkyla och deras potentiella värme- eller kylförsörjning, i GWh per år (se kapitel 3).
- Rapporterad andel av fjärrvärme- och fjärrkylsektorns slutliga energianvändning som kommit från förnybara energikällor, spillvärme eller spillkyla under de senaste fem åren i enlighet med direktiv (EU) 2018/2001 (se Figur 3).

Punkt 6. En prognos över hur efterfrågan på värme och kyla kan utvecklas de närmaste 30 åren, angiven i GWh och med beaktande av särskilda prognoser för de närmaste tio åren, förändring av efterfrågan i byggnader och olika industrisektorer samt effekten av politik och strategier för efterfrågestyrning, till exempel långsiktiga strategier för renovering av byggnader enligt direktiv (EU) 2018/844 (se Figur 1).



Figur 1. Nuvarande och prognostiserad värmeefterfrågan fördelat på sektorer och slutlig energianvändning och nyttiggjord energi. I figuren ingår för industrin endast fjärrvärme (inom industrins totala bränsleanvändning ingår huvudsakligen processenergi).

Källa: Energimyndigheten (egen bearbetning), och för uppskattat behov av nyttiggjord energi, se även Energimyndigheten (2023b).

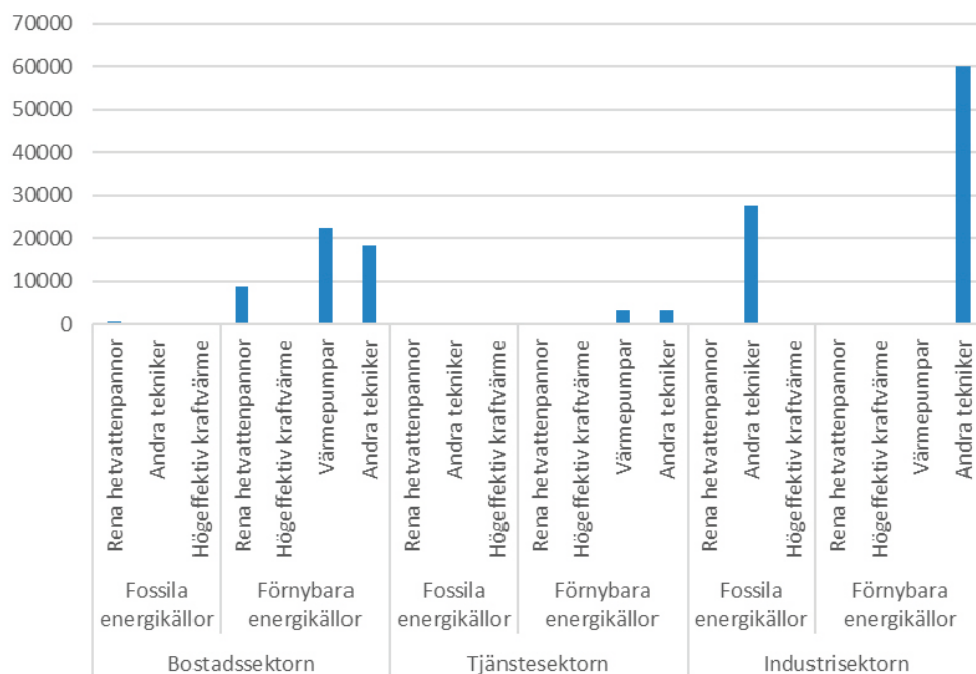
Förutom de figurer som det refereras till efter respektive krav ovan så bör det tilläggas att många figurer i rapporten belyser värmeefterfrågan och värmeproduktion över tiden utifrån bränsle, tekniker, förnybart/fossilt etcetera, liksom scenarier med olika förutsättningar i kapitel 5.

Ett flertal antaganden har gjorts för uppgifterna i figurerna. Utifrån statistiken går det inte att avgöra vilken värmeproduktion som har sålts till respektive användare. Här har vi därför valt att göra en proportionell fördelning av produktionen på användarna. Bränslemängden har fördelats proportionellt på kraftvärmeverk och värmeverk, utifrån producerad fjärrvärmevolym för respektive produktionsslag. Även de olika bränslena har fördelats proportionellt, baserat på insatta volymer. Vad det gäller övriga sektorer (jordbruk med mera) så har de undantagits då de inte bedöms ensamma svara för mer än fem procent av det totala nationella behovet av nyttiggjord värme.

När det gäller levererad kyla så uppgick det till 1 035 GWh år 2022 och bedöms huvudsakligen ha gått till tjänstesektorn.⁵ När det gäller prognoser för kylbehovet för nyttiggjord energi så är det svårt att uppskatta. Det mesta kommer emellertid att infalla i tjänstesektorn och uppskattas i kapitel 5.12 till ca 2,2 TWh 2050.

När det gäller ”Andra tekniker”, se Figur 2, samt Figur 3 utgörs denna av elvärme (direkt och vattenburen). All elvärme har här kategoriserats som förnybar, trots att andelen förnybar el, enligt förnybartdirektivets definition, är ca 66 procent. Den fossila andelen är liten då mellanskillnaden främst utgörs av kärnkraft.

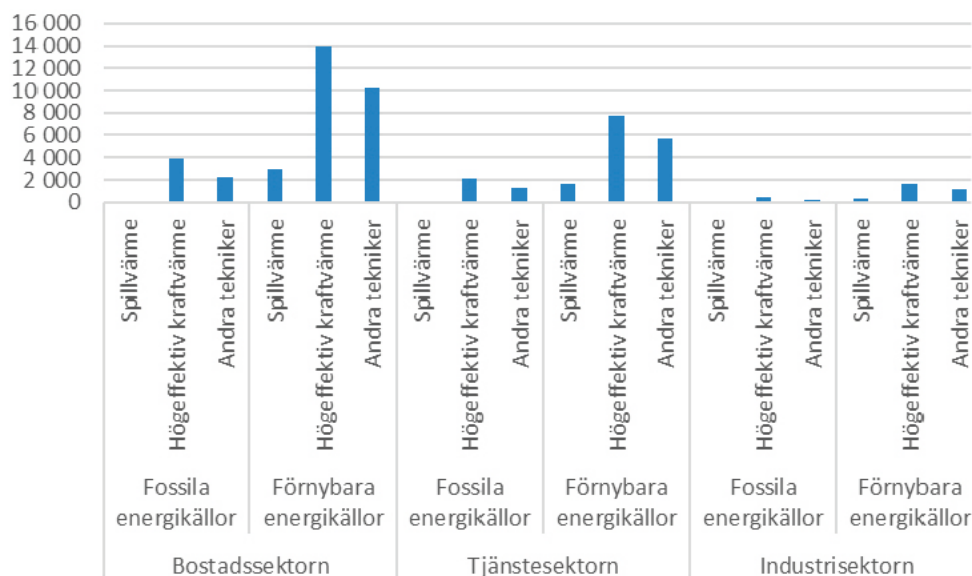
När det gäller externt tillhandahållen värme så är det i praktiken fjärrvärme. Figur 3 visar därmed användning av fjärrvärme 2022 fördelat på användare.



Figur 2. Internt tillhandahållen värme, GWh/år, 2022.

Källa: Energimyndigheten, egna beräkningar

⁵ Energimyndigheten (2023c)



Figur 3. Externt tillhandahållen värme, GWh/år, 2022.

Källa: Energimyndigheten (egna beräkningar)

Direktivets Bilaga X, del 1, punkt 3 och punkt 4 anger att följande uppgifter ska rapporteras:

3. Aggregerade uppgifter om kraftvärmepannor i befintliga nät för fjärrvärme och fjärrkyla i fem kapacitetsintervall som omfattar

- primärenergianvändning,
- total effektivitet,
- primärenergibesparingar,
- emissionsfaktorer för koldioxid.

4. Aggregerade uppgifter om befintliga nät för fjärrvärme och fjärrkyla som levereras genom kraftvärme i fem kapacitetsintervall som omfattar

- total primärenergianvändning,
- primärenergianvändning i kraftvärmepannor,
- andelen kraftvärme i försörjningen av fjärrvärme eller fjärrkyla,
- förluster i system för fjärrvärme,
- förluster i system för fjärrkyla,
- anslutningstäthet,
- andel system per olika driftstemperaturgrupper.

Energimyndigheten har till Kommissionen ställt frågor om hur tolkningen ska ske av de olika kapacitetsintervallen. Det svar vi har fått är att kommissionen inte har specificerat vilka kapacitetsintervall som skulle kunna användas i rapporteringen. Medlemsstaterna kan i stället på egen hand bestämma vilka kapacitetsintervall de använder för fjärrvärme- och fjärrkylanät. Kapaciteter skulle kunna identifieras på basis av observerad toppkapacitet eller planerad kapacitet. Utifrån arbetet med att identifiera kapacitetsintervallen bör det, enligt svaret från kommissionen, vara möjligt att identifiera system som kan vara föremål för planeringsskyldighet enligt artikel 26.5.

Artikel 26, punkt 5, avser att fånga upp befintliga system över 5 MW som inte uppfyller de kriterier som anges i punkt 1 b–e:

Medlemsstaterna ska säkerställa att alla operatörer av befintliga system för fjärrvärme och fjärrkyla där den totala utgående värmen och kylan överstiger 5 MW vilka inte uppfyller de kriterier som anges i punkt 1 b–e, från och med den 1 januari 2025 och därefter vart femte år utarbetar en plan för att säkerställa en effektivare användning av primärenergi, minska distributionsförlusterna och öka andelen förnybar energi inom värme- och kylförsörjning. Planen ska omfatta åtgärder för att uppfylla de kriterier som anges i punkt 1 b–e och ska förutsätta godkännande från den behöriga myndigheten.

Av artikel 26, punkterna 1 b–e, framgår att ett effektivt system för fjärrvärme och fjärrkyla ska uppfylla följande kriterier:

b) Från och med den 1 januari 2028, ett system som använder minst 50 % förnybar energi, 50 % spillvärme, 50 % förnybar energi och spillvärme, 80 % högeffektiv kraftvärmeproducerad värme eller åtminstone en kombination av sådan värmeenergi som går in i nätet där andelen förnybar energi är minst 5 % och den totala andelen förnybar energi, spillvärme och högeffektiv kraftvärmeproducerad värme är minst 50 %.

c) Från och med den 1 januari 2035, ett system som använder minst 50 % förnybar energi, 50 % spillvärme, eller 50 % förnybar energi och spillvärme, eller ett system där den totala andelen förnybar energi, spillvärme eller högeffektiv kraftvärmeproducerad värme är minst 80 % och där den totala andelen förnybar energi eller spillvärme dessutom är minst 35 %.

d) Från och med den 1 januari 2040, ett system som använder minst 75 % förnybar energi, 75 % spillvärme eller 75 % förnybar energi och spillvärme, eller ett system som använder minst 95 % förnybar energi, spillvärme och högeffektiv kraftvärmeproducerad värme och där den totala andelen förnybar energi eller spillvärme dessutom är minst 35 %.

e) Från och med den 1 januari 2045, ett system som använder minst 75 % förnybar energi, 75 % spillvärme eller 75 % förnybar energi och spillvärme.

Energimyndigheten har gjort bedömningen att all svensk fjärrvärme kan klassificeras som effektiv fram till och med 2045, det vill säga uppfyller kriterierna i artikel 26 och punkterna 1 b–e.⁶ Med det som bakgrund redovisas de efterfrågade uppgifterna i direktivets bilaga X, del 1, punkt 3 och 4, inte aggregerat i fem kapacitetsintervall utan i stället aggregerat för Sverige som helhet.⁷

Redovisningen enligt punkt 3 följer nedan.

Primärenergianvändning: data för hela Sveriges energisystem som redovisas i Figur 24, vilket representerar det befintliga systemet.

Total effektivitet: verkningsgrad netto för fjärrvärmeproduktion i konventionell värmekraft var 81,1 procent år 2022.⁸

Primärenergibesparingar: Beräknad primärenergibesparing från kraftvärmeproduktion visas i Figur 53. För basåret 2020 beräknas besparingen till cirka 26 TWh.

Emissionsfaktorer för koldioxid: Se Bilaga A, bränslepriser och fossila bränslen. Emissionsfaktorer visas i Tabell 12 för fossila bränslen.

⁶ Se avsnitt om EED i Energimyndigheten (2023a).

⁷ Även statistiksekretessen kan utgöra ett hinder för att redovisa i fem kapacitetsintervall.

⁸ Energimyndigheten (2023c).

Redovisningen enligt punkt 4 följer nedan.

Total primärenergianvändning: Se Figur 24.

Primärenergianvändning i kraftvärmepannor: Se Figur 24.

Andelen kraftvärme i försörjningen av fjärrvärme eller fjärrkyla: värmeproduktion i kraftvärmeverk i förhållande till total fjärrvärmeanvändning (inklusive förluster) var 46,7 procent år 2022.⁹

Förluster i system för fjärrvärme: förluster fram till leveranspunkten uppgick år 2022 till 8 305 GWh.¹⁰

Förluster i system för fjärrkyla: förluster fram till leveranspunkten uppgick år 2022 till 17 GWh.¹¹

Anslutningstäthet: ges som fjärrvärmens andel som uppvärmningssätt i olika delar av byggnadsbeståndet (småhus, lokaler och flerbostadshus). Andelen småhus med enbart fjärrvärme samt fjärrvärme i kombination med annat uppvärmningssätt uppskattas år 2023 till 14,6 procent. Motsvarande siffra för lokaler är 60 procent samt för flerbostadshus 88 procent.¹²

Andel system per olika drifttemperaturgrupper: utbyggnaden av lågtemperaturnät är relativt begränsad i Sverige. Mindre system med lågtempererad fjärrvärme finns i fåtal svenska städer.¹³

2.2 Omställningen mot fossilfri uppvärmning

Figur 4 visar omställningen mot fossilfri uppvärmning i småhus, flerbostadshus och lokaler där oljeuppvärmning minskat från 31 TWh 1990 till 0,4 TWh 2023.¹⁴ Användningen av småskalig gasuppvärmning har aldrig varit stor i Sverige och låg 2023 på 0,4 TWh.¹⁵ El till uppvärmning går framför allt till att driva värmepumpar i småhus men även direktverkande el och elpannor ingår. Elvärmens låg år 2023 på 21,3 TWh.¹⁶ År 2023 låg användningen av fjärrvärme i alla byggnadstyper på 45,8 TWh¹⁷ och tillförd energi för fjärrvärmeproduktion bestod till ca 73 procent av förnybart¹⁸ och 9 procent av spillvärme (se kapitel 2.3).

⁹ Energimyndigheten (2024d).

¹⁰ Energimyndigheten (2023c).

¹¹ Energimyndigheten (2023c).

¹² Energimyndigheten (2024c).

¹³ Energimyndigheten (2023a).

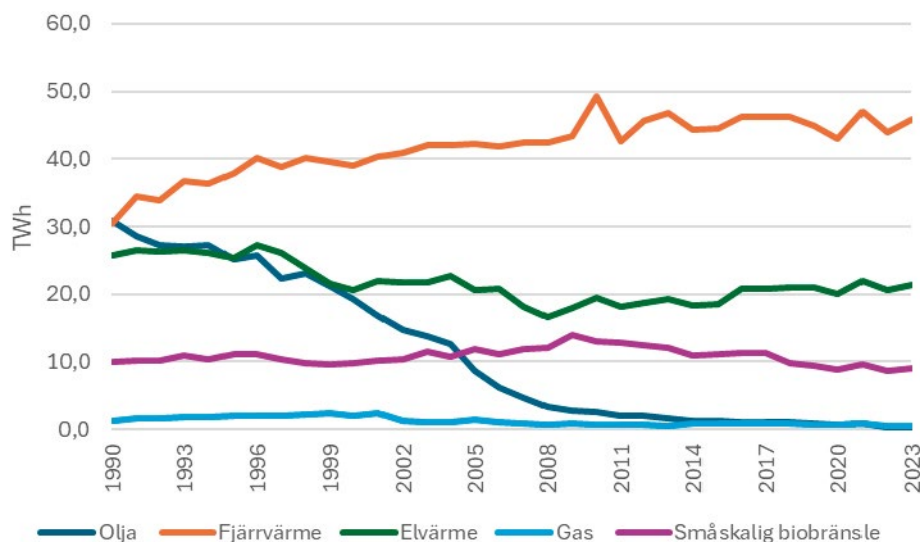
¹⁴ Energimyndigheten (2024c).

¹⁵ Energimyndigheten (2024c).

¹⁶ Energimyndigheten (2024c).

¹⁷ Energimyndigheten (2024c).

¹⁸ 66 procent biobränslen och 7 procent värmepumpar.



Figur 4. Total energianvändning för uppvärmning och varmvatten 1990–2023, fördelat på använt energislag, TWh.

Källa: Energimyndigheten (2024a)

2.3 Fjärrvärme i Sverige – omställning och utbyggnad

Fjärrvärme har funnits i Sverige sedan 50-talet och producerades tidigare framförallt i värmeverk. Till mitten av 90-talet var fjärrvärmerna huvudsakligen kommunalägda och bedrevs i kommunala energi- eller fjärrvärmebolag eller i en kommunal förvaltningsform där pris-sättningen skedde efter självkostnadsprincipen. I samband med elmarknadsreformen 1996 avreglerades även fjärrvärmemarknaden och krav infördes på att fjärrvärmeverksamheten skulle drivas på affärsmässiga grunder. Detta innebar att många kommunala fjärrvärmebolag såldes till privata företag under perioden 1990–2004, en trend som fortsatt därefter. Flera av de bolag som inledningsvis såldes till privata bolag har sålts vidare och idag finns ett fåtal större och växande privata aktörer i branschen med verksamhet även utanför Sverige.

Andelen kraftvärmeproducerad fjärrvärme har successivt ökat och ligger idag runt 47 procent (2022) jämfört med 42 procent för tio år sedan (2012) och 30 procent tjugo år sedan (2002).¹⁹

Under 2023 svarade fjärrvärmerna för 59 procent av den totala energianvändningen för uppvärmning och varmvatten i bostäder (flerbostadshus + småhus) samt lokaler. Cirka 55 procent av fjärrvärmerna samma år användes i flerbostadshus, medan lokaler stod för 34 procent och småhus för 12 procent.²⁰ Fjärrvärmens ställning är särskilt stark bland flerbostadshus där fjärrvärmerna står för cirka 90 procent av energianvändningen för uppvärmning och varmvatten per år. Motsvarande andel bland lokaler är 80 procent och bland småhus 18 procent.²¹

Under 2022 stod biobränsle för 66 procent och spillvärme för 9 procent av den tillförda energin i fjärrvärmeproduktionen. Värmepumpar i fjärrvärmeproduktionen har gradvis minskat i betydelse och mellan tioårsperioden 2003 och 2012 stod de för i genomsnitt

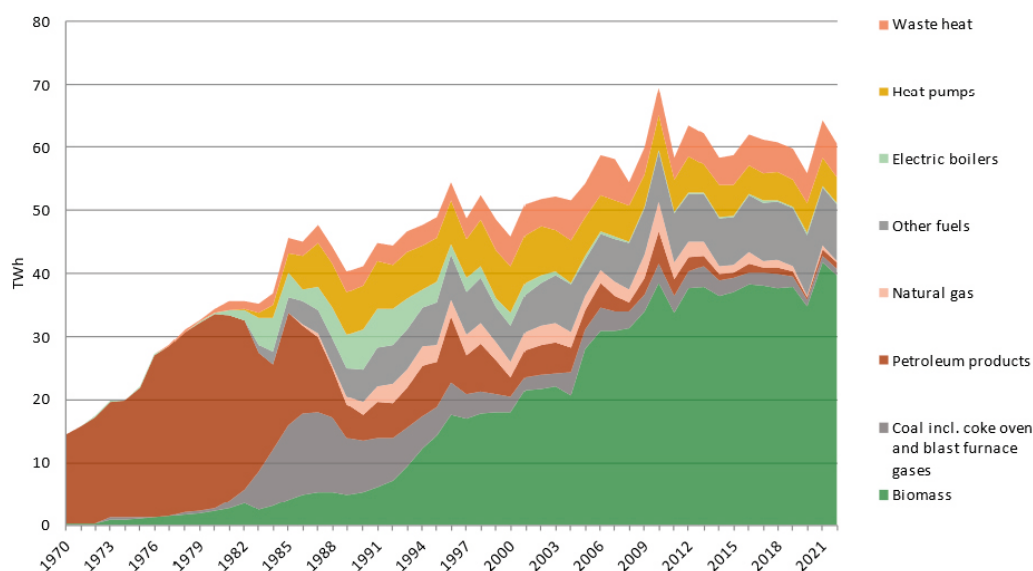
¹⁹ Bränslebaserad värmeproduktion i kraftvärmeverk i förhållande till total fjärrvärmeanvändning (inklusive förluster). Energimyndigheten (2024d).

²⁰ Energimyndigheten (2024d).

²¹ Energimyndigheten (2024c).

10 procent medan motsvarande siffra för tioårsperioden 2013–2022 uppgick till något mindre än 8 procent. Användningen av elpannor har i stort sett försvunnit. Användningen av avfall till fjärrvärmeproduktion har ökat det senaste decenniet. Ökningen beror på det förbud mot deponering av brännbart avfall som infördes 2002 och förbudet mot deponering av organiskt avfall från 2005.²² I flera svenska städer är värmen från avfallsförbränning basen för fjärrvärmen. Avfall ingår både i posten Biobränslen (organiskt avfall) och Övriga bränslen (fossilt avfall). I posten Övriga bränslen ingår även en viss mindre mängd torv.

De senaste tio åren har insatt bränsle för fjärrvärme legat runt 60 TWh (se Figur 5) med mindre variationer beroende på temperaturskillnader.²³ Marknaden är relativt mättad även om det finns vissa utvecklingsområden. Konkurrensen från värmepumpar och energieffektivisering betyder att fjärrvärmeleveranserna kan komma att minska i framtiden (se kapitel 5), vilket ställer krav på innovationer och nya marknadslösningar från branschen.



Figur 5. Tillförd energi för fjärrvärmeproduktion, 1970–2022, TWh.

Källa: Energimyndigheten (2024a)

Figur 6 visar Sveriges omställning mot fossilfri uppvärmning jämfört med övriga EU-länder. I genomsnitt minskade koldioxidintensiteten med 55 g CO₂/kWh bland EU-28 från 1990 till 2015. Resultaten visar att Sverige 2015 hade den lägsta genomsnittliga koldioxidintensiteten med 29 g CO₂/kWh, tack vare en hög koncentration av biomassa och förnybar energi i sin uppvärmningssektor. Minskningen från 112 g CO₂/kWh 1990 beror på en minskning av olje- och kolanvändningen. Noterbart är att Sverige redan 1990 hade lägst koldioxidintensitet i EU. Jämförelsen med andra länder sträcker sig bara till 2015 men det kan nämnas att från dess till 2022 har tillförd energi för fjärrvärmeproduktion från kol²⁴, olja och naturgas nästintill halverats²⁵ och även den småskaliga användningen av olja och gas för värme och varmvatten har minskat i samma storleksordning.²⁶

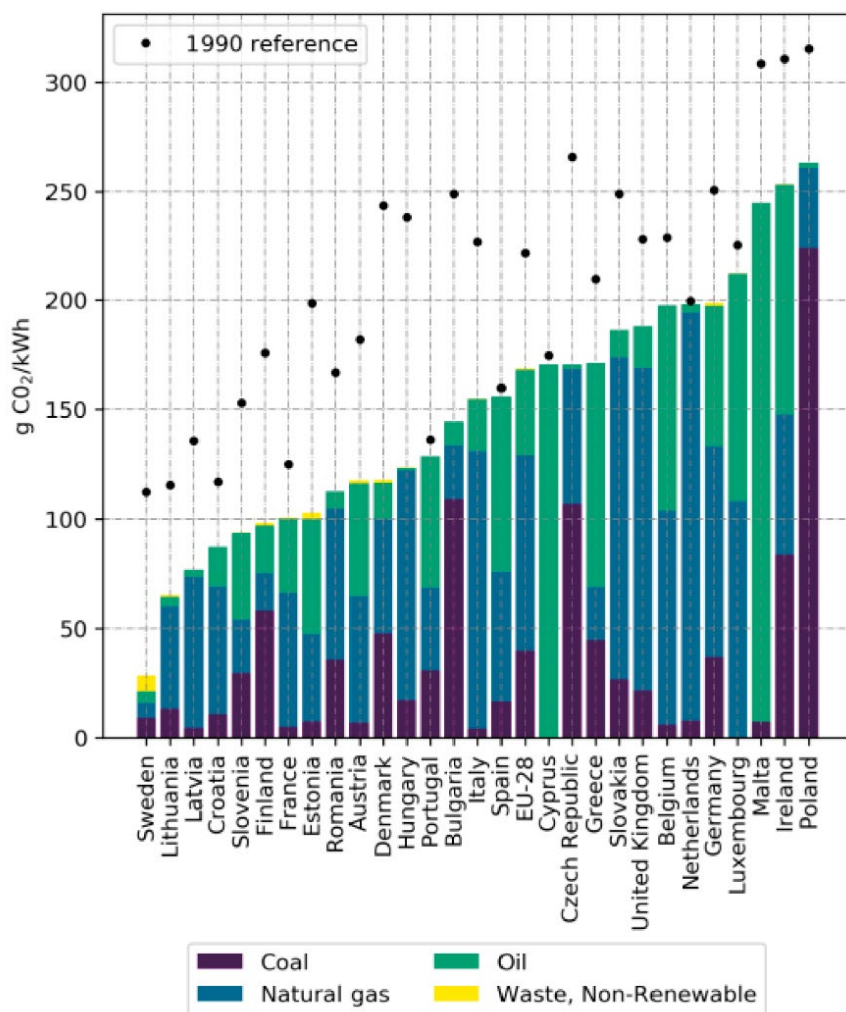
²² Energimyndigheten (2023a).

²³ Undantaget år 2010 som var ett ovanligt kallt år vilket resulterade i 69 TWh fjärrvärme.

²⁴ Inklusiv koks- och masugns gas.

²⁵ Från 4,4 TWh år 2015 till 2,3 TWh år 2022. Energimyndigheten (2024a)

²⁶ Energimyndigheten (2024c)



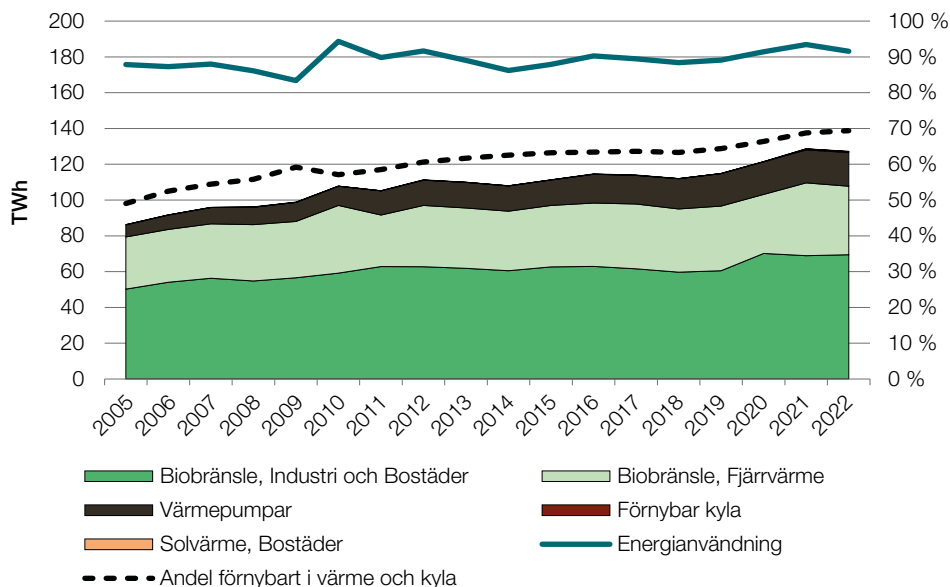
Figur 6. Sveriges koldioxidintensitet i uppvärmning av bostäder jämfört med övriga EU-länder, 2015 jämfört med 1990.

Källa: Bertelsen och Mathiesen (2020)

Andelen förnybar energi i sektorn värme och kyla²⁷ i förhållande till energianvändningen var 69 procent under 2022 (se Figur 7). År 2005 var motsvarande andel 49 procent. Mängden förnybar energi i sektorn var 127 TWh under 2022 vilket är en ökning jämfört med 2005, då mängden var 86 TWh. Den förnybara energin utgörs främst av biobränslen som står för 85 procent följt av värmepumpar som står för 15 procent. Solvärme och kyla utgör tillsammans ungefär 0,5 procent.

Under samma period har den totala energianvändningen ökat från 176 TWh till 183 TWh.

²⁷ I sektorn värme och kyla ingår industri, bostäder och service med mera samt fjärrvärme men exkluderar elanvändningen i dessa sektorer.



Figur 7. Förnybar energi och energianvändning i sektorn värme och kyla, 2005–2022, TWh.

Källa: Eurostat. Energimyndighetens bearbetning

2.4 Uppvärmningsbranschens åtaganden – nu och framåt

Uppvärmningssektorn är en stor del av energimarknaden. Årligen omfattar den nästan 100 TWh energi och omsätter 100 miljarder kronor.²⁸ I mars 2019 överlämnade uppvärmningsbranschen, bestående av ett femtiotal aktörer i sektorn, rapporten *Färdplan för fossilfri konkurrenskraft – Fossilfri uppvärmning*²⁹ till regeringen. Visionen för branschen är att uppvärmningssektorn ska vara fri från fossila bränslen år 2030 och år 2045 ska sektorn vara en kolsänka som hjälper till att minska de totala svenska utsläppen av växthusgaser. Sedan uppvärmningssektorns aktörer överlämnat färdplanen till regeringen i mars 2019 har följande hänt:

- En testanläggning för bio-CCS togs i drift i Stockholm av Stockholm Exergi i december 2019. Bolaget fick i mars 2024 miljötillstånd för en fullskalig anläggning och planen är att verksamheten ska kunna tas i bruk år 2028. Minusutsläpp från anläggningen har under 2024 sålts till flera internationella företag som vill tillgodoräkna sig minusutsläppen i uppfyllandet av sina klimatmål.³⁰
- Förutom testanläggningen i Stockholm finns sedan 2022 en testanläggning för bio-CCS även i Växjö. Enligt en kartläggning undersöker ett 20-tal energibolag runt om i Sverige förutsättningarna att bygga bio-CCS-anläggningar.³¹
- Energimyndigheten har tagit fram ett statligt stöd för bio-CCS-anläggningar genom omvända auktioner. Stödet godkändes av EU-kommissionen i juli 2024 och samma månad fattade regeringen beslut om stödet.³² Energimyndigheten kommer att vara auktionsförrättare och kan fördela totalt 36 miljarder mellan 2026 och 2046. Stödet kommer att

²⁸ Värme-marknad Sverige (2020).

²⁹ Fossilfritt Sverige (2019).

³⁰ Stockholm Exergi (2024a), Stockholm Exergi (2024b).

³¹ Tidningen Energi (2023), Här är energibolagen som satsar på bio-CCS.

³² SFS nr: 2024:626.

kunna användas för investerings- och driftkostnader för hela bio-CCS-kedjan inklusive avskiljning, transport och lagring. En första utlysning öppnades i augusti 2024.

- Världens största sorteringsanläggning för plast invigdes i Motala under 2023. Anläggningen syftar till att öka plaståtervinningen vilket kan minska den plast som förbränns för produktion av fjärrvärme.³³ En liknande anläggning har uppförts i Stockholmsregionen³⁴, och även på fler platser i Sverige byggs det och planeras för liknande anläggningar med hänvisning till behovet att reducera utsläppen av växthusgaser.³⁵ De anläggningar som uppförts eller är under uppförande har fått investeringsstöd från Klimatklivet (se beskrivning av Klimatklivet i avsnitt 4.1.4).
- År 2019 tog Tekniska Verken i Linköping sin sista koleldade anläggning ur drift och det följande året togs landets största kolkraftvärmeverk ur drift i Stockholm. Även Mälarenergi är från 2020 helt fria från kol och olja i produktionen. Detta har möjliggjorts genom miljardinvesteringar i nya anläggningar. Mellan 2019 och 2022 minskade tillförd energi från kol, koks- och masugnsgas för fjärrvärmeproduktion i Sverige från 1,7 TWh till 1 TWh, motsvarande från cirka 2,9 procent (2019) till 1,7 procent av tillförd energi (2022), vilket kan vara en effekt av minskad förbränning i ovan nämnda anläggningar.³⁶ I Sverige används kol, koks- och masugnsgas endast i ett fåtal svenska fjärrvärmenät. Tillförsel av koks- och masugnsgas, som är återvunna restprodukter från stålindustrin, kommer att minska gradvis och då masugnarna fasas ut och ersätts av elektriska ljusbågsugnar samt vätgasbaserad direktreduktion av järnmalm.³⁷
- Göteborg Energi har beslutat att bygga en ny biobränsleeldad ångpanna vilken väntas kunna driftsättas värmesäsongen 2025/2026. Investeringen på cirka 2,5 miljarder ska bidra till att all fjärrvärme från bolaget senast vid utgången 2025 ska baseras på förnybara och återvunna källor.³⁸ Även i Östersund byggs ett nytt kraftverk som möjliggör utfasningen av mindre reservpannor som går på tjockolja.³⁹

Punkterna ovan tyder på en intensifierad utfasning av fossila bränslen inom fjärrvärmebolagen – endast små mängder återstår i vissa spetsanläggningar, där många redan bytt till biobränslen och många håller på med konverteringar för att få bort fossila bränslen även till spetslast. Fjärrvärmeaktörer investerar kontinuerligt för att förbättra klimatprestanda.

Energimyndigheten ser överlag att en rad samverkansprojekt har startats, exempelvis gällande lokala marknadsplatser, restvärmeutnyttjande, och negativa utsläpp. Fjärrvärmenät på olika orter byggts ihop med hjälp av offentligt stöd som syftar till minskade utsläpp. Exempelvis byggs Gävles och Sandvikens fjärrvärmenät ihop genom en investering på 450 miljoner, varav 210 miljoner kommer från det statliga investeringsstödet Klimatklivet. Att näten byggs ihop innebär att en torvpanna försvinner, vilket väntas reducera utsläppen med 46 000 ton, och samtidigt kan mer spillvärme från närliggande industrier tas tillvara.⁴⁰ Även Degerfors och Karlskoga kopplar ihop sina fjärrvärmenät, det också med stöd från Klimatklivet.

³³ Svensk plaståtervinning (2023).

³⁴ Tidningen Energi (2021).

³⁵ Tekniska verken (2024); Västerbottens-Kuriren (2024).

³⁶ Energimyndigheten (2024a).

³⁷ Se till exempel Luleå laddar för den industriella omställningen (Tidningen Energi, 2022a).

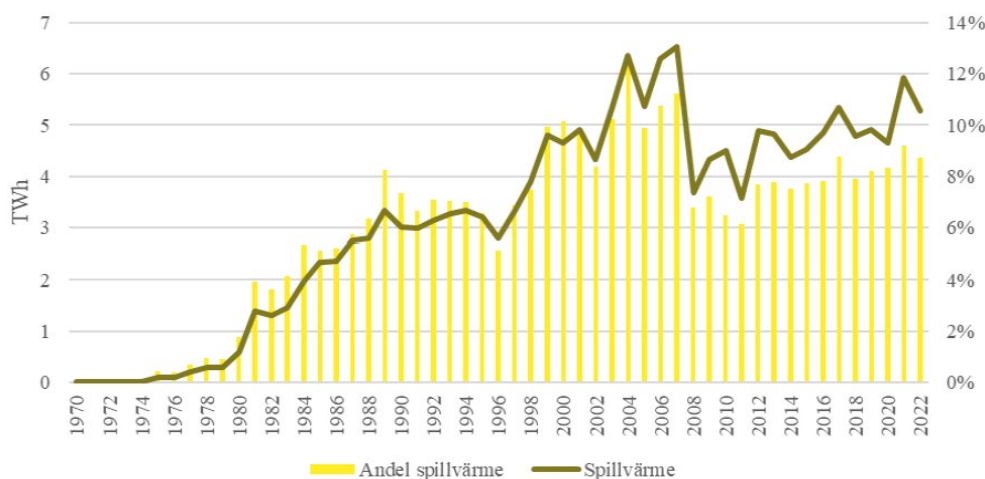
³⁸ Energinyheter (2023).

³⁹ Tidningen Energi (2022b).

⁴⁰ Tidningen Energi (2022c).

2.5 Utvecklingen av spillvärme i Sverige

De senaste fem åren (2018–2022) har spillvärmens andel av tillförd energi för fjärrvärmeproduktion legat på runt 8 procent vilket motsvarar ca 5 TWh, se Figur 8. De största spillvärmeleveranserna skedde 2007 då 6,5 TWh spillvärme tillfördes fjärrvärmenäten. Fram till dess uppvisade spillvärmeleveranserna, under cirka 25 år, en uppåtgående trend men därefter har leveranserna minskat något. Den mottagna volymen spillvärme varierar även väsentligt över åren beroende på förändringar i industrikonjunktur och varierande värmebehov beroende på årliga temperaturskillnader.⁴¹



Figur 8. Utvecklingen av leveranser av spillvärme i TWh (grön linje) och andelar av total levererad fjärrvärme (gula staplar), 1970–2022.

Källa: Energimyndigheten (2024a)

Enligt branschorganisationen Energiföretagen finns spillvärmesamarbeten i minst 82 fjärrvärmenät och med minst 100 leverantörer, men antalet leverantörer kan vara betydligt fler eftersom inte alla företag redovisar spillvärme som spillvärme utan som värmepumpar då man behöver uppgradera värmen. Detta är fallet med exempelvis spillvärme från datorhallar och avloppsreningsverk.

Ett hinder för ökad spillvärmeanvändning är att fjärrvärmeföretag ser risker med spillvärmeprojekt då industrier är konjunkturberoende. Avståndet till befintliga fjärrvärmenät är ett annat hinder för lönsamma investeringar i överföringsledningar. Användning av spillvärme kan också försvåras av kulturskillnader mellan kommunala fjärrvärmeföretag och privat industri samt att fjärrvärmeföretaget kan vilja ha en egen anläggning och vara oberoende.

Det kan även finnas skillnader i synsätt där vissa ser spillvärme som en energitillgång som inte förbrukar primärenergi eller orsakar utsläpp medan andra menar att spillvärme som producerats med fossila bränslen försenar en övergång till förnybar energi.

2.5.1 Åtgärder för att främja spillvärmesamarbeten Reglerat tillträde till fjärrvärmenäten

I augusti 2014 infördes bestämmelser i fjärrvärmelagen (2008:263) som gör det möjligt för den som vill ansluta sig till ett fjärrvärmenät att, under vissa förutsättningar, få ett reglerat

⁴¹ Energimyndigheten (2013a).

tillträde till rörledningarna.⁴² Motiveringen till att ge reglerat tillträde till fjärrvärmenät är att förenkla för industrier och andra aktörer att sälja överskottsvärme till fjärrvärmenät. Genom detta kan fjärrvärmen bli mer resurs- och energieffektiv, då värme kan utnyttjas som annars skulle kylts bort som industriell spillvärme och användas för att minska, till exempel, användningen av biobränsleresurser i pannor.

Lagändringen ger fjärrvärmeföretag en skyldighet att medge reglerat tillträde till fjärrvärmenäten men fjärrvärmeföretaget har möjlighet att neka ett reglerat tillträde om företaget kan visa att det finns risk för att det lider skada genom tillträdet. Med skada avses främst ekonomisk skada, men det kan även innefatta en driftteknisk skada. Fjärrvärmeföretag får alltså lov att neka tillträde även till anslutningar som minskar driftsäkerheten. Exempel på en ekonomisk skada kan vara kundbortfall på grund av att en ny aktör levererar värme från fossila energislag vilket ändrar fjärrvärmens miljöprofil.⁴³

Lagen om reglerat tillträde till fjärrvärmenäten bedöms ha bidragit till att vissa nya spillvärmesamarbeten har inletts, även om samarbeten inte har inletts i någon bred omfattning. Vissa energibolag har ingått avtal med industrier för att ta vara på deras överskottsvärme, vilket har lett till en del lokala framgångar.

Samtidigt menar flera aktörer att lagen om TPA (Tredjepartstillträde) inte har haft den effekt som ursprungligen förväntades. Bland annat har många fjärrvärmebolag behållit en stark kontroll över sina nät och det finns fortfarande ekonomiska och tekniska hinder för nya aktörer att ansluta sig. Dessutom kan den ekonomiska incitamentsstrukturen i vissa fall vara otillräcklig för att motivera investeringar i den infrastruktur som krävs för att ta emot spillvärme. Det pågår fortfarande diskussioner om hur lagstiftningen kan förbättras och om ytterligare incitament behövs för att stimulera fler samarbeten och öka användningen av spillvärme.⁴⁴ I vissa fall har lokala politiska initiativ eller kommunala energistrategier hjälpt till att skapa fler samarbeten, men detta varierar beroende på region och förutsättningar.

Lag om vissa kostnads-nyttoanalyser på energiområdet

Lag (2014:268) om vissa kostnads-nyttoanalyser på energiområdet trädde i kraft 1 juni 2014. Lagen har införts som en del i genomförandet av EU:s energieffektivitetsdirektiv och ställer krav på att utredningar av potentialen för kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla samt industriell spillvärme ska genomföras vid vissa investeringsbeslut. Enligt lagen ska en kostnads-nyttoanalys som tar hänsyn till utnyttjande av industriell spillvärme genomföras:

- Vid planeringen av ett nytt nät för fjärrvärme eller fjärrkyla.
- Vid planering av en fjärrvärmeproduktionsanläggning med en total tillförd effekt på mer än 20 MW inom befintligt fjärrvärme-/fjärrkylanät samt vid omfattande uppgraderingar av en sådan befintlig produktionsanläggning.
- Vid planering av en ny industrianläggning med mer än 20 MW tillförd effekt samt vid omfattande uppgraderingar av en sådan befintlig industrianläggning.

Dessutom ska en kostnads-nyttoanalys genomföras med avseende på potentialen för kraftvärmeproduktion vid planeringen av en ny termisk elproduktionsanläggning. Det finns

⁴² Proposition 2013/14:187.

⁴³ Energiforsk (2015).

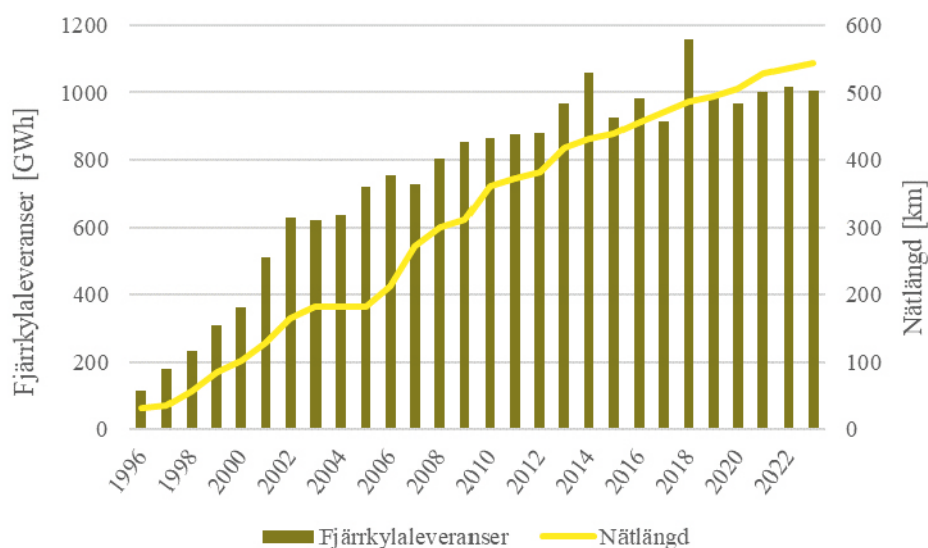
⁴⁴ Det kan nämnas att Energimarknadsinspektionen fick (bland annat) i uppdrag att ”utifrån det reviderade energieffektivitetsdirektivet utreda hur det reglerade tillträdet för tredje part fungerar, i syfte att förbättra potentialen för nyttjande av spillvärme” (Regeringsbeslut KN2024/00724).

inget tvång att genomföra en lönsam investering men det är rationellt att genomföra den ifall kostnads-nyttoanalysen visar på ett positivt nettonuvärde.

Energimyndigheten ansvarar för föreskrifter och tillsyn av lagen. Även om det inte har gjorts någon formell utvärdering av lagens effekt gör Energimyndigheten bedömningen att lagkravet om att göra en analys efterlevs.

2.6 Utvecklingen av fjärrkyla

Fjärrkyla används främst i kontors- och affärslokaler och för kylning av industriprocesser. Likt fjärrvärme produceras även fjärrkyla i en större centraliserad anläggning, där kylan sedan distribueras i ledningsrör till kunderna. Det vanligaste produktionssättet är att utnyttja spillvärme eller sjövattnet för att med hjälp av kylmaskiner producera fjärrkyla. Ibland sker detta samtidigt med produktion av fjärrvärme. Ett annat vanligt produktionssätt är att använda kallt vatten direkt från botten av havet eller en sjö, så kallad frikyla. Marknaden för fjärrkyla har expanderat en hel del sedan de första anläggningarna togs i bruk på 90-talet och de årliga leveranserna har de senaste åren varit runt 1 TWh, se Figur 9. År 2023 erbjöds fjärrkyla av 40 leverantörer och den totala nätlängden för fjärrkyla uppgick till 544 km.⁴⁵



Figur 9. Fjärrkylaleveranser i Sverige och sammanlagd nätlängd, 1996–2023.

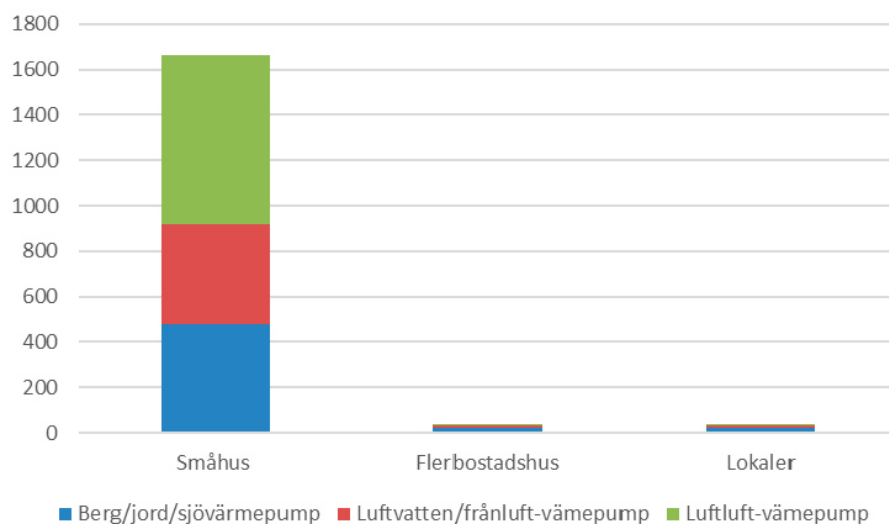
Källa: Energiföretagen (2023)

2.7 Värmepumpar där fjärrvärmes inte kommer åt

År 2023 uppskattades antal installerade värmepumpar i Sverige till 1,7 miljoner, varav majoriteten, cirka 96 procent, finns i småhus, se Figur 10. Antal småhus uppskattades 2023 samtidigt till cirka 2 miljoner vilket innebär att uppskattningsvis 82 procent av alla småhus har en värmepump, vilket kan jämföras med cirka 68 procent år 2018 eller cirka 42 procent

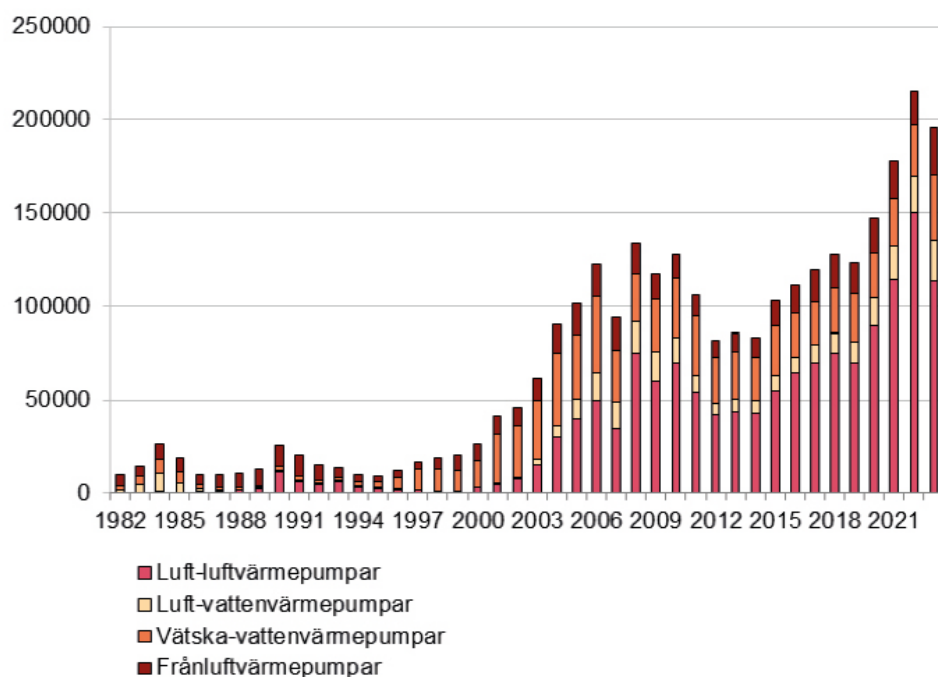
⁴⁵ Energiföretagen (2023).

år 2010 (dock kan ett hus ha fler än en värmepump, vilket i sådana fall skulle minska denna andel). Den mest förekommande typen av värmepump är en luft-luft-värmepump men även berg/jord/sjö-värmepumpar och luft-vatten/frånluftvärmepumpar förekommer i stor utsträckning.⁴⁶ Värmepumpförsäljningen över åren 1982–2023 visas i Figur 11.



Figur 10. Uppskattat antal installerade värmepumpar år 2023, fördelat efter byggnadstyp, 1 000-tal.

Källa: Energimyndigheten (2024c)



Figur 11. Värmepumpsförsäljningen i Sverige 1982–2023.

Källa: SKVP (2024)

Not 1: Data för luft-luftvärmepumparna består av uppskattningar.

Not 2: Vätska-vattenvärmepumpar är samma som berg/jord/sjö-värmepumpar.

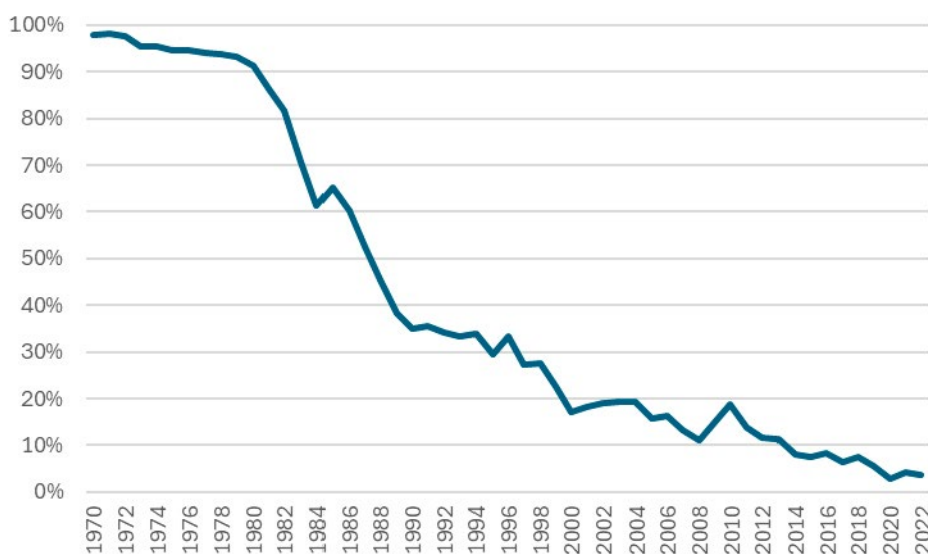
⁴⁶ Energimyndigheten (2024c).

2.8 Svenska utmaningar – vad finns kvar?

Detta kapitel belyser de specifikt svenska utmaningar som knyter an till artikel 25.1–25.5 där det finns potentialer för förbättringar. I vissa fall behöver ingen intervention göras på marknaden vilket exempelvis är fallet med utfasningen av individuell fossilbaserad uppvärmning, medan i andra fall problemet kan vara mera svårlöst som i fallet med det fossila innehållet i avfallet som används som bränsle i kraftvärmeverk. När det gäller kraftvärmens så bidrar den med olika systemnyttor⁴⁷, vilka även bör beaktas för att avgöra vilka åtgärder som är gångbara och relevanta. Många delar av direktivets artikel 25.1–25.5 har redan genomförts i Sverige, där vi i stor utsträckning redan gjort vår omställning mot förnybart, mot högeffektiv kraftvärme och mot en i stora drag fossilfri uppvärmningssektor med hög andel förnybar energi. Sverige har även styrmedel på plats för att en sådan marknadsutveckling ska fortsätta. Detta kapitel tar upp specifika svenska utmaningar och potentialförbättringar inom ramen för implementerandet av artikel 25.1–25.5.

2.8.1 Utfasning av fossila bränslen i fjärrvärmenäten

Utfasningen av fossila bränslen för fjärrvärmeproduktion har till stor del redan skett. År 2022 utgjorde kol, olja och naturgas cirka 4 procent av tillförd energi för fjärrvärmeproduktion, och användningen av dessa bränslen har minskat kraftigt över tid, se Figur 12. Sedan den förra rapporteringen 2020 har användningen av dessa bränslen halverats.



Figur 12. Kol, olja och naturgas som andel av total tillförd energi för fjärrvärmeproduktion.
Källa: Energimyndigheten (2024a).

Enligt uppvärmningsbranschens vision ska uppvärmningssektorn vara fri från fossila bränslen 2030, och sektorn ska vara en kolsänka 2045 som hjälper till att minska de totala svenska växthusgasutsläppen.⁴⁸ En pådrivande faktor för att fasa ut även nuvarande användningen av kol, olja och naturgas är att stationära förbränningsanläggningar träffas av ökade kostnader på

⁴⁷ Systemnyttor kan exempelvis utgöras av bidrag till stabilitet och flexibilitet i elnätet genom snabbt justerad elproduktion för att möta efterfrågan, stödja elnätet med reaktiv effekt och frekvensreglering, förbättrad resiliens och minskat beroendet av importerad energi, bidrag till lokala lösningar som minskar elimport.

⁴⁸ Fossilfritt Sverige (2019).

grund av skärpta utsläppsmål inom det europeiska systemet för utsläppshandel (EU ETS).⁴⁹ En annan pådrivande faktor är att kunderna i hög grad efterfrågar just fossilfri fjärrvärme.

Enligt de modellberäkningar som gjorts till detta underlag (se kapitel 5) kommer energitillförsel i form av fossila bränslen (kol, olja, naturgas) till fjärrvärmeproduktion ha fasats ut helt till 2030 på grund av lönsamhetsskäl.

2.8.2 Avfallskraftvärme

Användningen av avfall för energiåtervinning har ökat kraftigt under hela 2000-talet och är idag den största bidragande källan till utsläpp av koldioxid inom el- och fjärrvärmesektorn. År 2022 stod avfallsförbränning för 78 procent av sektorns totala utsläpp.⁵⁰ Utsläppen kan härledas till att avfallet innehåller en stor andel fossil plast. Energimyndigheten antar att 48 procent av avfallets energiinnehåll är icke-förnybart.⁵¹ Förbränningen av avfall utgör ofta baslast i fjärrvärmeproduktionen.

Under 2023 tog svenska avfallsförbränningsanläggningar emot 6,6 miljoner ton avfall för energiåtervinning i 37 anläggningar, vilka producerade 21 TWh energi, varav cirka 18 TWh värme och 3 TWh el.⁵² Eftersom kapaciteten för energiåtervinning i Sverige är större än den inhemska tillgången på brännbart avfall importeras avfall från andra europeiska länder, främst från Norge följt av Storbritannien, Finland och Tyskland. Importen av avfall till Sverige mer än fördubblades mellan åren 2010 till 2022 och låg år 2022 på cirka 2,9 ton medan cirka 0,4 miljoner ton exporterades.⁵³ De begränsade framtida växthusgasutsläppen från energianvändning i byggnader förväntas även i framtiden komma från framförallt fjärrvärme, se kap. 5.8.2. Orsaken är framförallt förbränning av fossilt avfall och att utsläppen bokförs i energisektorn och inte i sektorn där avfallet uppkommit. Vilken gränsdragning som görs påverkar därmed utsläppen i uppvärmningssektorn.

Utan fjärrvärme- och elproduktion från avfall skulle det uppstå ett problem med hur avfallet ska hanteras. Om avfallet förbränns utan energiåtervinning blir det samma utsläpp men utan nyttan från energiåtervinningen. Att införa ett styrmedel som minskar avfallskraftvärmens behöver inte leda till mindre utsläpp men kan däremot minska den lokala tillgängliga effekten och värmetillgången. För att få ner den fossila andelen i avfallskraftvärmens krävs ett styrmedel som riktar sig specifikt till den fossila andelen (se avsnitt. 6.1.5).

För kraft- och fjärrvärmebranschen är utsläppen från energiåtervinning en betydande utmaning eftersom de har liten eller ingen rådighet över innehållet i det avfall de tar emot och förbränner. I stället styrs avfallets innehåll av produktdesign, konsumtion och efterfrågan och hur det hanteras högre upp i värdekedjan. Samtidigt råder deponiförbud vilket gör att avfallsförbränning utgör en nödvändig och samhällsnyttig sista åtgärd i avfallshanteringen när det inte kan återanvändas. Det avfall som importeras till Sverige och som går till energiåtervinning bidrar till bränsleförsörjningen i Sverige och löser delar av avfallshanteringen i exporterande länder. Flera initiativ som syftar till att öka materialåtervinning av inte minst

⁴⁹ Enligt Naturvårdsverket ingår i dagsläget ungefär 750 stationära anläggningar i Sverige, så som förbränningsanläggningar, raffinaderier, järn- och stålindustri med mera (Naturvårdsverket, 2024a).

⁵⁰ Naturvårdsverket (2024b).

⁵¹ Antagandet är baserat på en undersökning som Energimyndigheten lät energikonsultföretaget Profu lät genomföra under 2017, se Profu (2017). Antagandet används i internationella rapporteringar, bland enligt förnybartdirektivet. Avfallets sammansättning kan dock över tid på grund av ökad källsortering, vilket föranleder behovet av att genomföra undersökningar kontinuerligt.

⁵² Avfall Sverige, Svensk avfallshantering 2023; Energimyndigheten (2023a)

⁵³ Naturvårdsverket (2024c).

plast pågår, vara flertalet har erhållit offentlig finansiering (se exempelvis avsnitt 4.1.4 Klimatklivet). Avfallsbranschen har som ambition att halvera de fossila utsläppen från energiåtervinning till 2030 och reducera de till nära noll 2045.

Energimyndigheten fick 2022 i uppdrag att ta fram ett förslag för en långsiktigt hållbar utveckling av fjärr- och kraftvärmesektorn, i korthet ett förslag till en så kallad fjärr- och kraftvärmestrategi. I uppdragets slutrapport, som levererades i december 2023, är avfallskraftvärmens framtid en av de frågor som får stort utrymme eftersom majoriteten av de kvarvarande utsläppen från branschen kommer från denna förbränning. Det innebär att förbränningen behöver hanteras för att nå skärpta mål och krav i EU ETS och EED. Energimyndighetens slutsats är att kostnaderna för det fossila avfallet i så stor utsträckning som möjligt bör förläggas till de aktörer som har rådighet över dess uppkomst, såsom plastgranulatproducenter och aktörer som använder plasten i sina produkter. Detta innebär att det i högre utsträckning behövs incitament för att minska plasten som uppkommer på marknaden, vilket i sin tur kan minska de fossila utsläppen från fjärr- och kraftvärmens. Energimyndigheten har med anledning av detta föreslagit en utredning om ett utvidgat procentansvar för plast som prissätter inflödet av fossilt kol i material där intäkterna kan gå till en fond som finansierar åtgärder för att minska utsläppen, exempelvis CCS/CCU, sortering och pyrolys.⁵⁴

2.8.3 Oljepannor för småskalig uppvärmning

Energimyndighetens statistik visar att 0,4 TWh olja användes till småskalig uppvärmning 2023 varav 0,3 TWh i småhus och 0,1 TWh i lokaler. Energistatistiken för specifikt småhus visar att uppskattningsvis 110 000 småhus hade oljeuppvärmning 2009 medan antalet minskat till uppskattningsvis 25 000 år 2023.⁵⁵

Beräkningar i modellverktyget TIMES-Nordic visar att olja för småskalig uppvärmning kommer att fasas ut på grund av olönsamhet även ur ett ”investerperspektiv” redan 2030, se kapitel 5.

2.8.4 Naturgas för småskalig uppvärmning

I det västsvenska naturgasnätet finns cirka 27 000 hushållskunder och även större kunder, som till exempel stora industrier och kraftvärmeverk.⁵⁶ Enligt Energimyndighetens statistik uppskattas gasuppvärmning i bostäder och lokaler till 0,4 TWh.⁵⁷

I SOU Mer biogas! För ett hållbart Sverige⁵⁸ anges att: ”Det finns ingen officiell statistik över hur mycket biogas som används för uppvärmning av lokaler och bostäder. En uppskattning som Energigas Sverige⁵⁹ gjorde 2018 som svar på en fråga från Boverket var att biogasandelen torde ligga på minst 60 procent av den gas som används för uppvärmning och att

⁵⁴ Energimyndigheten (2023d).

⁵⁵ Energimyndigheten (2024c).

⁵⁶ Energimarknadsinspektionen (2023), s. 92.

⁵⁷ Energimyndigheten (2024c).

⁵⁸ SOU 2019:63.

⁵⁹ Energigas Sverige är branschorganisationen för aktörer inom biogas, fordonsgas, gasol, naturgas och vätgas.

denna andel bedöms kunna hamna på minst 60–70 procent under perioden 2020–2025”.⁶⁰ Det skulle innebära att biogasen skulle stå för 0,5–0,6 TWh av gasuppvärmningen med det fossila kring 0,2–0,3 TWh. Utmaningen består då i att bli av med dessa sista 0,2–0,3 TWh naturgas.

Utifrån modelleringarna i kap. 5 kommer naturgas för småskalig uppvärmning från ett investerarperspektiv att fasas ut till 2030 eftersom den inte är lika lönsam som andra alternativ. Det betyder att inga åtgärder behöver vidtas för att utbytet ska ske. Under tiden, fram till 2030, kommer biogas att i viss utsträckning successivt ersätta naturgas. En anledning till den positiva biogasutvecklingen är resultatet av statliga satsningar.⁶¹

2.8.5 Kraftvärme och effekt

Energimyndigheten har i flera rapporter konstaterat att det är viktigt att värna de positiva egenskaper som kraftvärmens har för elsystemet, inte minst lokalt och regionalt. Kraftvärmens är ofta lokaliserad nära tätorter och kan därför vara viktig för den lokala effekthalansen. I Energimyndighetens förslag till kraft- och fjärrvärmestrategi som levererades i december 2023 gjordes ett försök att kvantifiera systemnyttan av fjärr- och kraftvärmens genom att modellera att den fasas ut delvis eller helt fram till år 2050. Enligt resultaten skulle en sådan utfasning leda till en försämrad effekthalans mellan 6–10 GW och systemkostnader mellan cirka 100–150 miljarder kronor, beroende på grad av utfasning.⁶²

På förhållandevis kort tid, under de senaste åren och sedan den tidigare heltäckande bedömningen av värme och kyla som publicerades 2020⁶³, har det inom det svenska näringslivet varit ett ökat fokus på att klimatomässigt hållbarhet är en förutsättning för svensk konkurrenskraft framöver. Tongivande företag i Sverige planerar att minska sin klimatpåverkan genom att elektrifiera sina energikrävande processer. Det planeras flera elkrävande industrisatsningar, och även transportsektorns klimatpåverkan ska minska genom elektrifiering. Det är troligt att detta leder till ett ökat elbehov i Sverige, enligt Energimyndighetens långsiktiga scenarier över Sveriges energisystem, kan elbehovet mer än fördubblas till 2050 jämfört med dagens inhemska elanvändning.⁶⁴ Samtidigt har det i flera regioner flaggats för lokala och regionala effekttutmaningar.⁶⁵ Det är i ljuset av denna utveckling kraftvärmens tillskott av el samt effekt ska betraktas. Med detta som bakgrund lyfter Energimyndigheten i förslaget till fjärr- och kraftvärmestrategi flera förslag på åtgärder som syftar till att kraftvärmens ska få bättre ersättning för det värde som tillförs till energisystemet. Bland annat föreslås att Energimarknadsinspektionen bör få i uppdrag att se över nätnyttoersättningen så att den bättre speglar värdet av den samhällsekonomiska nyttan elproduktionen bidrar med och inte bara nyttan till elnätet. I dagsläget tar nätnyttoersättningen inte heller hänsyn till investeringar i det egna nätet.

⁶⁰ Energigas Sverige (2018).

⁶¹ SOU 2019:63.

⁶² Se kapitel 1 i (Energimyndigheten 2023a).

⁶³ Energimyndigheten (2020).

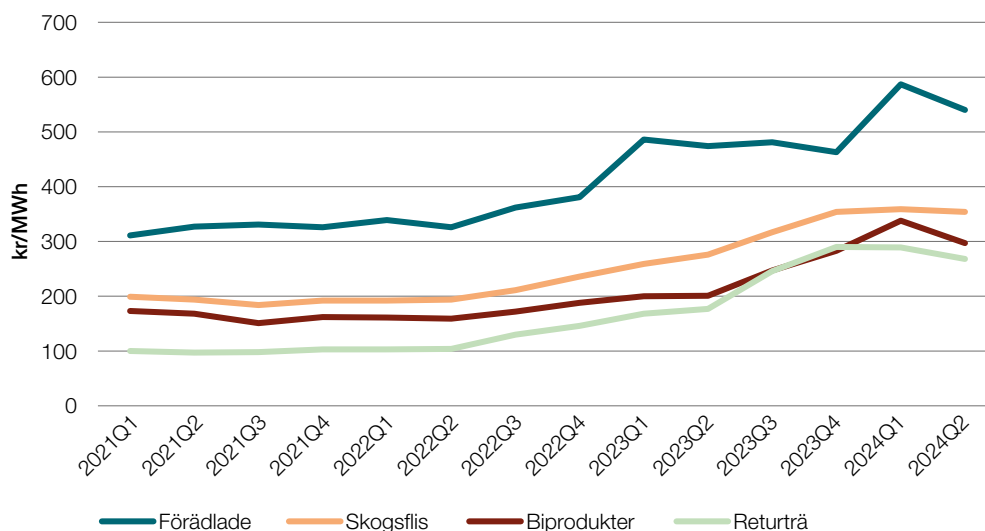
⁶⁴ Energimyndigheten (2023b).

⁶⁵ Länsstyrelserna (2020).

2.8.6 Fjärr- och kraftvärmens och efterfrågan på biobränslen

Som nämnt avsnitt 2.3 (Fjärrvärme i Sverige – omställning och utbyggnad) är biobränslen den största posten för tillförd energi för fjärrvärmeproduktion och stod år 2022 för cirka 40 TWh eller cirka 66 procent av alla insatta bränslen (se även Figur 5).⁶⁶ Nästan alla fjärrvärmenät innehåller biobränslebaserad fjärrvärme, och över tid har användningen av biobränslen ökat med i genomsnitt 2,5 TWh per år senaste 40 åren. Enligt Biovärmekartan 2023 (se Figur 20) fanns det under 2021 558 fjärrvärmenät i Sverige som levererar fjärrvärme som producerats med biobränsle, avfall och torv. Med tanke på fjärr- och kraftvärmens ställning på värme-marknaden (se kapitel 2), samt även de systemnyttor denna levererar (se 2.8.5), betyder detta att förutsättningarna kring biobränslen har stor påverkan på värme- och kraftförsörjningen i stort.

Under 2022 började priserna på biobränslen stiga en hel del som en konsekvens av ett flertal olika faktorer (Figur 13). Rysslands kring mot Ukraina har påverkat utbudet av biobränslen på världsmarknaden, vilket har lett till att köpare har vänt sig till de nordiska länderna för biobränslen, vilket bidragit till stigande priser. Även den svaga utvecklingen för byggindustrin till följd av höjda räntor och svagare konjunktur har påverkat utbudet av spill som normalt utgör bränsle för fjärrvärmeproduktion. Denna utveckling har lett till att fjärrvärmebolagen de två senaste åren behövt höja sina priser mer än normalt⁶⁷, i vissa fall med tvåsiffriga tal⁶⁸, bland annat föranlett en diskussion om fjärrvärmemarknadens funktionssätt.



Figur 13. Träbränslen till värmeverk, kr/MWh, exkl. skatt löpande priser.

Källa: Träbränslen och torvbriser, Energimyndigheten

⁶⁶ Energimyndigheten (2024a).

⁶⁷ Enligt Energiföretagen har priset på fjärrvärme höjts med ungefär 0,5–2 procent årligen under tioårsperioden som föregick de två senaste årens prishöjningar.

⁶⁸ De två senaste åren har priserna i snitt höjts med 7,8 respektive 15,6 procent enligt Energiföretagen.

Från att prishöjningarna på fjärrvärme i genomsnitt varit under 2 procent årligen har priserna i snitt höjts med 7,8 respektive 15,6 procent de två senaste åren, se Figur 14. På ett sammantaget plan är det samtidigt svårt att se att fjärrvärmen skulle ta ut överpriser baserat på prisutvecklingen för biobränsle.



Figur 14. Årlig prisförändring för fjärrvärme 2005–2024.

Källa: Energiföretagen.

Tillgången på biobränslen är viktig för fjärr- och kraftvärmen, och därmed också för den svenska värmemarknaden, och därför är det viktigt att analysera utbudet och efterfrågan. Det kan finnas utrymme för ökad tillförsel av skogsbränslen, exempelvis från biprodukter från skogsindustrin och restprodukter från skogsbruk, men då måste användningen av dessa fortsatt betraktas som hållbara i de regelverk som styr användningen av dessa resurser för energiändamål.⁶⁹

De senaste två årens prisökningar är en av flera indikationer på att biobränslen är en eftertraktad resurs för energi- och klimatomställningen, inte bara i Sverige. I våra modellanalyser är en anledning till minskade fjärrvärmeleveranser en ökad konkurrens om biobränslen, vilket i resultaten leder till att fjärrvärmen tappar i konkurrenskraft mot andra uppvärmningsalternativ. Utvecklingen med större konkurrens om insatsbränslen ställer stora krav på fjärr- och kraftvärmebranschen att utveckla sina affärsmodeller. I Energimyndighetens fjärr- och kraftvärmestrategi finns förslag på åtgärder som kan adressera utbudssidan av denna utmaning.⁷⁰

⁶⁹ För en betydligt mer fullödlig beskrivning av denna utmaning se kapitel 6 i: Energimyndigheten (2023a)

⁷⁰ Se kapitel 6 i Energimyndigheten (2023a)

3 Kartor och anläggningar

Detta kapitel svarar på kraven som ställs i EED bilaga X, punkterna 2b i–v och 5 a–c. Inom parentes anges var informationen som efterfrågas framför allt kan hittas och nedanför en översikt över de olika figurerna och tabellerna. Ett inledande kapitel hjälper också till att svara på direktivets krav.

2b) Identifiering av anläggningar som producerar spillvärme eller spillkyla och deras potentiella värme- eller kylförsörjning, i GWh per år:

- i) Anläggningar för termisk kraftproduktion som kan leverera eller utrustas för att leverera spillvärme med en total tillförd värmeeffekt på mer än 50 MW. (Figur 16, Figur 19, Figur 21, Figur 22, Figur 23)
- ii) Kraftvärmeanläggningar som använder den teknik som avses i del II i bilaga II med en total tillförd värmeeffekt på mer än 20 MW. (Figur 21, Figur 22)
- iii) Avfallsförbränningsanläggningar. (Figur 21, Figur 22)
- iv) Anläggningar för förnybar energi med en total tillförd värmeeffekt på mer än 20 MW, utom de anläggningar som anges i punkt 2b i och ii som producerar värme eller kyla med hjälp av energi från förnybara energikällor. (Figur 21, Figur 22)
- v) Industrianläggningar med en total tillförd värmeeffekt på mer än 20 MW som kan leverera spillvärme. (Figur 19, Figur 21, Figur 22, Figur 23)

5. En karta över hela det nationella territoriet som utan att röja kommersiellt känsliga uppgifter visar

- a) efterfrågan på värme och kyla i olika områden med utgångspunkt i analysen i punkt 1, med tillämpning av enhetliga kriterier för att ringa in energitäta områden i kommuner och storstadsområden (Figur 15, Tabell 1, Figur 17, Figur 18, Figur 20)
- b) befintliga leveranspunkter för värme och kyla som fastställts enligt punkt 2b och anläggningar för fjärrvärmedistribution (Figur 15, Figur 19, Figur 21, Figur 22)
- c) planerade leveranspunkter för värme och kyla av det slag som beskrivs i punkt 2b och identifierade nya områden för fjärrvärme och fjärrkyla (Figur 21).

Översikt över figurer (kartor) och tabeller som svarar på frågorna ovan:

Figur 15. Potentiella regionala fjärrvärme- och spillvärmesamarbeten.

Tabell 1. Potentiella fjärrvärmesamarbeten inklusive med spillvärme.

Figur 16. Potentiella källor för spillvärme.

Figur 17. Regioner med större möjlighet att kunna nyttja överskottsvärme.

Figur 18. Överskottsvärme vs värmeefterfrågan.

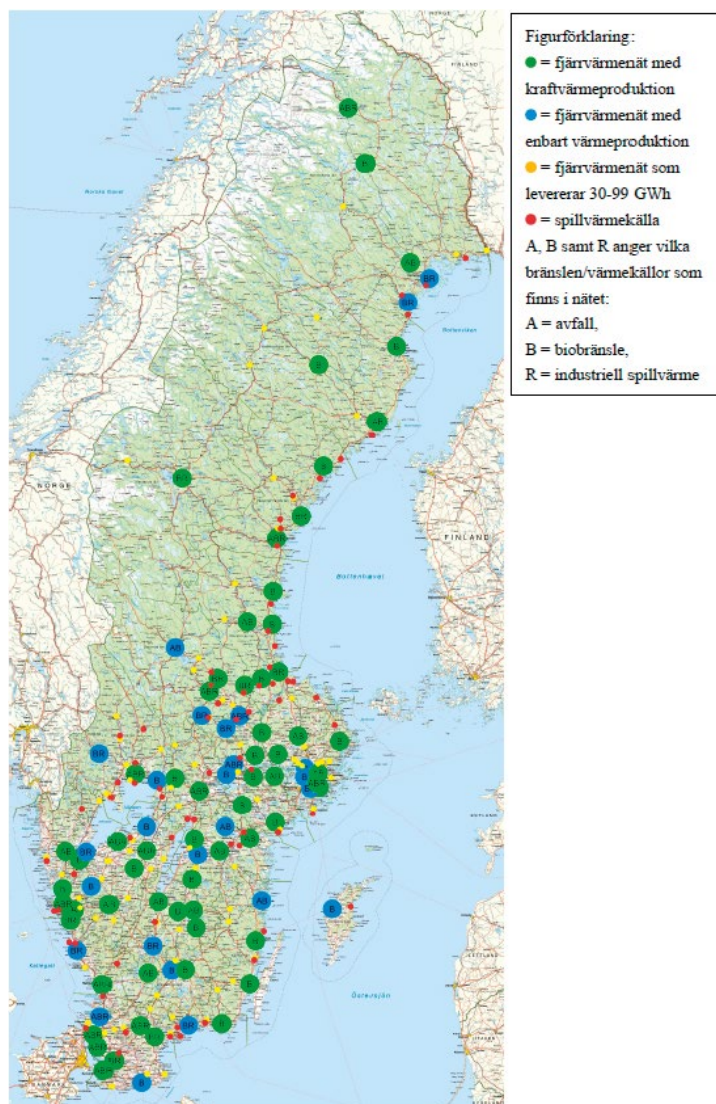
Figur 19. Stockholm Karta Heat Roadmap Europe.

Figur 20. Efterfrågepunkter för värme och kyla uppdelat efter exploateringstal.

Figur 21. Biokraftvärme i Sverige 2023.

Figur 22. Biovärme i Sverige 2023.

Figur 23. Pappers/Massa, Sågverk/Träindustri samt relaterad industri.



Figur 15. Potentiella regionala fjärrvärme- och spillvärmesamarbeten enligt branschorganisationen Energiforsk. I rapporten studeras ett antal regionala fjärrvärmesamarbeten inklusive potentialen för fler spillvärmesamarbeten. Identifieringen av potentiella fjärrvärmeregioner har utgått från ett antal urvalskriterier som begränsar antalet relevanta nät. Utgångspunkten har varit att endast nät med minst 100 GWh i årliga leveranser är intressanta för fjärrvärmesamarbeten. Detta omfattar drygt 90 fjärrvärmenät, vilka antas kunna sammankopplas med närliggande nät som har både större och mindre fjärrvärmeleveranser än 100 GWh.

Källa: Energiforsk (2015).

Figur 15 visar att det finns ett stort antal näraliggande fjärrvärmenät med möjlighet till sammankopplingar och utnyttjande av spillvärme. Lönsamheten beror emellertid på en rad olika faktorer såsom avstånd, värmeleverans per km, produktionsmix, förekomsten av kraftvärme, behov av nyinvesteringar, med mera.⁷¹ När hänsyn tagits till dessa faktorer identifierades i rapporten tio potentiella ”kluster” med 19 olika fjärrvärmeaktörer som uppnådde ett tröskelvärde på GWh/km högre än 5, se Tabell 1. Utifrån dessa studerades fyra kluster som alla innehåller spillvärmepotential närmare (Vänersborg–Trollhättan, Gävle–Sandviken, Boden–Luleå och Kristianstad–Hässleholm). I två av dessa kluster (Boden–Luleå och Kristianstad–Hässleholm) hade ekonomiska beräkningar genomförts vilka visade att ekonomisk lönsamhet saknades baserat på de förutsättningar beräkningarna utgått ifrån. I de två övriga två klustren (Trollhättan–Vänersborg samt Gävle–Sandviken)

⁷¹ Energiforsk (2015).

hade det också genomförts ekonomiska beräkningar som visade på en möjlighet att uppnå ekonomisk lönsamhet med en sammankoppling, men att förutsättningarna varierar och att ekonomiska lönsamheten är beroende av flera faktorer, där en av de avgörande är hur stor spillvärmepotentialen är.

Tabell 1. Potentiella fjärrvärmesamarbeten inklusive med spillvärme.
(Källa: Energiforsk, 2015).

Potentiellt kluster	Aktör	Km	Värme- leveranser 2012 (GWh)	Huvudsakliga bränslen för värme- produktion ⁽¹⁾	GWh/km (30 % av lev.)	Kommentar
Malmö – Lund	EON Krafringen	18,6	2 244 888	ABR BR	47,7	Två stora nät med relativt nära avstånd. För närvarande sammankopplas Krafringens nät med Öresundskrafts samt Landskrona Energi, vilket komplicerar en utvärdering av potentialen. Frågan har utretts i ett större perspektiv av bl.a. (Eriksson, 2010) samt (Bemstad, 2009).
Vänersborg – Trollhättan	Vattenfall Trollhättan Energi	13	145 346	BR B	10,7	Fjärrvärmenäten utgörs av olika produktionsmixar samtidigt som avståndet mellan orterna är relativt kort i förhållande till potentiell överförd mängd värme. Utredningar har dock genomförts samt pågår.
Gävle – Sandviken	Gävle Energi Sandviken Energi	24	732 232	BR B	9,7	Fjärrvärmenäten utgörs delvis av olika produktionsmixar samtidigt som avståndet mellan orterna är relativt kort i förhållande till potentiell överförd värmemängd. Frågan utreds för närvarande.
Boden – Luleå	Boden Energi Luleå Energi	37	305 806	AB BR	8,2	Fjärrvärmenäten utgörs av olika produktionsmixar samtidigt som det finns potential att öka andelen restgaser som eldas i Luleå. Frågan har dock utretts tidigare enligt enkätsvar i den inledande enkätstudien.
Ängelholm – Helsingborg	Öresundskraft	28	194 1 002	ABR ABR	6,9	Fjärrvärmenäten utgörs av olika produktionsmixar. Frågan är dock utredd enligt intervju med Öresundskraft och i nuläget är det ej ekonomiskt lönsamt med en sammankoppling.
Enköping – Västerås	Ena Energi Mälarenergi	35	1 535 211	B B	6,0	Relativt långt avstånd i förhållande till potentiell överförd värmemängd då produktionsmixarna i princip är desamma i båda näten.

Potentiellt kluster	Aktör	Km	Värme- leveranser 2012 (GWh)	Huvudsakliga bränslen för värme- produktion ⁽¹⁾	GWh/km (30 % av lev.)	Kommentar
Växjö – Alvesta	Växjö Energi Alvesta Energi	19	557 106	B B	5,6	Fjärrvärmenäten utgörs av olika produktionsmixar samtidigt som avståndet mellan orterna är relativt kort. Frågan har delvis utretts enligt enkätsvar i den inledande enkätstudien.
Nyköping – Oxelösund	Vattenfall Oxelö Energi	15	284 82	B R	5,5	Fjärrvärmenäten utgörs av olika produktionsmixar samtidigt som mer industriell spillvärme kan utnyttjas. Frågan har utretts tidigare, bl.a. av Lindow (2009). Studier visar att ekonomisk lönsamhet saknas.
Mölnlycke – Mölndal	Solör Mölndal Energi	9	47 389	B B	5,5	Fjärrvärmenäten utgörs av olika produktionsmixar samtidigt som avståndet mellan orterna är kort. Det föreligger dock stora höjdskillnader mellan orterna.
Kristinestad – Hässleholm	C4 Energi Hässleholm Energi	32	353 193	BR ABR	5,1	Relativt långt avstånd i förhållande till potentiell överförd värmemängd då båda nät har kraftvärme-produktion.

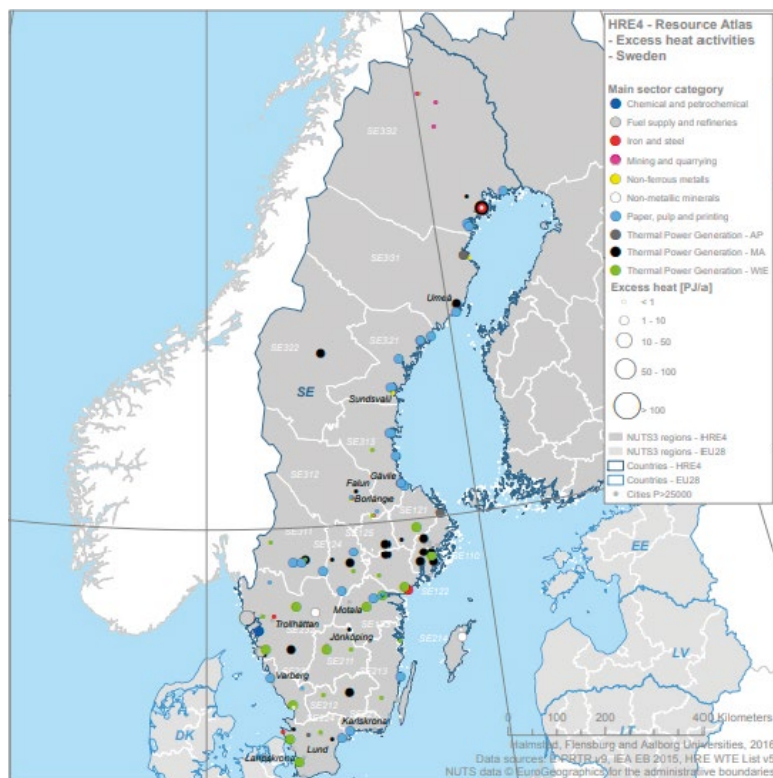
⁽¹⁾ A = Avfall, B = Biobränsle, R = Industriell spillvärme

Energiforsk (2015) sammanfattande slutsatserna avseende fjärrvärme- och spillvärme-samarbeten enligt följande:

Sammanfattningsvis kan säjas att ekonomisk lönsamhet är en förutsättning för att fler regionala fjärrvärmesamarbeten ska komma till stånd och om den ekonomiska lönsamheten finns krävs att tid och resurs läggs på att utforma samarbetsformer och affärsupplägg som är gynnsamma för alla involverade parter. Vidare har det varit tydligt att de regionala sammankopplingar som har en rimlig potential har utretts eller utreds just nu av aktörerna själva. Detta visar att branschen är mycket kostnadsmedveten och öppna för samarbete med angränsande nätägare där detta är ett ekonomiskt attraktivt alternativ.

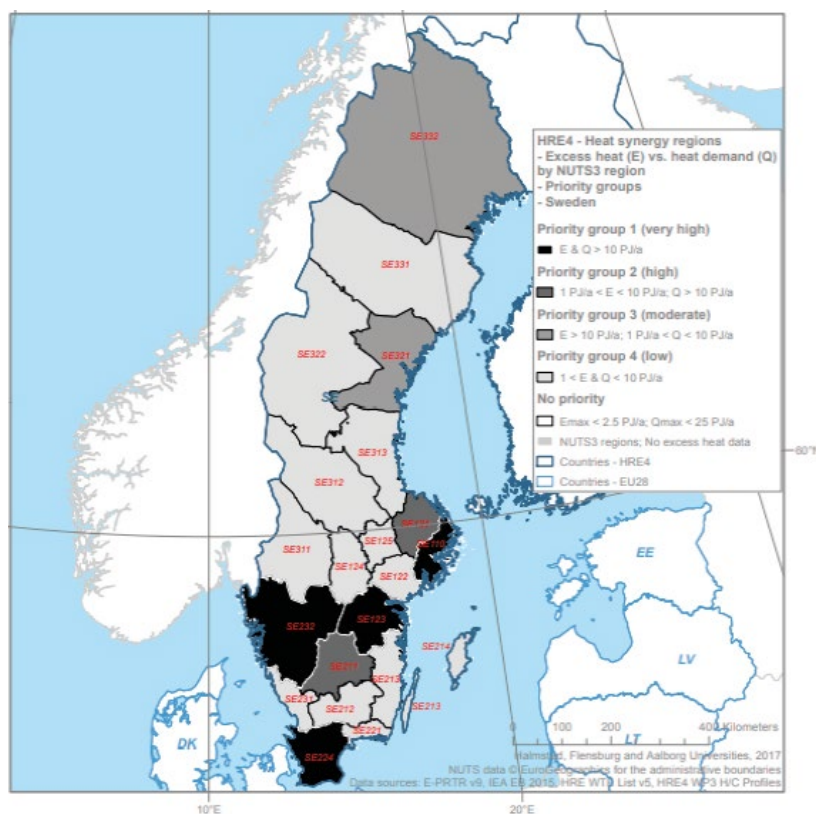
Sedan rapporten publicerades 2015 har tre av tio av de potentiella fjärrvärmesamarbetena i Tabell 1 förverkligats eller är på väg att förverkligas: Vänersborg – Trollhättan (2017), Gävle – Sandviken (2024), Nyköping – Oxelösund (2027). Ytterligare en av de identifierade samarbetsmöjligheterna utreds, Växjö – Alvesta, och därtill har andra samarbeten uppstått som mellan Karlskoga och Degerfors. Som framgår i avsnitt 4.1.4 sker flera av de nämnda samarbeten som förverkligats eller håller på att förverkligas med hjälp av offentliga investeringsstöd genom Klimatklivet⁷².

⁷² Klimatklivet är ett investeringsstöd som gör det möjligt att satsa på fossilfri framtids teknik och grön omställning. Det kan sökas av företag, kommuner, regioner och organisationer i Sverige. Klimatklivet del-finansieras av EU:s återhämtningsfond, NextGenerationEU. <https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/klimatomställningen/klimatklivet/>.



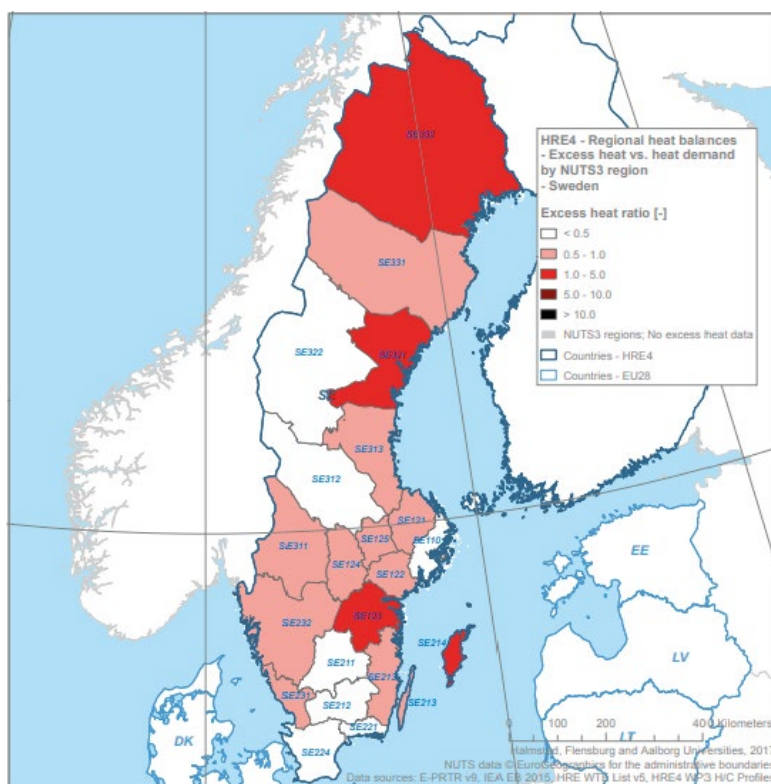
Figur 16. Potentiella källor för spillvärme. Fler potentiella källor för spillvärme kan ses i figuren som visar var olika typer av produktionsanläggningar fördelat på sektor och bränsle befinner sig på kartan samt uppskattad "överskottsvärme".

Källa: Heat Roadmap Europe (2020).



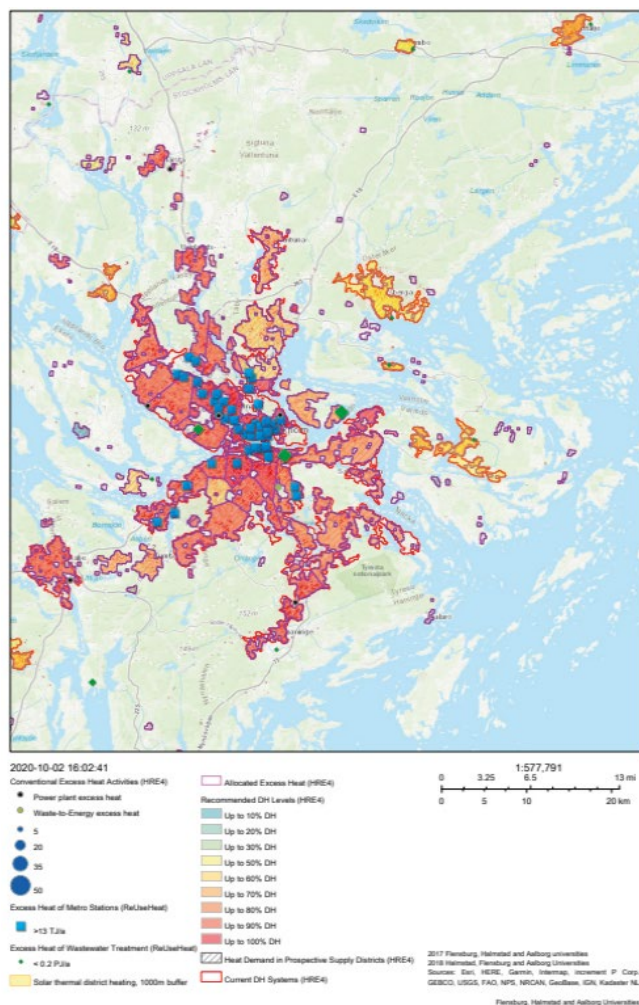
Figur 17. Regioner med större möjlighet att kunna nyttja överskottsvärme.

Källa: Heat Roadmap Europe (2020).

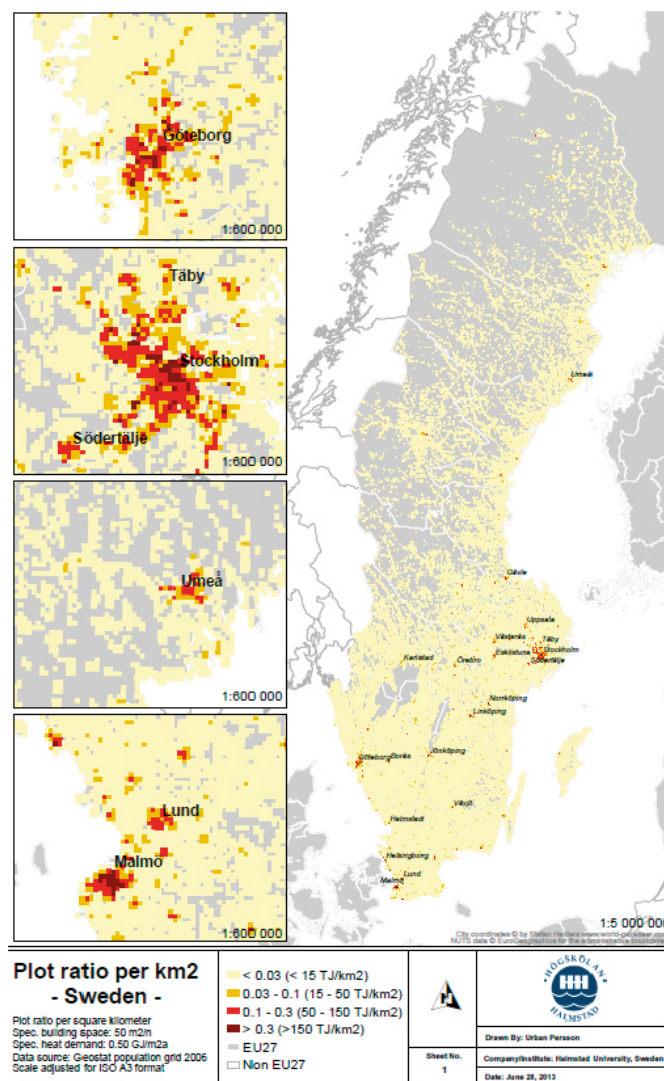


Figur 18. Överskottsvärme (excess heat) vs värmeefterfrågan.

Källa: Heat Roadmap Europe (2020).



Figur 19. Stockholm Karta Heat Roadmap Europe. Figuren visar en karta över Stockholm som tittar på spillvärmekällor liksom värmeefterfrågan men även på fjärrvärmenätet. Kartan kommer från projektet Heat Road Map Europe där kartor för fler regioner/städer kan tas fram genom en interaktiv databas. I denna rapport har Stockholm valts ut. Heat Road Map Europe-kartorna innehåller exempelvis både anläggningar, fjärrvärmenät (leveranspunkter), efterfrågan och möjlighet att se tillgång på biobränsle. Källa: Heat Roadmap Europe (2020).



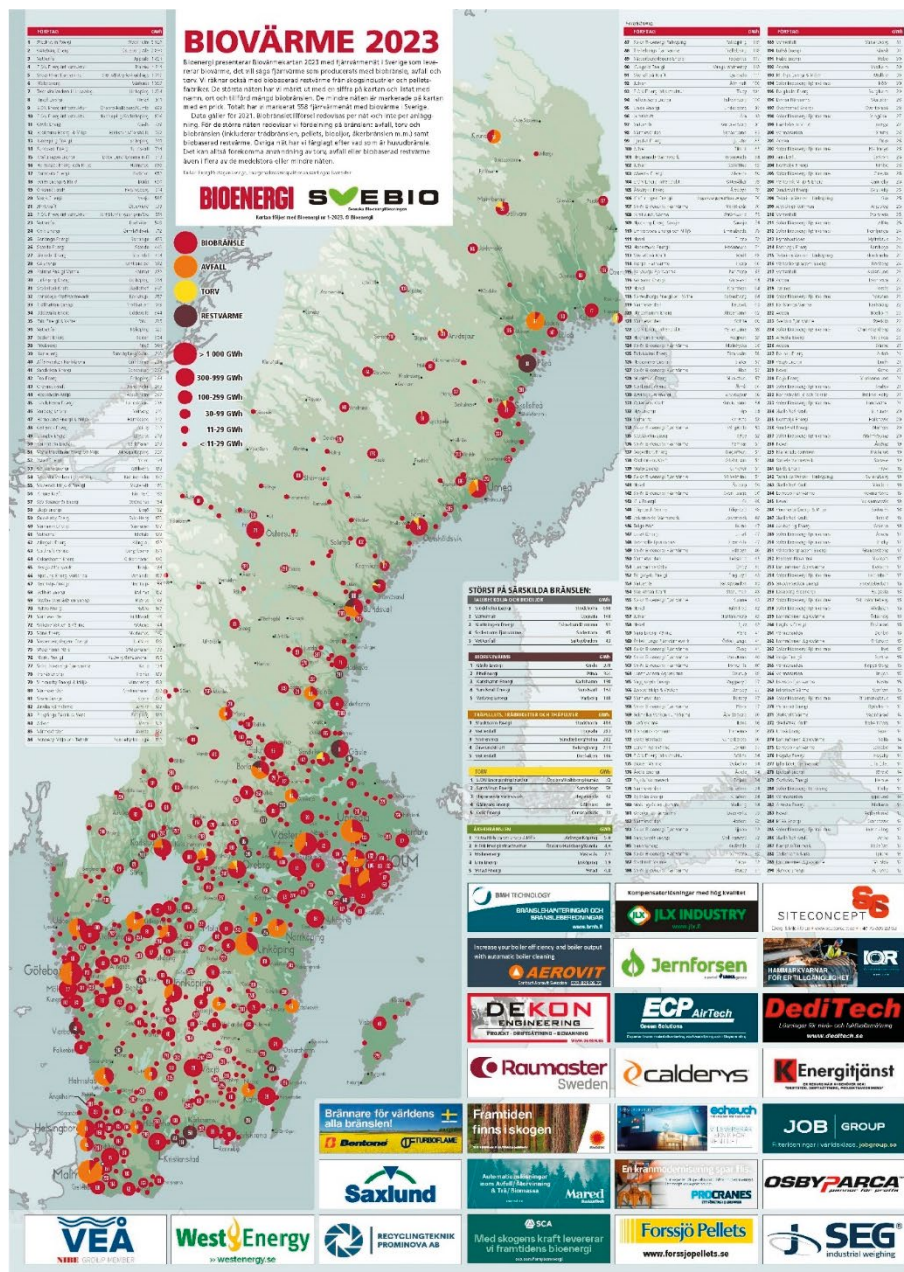
Figur 20. Efterfrågepunkter för värme och kyla uppdelat efter exploateringsstal.

Svebios karta ”Biokraft 2023” visar 266 biokraftvärmeverk i drift och omkring 40 anläggningar som planeras eller håller på att byggas i Sverige 2023, se Figur 21. Kartan inkluderar anläggningar som genererar el med biobränslen, avfall, biogas och torv. För varje anläggning finns angivet både normalårsproduktion i GWh/år samt den installerade effekten. Den totala installerade effekten är cirka 4 200 MW. Den så kallade normal-årsproduktionen för dessa biokraftverk är omkring 17,5 TWh. I genomsnitt uppskattas biokraftanläggningar vid normalårsproduktion användas cirka 4 000 timmar av årets totala 8 760 timmar. Drifttiden för en industrianläggning kan vara upp till 8 000 timmar per år.

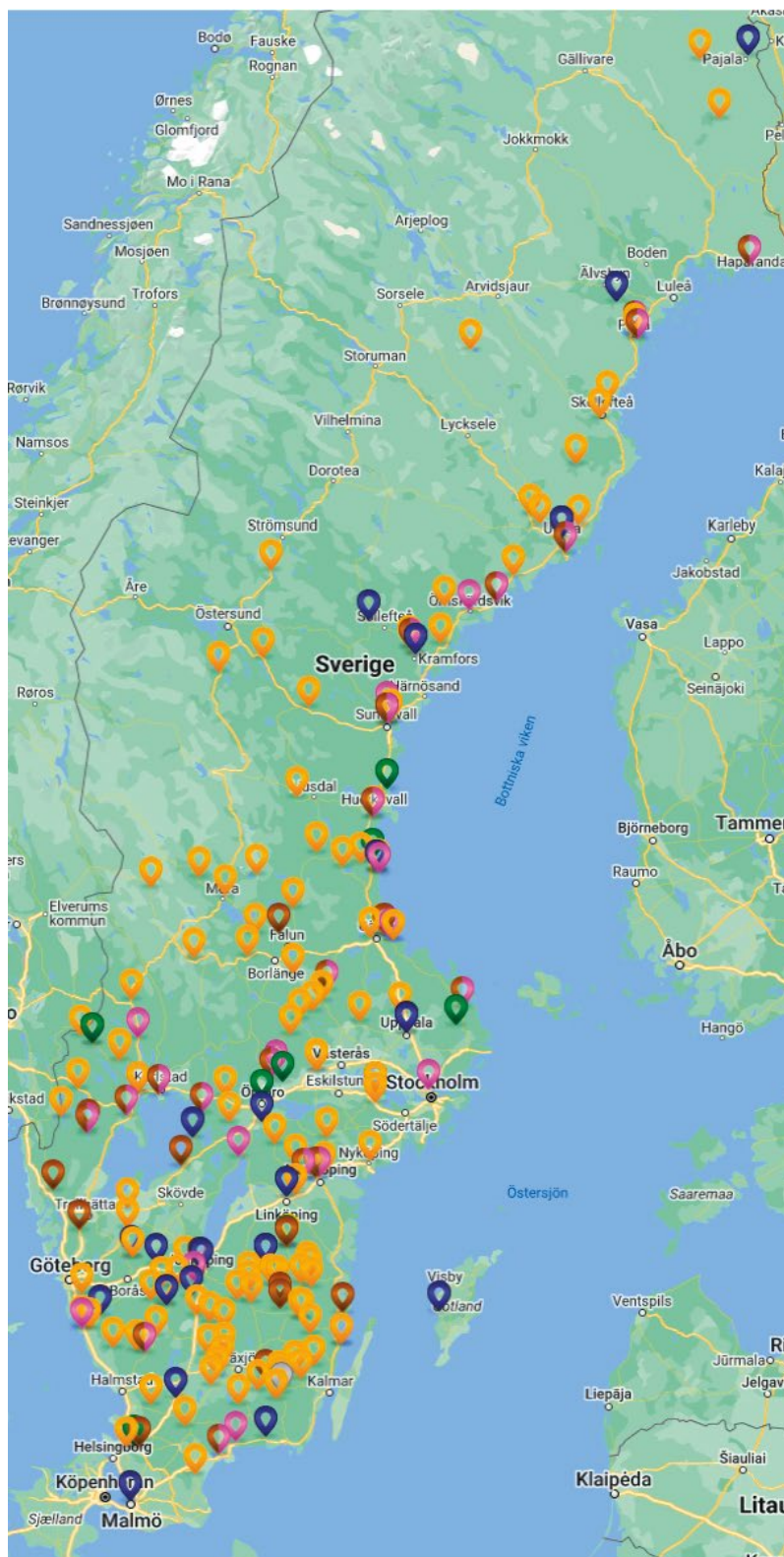
Figur 22 visar "Biovärmekartan 2023" med fjärrvärmnät i Sverige som levererar fjärrvärme som producerats med biobränsle, avfall och torv. Kartan inkluderar även biobaserad restvärme från skogsindustrier och pelletsfabriker. De största näten är utmärkta med en siffra på kartan och listat med namn, ort och tillförd mängd biobränslen. De mindre näten är markerade på kartan med en prick. Totalt finns markerat 558 fjärrvärmnät med biovärme i Sverige. Data

Figur 22 visar "Biovärmekartan 2023" med fjärrvärmnät i Sverige som levererar fjärrvärme som producerats med biobränsle, avfall och torv. Kartan inkluderar även biobaserad restvärme från skogsindustrier och pelletsfabriker. De största näten är utmärkta med en siffra på kartan och listat med namn, ort och tillförd mängd biobränslen. De mindre näten är markerade på kartan med en prick. Totalt finns markerat 558 fjärrvärmnät med biovärme i Sverige. Data

gäller för 2021. Biobränsletillförsel redovisas per nät och inte per anläggning. För de större näten redovisas fördelning på bränslen: avfall, torv och biobränslen (inkluderar trädbränslen, pellets, bioolja, åkerbränslen med mera). Övriga nät har färglagts efter vad som är huvudbränsle. Det kan alltså förekomma användning av torv, avfall eller biobaserad restvärme även i flera av de medelstora eller mindre näten.



Figur 22. Biovärmekartan 2023, (558 fjärrvärmenät med biobränsle, avfall och torv).
Källa: Svebio (2023b).



Figur 23. Pappers/Massa, Sågverk/Träindustri samt relaterad industri. Karta visar var pappersmassa samt sågverk/träindustri är belägna (dvs. de aktörer som står för huvuddelen av den spillvärme som levereras). Gul markering avser sågverk/träindustri, lila markering avser pappers-/massabruk.

Källa: Skogsindustrierna (2024).

4 Mål, strategier och politiska åtgärder

Detta kapitel avser att adressera kraven som ställs i bilaga X, del II, punkterna 7 och 8 om mål, strategier och politiska åtgärder:

7. Medlemsstatens planerade bidrag till sina nationella målsättningar, mål och bidrag för energiunionens fem dimensioner i enlighet med artikel 3.2 b i förordning (EU) 2018/1999, vilka ska uppnås genom värme- och kyleffektivitet, i synnerhet när det gäller artiklarna 4 b.1–4 och 15.4 b i den förordningen, och med angivande av vad som tillkommit utöver integrerade nationella energi- och klimatplan som anmälts i enlighet med artiklarna 3 och 7–12 i den förordningen.

8. Allmän översikt över nuvarande politik och åtgärder som beskrivs i den senaste rapport som inlämnats i enlighet med artiklarna 3, 20, 21 och 27 a i förordning (EU) 2018/1999.

Planerade bidrag till nationella målsättningar, mål och bidrag för energiunionens fem dimensioner går att läsa om i Sveriges nyligen uppdaterade nationella energi- och klimatplan för 2021–2030, som i enlighet med styrningsförordningen (EU) 2018/1991 redovisades i juni 2024.⁷³ Inga nya mål, policyer eller åtgärder har beslutats sedan dess, varför detta kapitel enbart tar upp några kompletterande och fördjupande uppgifter med relevans för området värme- och kyleffektivitet.

Regeringen gav i maj 2024 Energimyndigheten i uppdrag att ta fram underlag för genomförande av delar av de omarbetade EU-direktiven om energieffektivitet (EED), byggnaders energiprestanda (EPBD) och förnybar energi (RED). De artiklar som omfattas av uppdraget rör här framför allt: principen om energieffektivitet först, energifattigdom, information, gemensamma kontaktpunkter, certifiering av yrkesverksamma, energitjänster, finansiering, samt förnybar energi i byggnader. Samtidigt pågår också ett flertal andra uppdrag om EPBD, EED och RED.

4.1 Klimatklivet

Alla typer av organisationer kan sedan 2015 ansöka om anslag för lokala klimatinvesteringar inom det så kallade Klimatklivet. Exempel på investeringar inom värmesektorn som är berättigade stöd är byte av fossil olja till biobränsle eller fjärrvärme, utbyggnad av mindre fjärrvärmenät eller återvinning av spillvärme.

⁷³ Sveriges uppdaterade nationella energi- och klimatplan är beslutad för 2021–2030.

Nedan ges några utvalda exempel på åtgärder som genomförs med stöd av Klimatklivet och som väntas färdigställas under 2024 eller 2025.⁷⁴

- I ett projekt kallat Ecolink byggs en fjärrvärmeledning som förbinder fjärrvärmenätet i Skelleftehamn, där det finns industrier som kan leverera spillvärme, till fjärrvärmenätet i tätorten Skellefteå. Genom att använda spillvärme från industrierna kan användandet av torv för ersättas, vilket bedöms minska koldioxidutsläppen med omkring 25 500 ton per år.
- Fjärrvärmenäten i Degerfors och Karlskoga kopplas ihop genom en cirka nio kilometer lång ledning. Att näten byggs ihop innebär möjligheten att använda de produktionsenheter som finns mer effektivt och klimativänligt, vilket beräknas minska koldioxidutsläppen med 300–550 ton per år.
- En kommunsammanbindande fjärrvärmeledning byggs mellan Gävle och Sandviken. Sammanbindningen ger direkt möjlighet att avveckla fossilbränsleanläggning för torv i Sandviken till förmån för en fjärrvärmeleverans från Gävle. Genom projektet kommer även spillvärme från närliggande industrier kunna tillvaratas. Åtgärden väntas bidra med minskade koldioxidutsläpp på cirka 46 000 ton per år.
- Ett nytt värmeverk byggs mellan Vaggeryd och Skillingaryd med tillhörande ackumulator-tank. Samtidigt byggs en sju kilometer lång ledning orterna vilket möjliggör tillvaratagande av spillvärme från en lokal industri. Åtgärden väntas bidra till minskade koldioxidutsläpp på cirka 5 000 ton per år.
- I Västervik byggs en ackumulatortank. I ackumulatorn kan varmvatten som produceras genom fjärrvärme lagras för sedan användas när behovet av värme ökar, vilket möjliggör en effektivare och jämnare fjärrvärmeproduktion. Även i Haparanda byggs en ackumulator-tank med stöd från Klimatklivet.
- I Linköping byggs en ny högteknologisk sorteringsanläggning. Anläggningen väntas bidra till ökad materialåtervinning och därmed minska behovet av energiåtervinning, förbränning i fjärrvärmearnläggningar. Åtgärden väntas bidra till minskade koldioxidutsläpp på cirka 77 000 ton per år.
- I Kiruna pågår ett projekt för att helt ersätta förbränningen av avfall för fjärrvärme med spillvärme som uppstår vid förädling av järnmalm i den lokala gruvindustrin. Cirka 60–70 procent av fjärrvärmens energibehov väntas komma från spillvärmen, vilket då minskar utsläppen med 40 000 ton per år jämfört med fortsatt avfallsförbränning.
- I september 2024 invigdes världens största energilager för värme i Västerås. I lagret, som består av ett konverterat underjordiskt beredskapslager för olja, kan 13 GWh fjärrvärme lagras, vilket är tillräckligt för att värme Västerås i upp till två veckor. Lagret skapar förutsättningar för högre elproduktion vintertid samt jämnare och mer optimerad produktion. Enligt energibolaget leder detta till minskade årliga utsläpp av koldioxid på 1 600 ton.

Naturvårdsverket ansvarar för Klimatklivet. Anslaget för 2024 är 4,9 miljarder kronor samt för 2025 respektive 2026 cirka 3 miljarder kronor, och programmet pågår enligt nuvarande beslut till 2028.⁷⁵ Regeringen har i budgetpropositionen för år 2024 föreslagit att Klimatklivet får ett höjt anslag på 800 miljoner kronor 2024, 2 miljarder kronor 2025 och 2,5 miljarder kronor 2026.

⁷⁴ Till och med 30 juni 2024 har Klimatklivet beviljat 25 565 ansökningar vilka förväntas bidra med en minskning av växthusgasutsläpp på 2,8 miljoner ton under den tid som åtgärderna är i funktion (i genomsnitt 15 år).

⁷⁵ Se även Sveriges uppdaterade nationella energi- och klimatplan för 2021–2030.

4.2 Industriklivet

Sveriges riksdag har antagit klimatmålet att Sverige inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären 2045 och därefter uppnå negativa utsläpp. För att stödja omställningen beslutade regeringen 2017 om den långsiktiga satsningen Industriklivet. Industriklivet är regeringens långsiktiga satsning för att minska industrins processrelaterade utsläpp samt uppnå negativa utsläpp av växthusgaser. Stora och komplexa tekniksprång krävs inom flera industrier och företag för att nå klimatmålet. Bidrag finns att söka för åtgärder som bidrar till att minska industrins processrelaterade utsläpp av växthusgaser eller negativa utsläpp genom avskiljning, transport och geologisk lagring av växthusgaser av biogent ursprung eller som tagits ut ur atmosfären.

Energimyndigheten ansvarar för Industriklivet och sedan 2021 är programmet en del i EU:s facilitet för återhämtning och resiliens (The Recovery and Resilience Facility RFF). Industriklivet omfattar totalt 1 457 miljoner kronor 2024 och kan finansiera projekt som pågår till och med 2031, och den årliga budgeten för programmet beslutas i samband med budgetpropositionen.

Sedan starten 2018 fram till årskiftet 2022–2023 har Energimyndigheten beviljat cirka 2,2 miljarder kronor i stöd till cirka 120 projekt, vilka har samfinansierats med ytterligare cirka 5,1 miljoner kronor. Över tid har programmet anslagsram ökat och fokus breddats till åtta så kallade teknikspår: bio-CCS, CCS, CCU, elektrifiering, vätgas, biomassa, återvinning, policy, eller en kombination av dessa.

När beviljade projekt delas upp i branscher är det kraft- och fjärrvärmebranschen som fått flest antal stöd. Majoriteten av de stöd som beviljats till aktörer inom kraft- och fjärrvärmebranschen berör bio-CCS. Enligt en bedömning kan tillämpning av bio-CCS-teknik vid några utsläppsmässigt större anläggningar bidra till stor volym negativa utsläpp, vilket är en anledning till att bio-CCS är ett teknikspår inom Industriklivet.⁷⁶

4.3 Energiskatt på el till CCS-anläggningar

Regeringen föreslog i budgetpropositionen för 2024 en nedsättning av energiskatten på el till CCS-anläggningar, vilket riksdagen också ställde sig bakom.⁷⁷ Avsikten är att elektrisk kraft som förbrukas i utrustning för den process genom vilken koldioxid avskiljs ur rökgaser i en industrianläggning, eller i en anläggning för produktion av värme eller elektrisk kraft eller en kombination av dessa, bör få delvis befrielse från energiskatt. Företag som i en industrianläggning, eller anläggning för produktion av värme eller elektrisk kraft eller en kombination av dessa, har installerat en så kallat CCS-installation för avskiljning av koldioxid ur rökgaserna från anläggningen skulle därmed omfattas av den lägre energiskattenivån om 0,6 öre per kilowattimme för den el som förbrukas i CCS-installationen. Men senare i september 2024 meddelade regeringen att, för att inte äventyra auktionerna och andra stöd som på ett mer effektivt och ändamålsenligt sätt kan främja etableringen av CCS, avser man att inte gå vidare med den tidigare aviserade skattenedsättningen för el som används för CCS. Skulle det visa sig att det uppstår möjligheter att förbättra skattevillkoren på annat sätt utesluter inte regeringen att göra så.⁷⁸

⁷⁶ Energimyndigheten (2024b).

⁷⁷ Sveriges riksdag, Budgetpropositionen för 2024.

⁷⁸ Sveriges riksdag, Budgetpropositionen för 2024.

4.4 Centrum för koldioxidavskiljning och lagring samt driftstöd

Energimyndigheten har sedan 2020 i uppdrag att vara ett nationellt centrum för koldioxidavskiljning och lagring, så kallad CCS. Inom ramen för uppdraget har Energimyndigheten tagit fram ett statligt stöd för bio-CCS-anläggningar genom omvända auktioner. Stödet godkändes av EU-kommissionen i juli 2024 och samma månad fattade regeringen beslut om en förordning rörande stödsystemet.⁷⁹ Energimyndigheten kommer att vara auktionsförrättare och kan fördela totalt 36 miljarder mellan 2026 och 2046. Stödet kommer att kunna användas för investerings- och driftkostnader för hela bio-CCS-kedjan inklusive avskiljning, transport och lagring. En första utlysning öppnades i augusti 2024 och pågår i skrivande stund.

Energimyndigheten har även arbetat med att tillgängliggöra lagringskapacitet den koldioxid som avskiljs och infångas, och i april 2024 undertecknade Sverige bilaterala överenskommelser och gränsöverskridande transport av avskild koldioxid för lagring med Norge och Danmark. Överenskommelsen innebär ett större utbud av lagringsoperatörer, vilket är positivt för svenska aktörer då Sverige ännu inte har några egna lagringsplatser.⁸⁰

4.5 Stöd till forskning och innovation

Energimyndigheten ger stöd till forskning och innovation inom energiområdet som ett styrmedel för att utveckla teknikutbud samt skapa marknadsefterfrågan. Stöd lämnas till såväl akademi, institut, näringsliv som offentlig sektor och kan innefatta studier från grundforskning till marknad. Inom värme- och kylaområdet finns följande satsningar:

Termo – värme och kyla för framtidens energisystem

Forsknings- och innovationsprogrammet Termo bidrar till att accelerera energiomställningen genom att utveckla den kunskap, kompetens och de innovationer som behövs för att värme- och kylsektorn ska kunna integreras som en del av ett fossilfritt och resurseffektivt energisystem.

Utöver de tekniska aspekterna av värme- och kylaressurser omfattar programmet även områden som användarbeteenden och behov. Programmet inkluderar också forskning och utveckling kring regler och riktlinjer för värme- och kylsektorn samt hur svensk forskning och innovation kan etablera sig på en internationell marknad. En viktig del inom programmet är frågor om hur värme- och kylsektorn kan integreras med andra delar av energisystemet för att öka dess resurseffektivitet, flexibilitet, tillräcklighet och den övergripande försörjningstryggheten.

Den riktade satsningen inom värme- och kylaområdet har pågått sedan 2018 och har under sin första etapp finansierat cirka 90 projekt. Programmets andra etapp sträcker sig från 2024 till 2028 och har en total budget på 160 miljoner kronor.

⁷⁹ SFS nr: 2024:626.

⁸⁰ Sveriges geologiska undersökning (SGU) har sedan 2023 i uppdrag från regeringen att identifiera och kvantifiera möjliga lagringsplatser för koldioxid i svensk berggrund. I juni 2025 fick SGU även ett utökad uppdrag kring koldioxidlagring i och med att de blev den myndighet som ska hantera erkännande av strategiska projekt inom CCS inom ramen för EU-förordningen Net Zero Industry Act.

I den aktuella etappen avser programmet bidra mot följande långsiktiga mål:

- Sveriges energi- och klimatpolitiska mål
- Ökad försörjningstrygghet
- Sveriges investerings- och exportstrategi
- Sveriges elektrifieringsstrategi
- Fit for 55 – EU:s plan för att skynda på klimat omställningen.

Programperioden pågår 2024–2028, med en budget på cirka 30 Mkr/år.

Bio+

Bio+ är ett forsknings- och innovationsprogram med fokus på biomassans, bioenergins och bioekonomins bidrag till de energi- och klimatpolitiska, forskningspolitiska och näringspolitiska målen. Bio+ har ersatt de tidigare programmen inom värme- och kylaområdet *Biokraft – el och värme från termisk omvandling av biobränsle och avfall* (2018–2021) och *Biomassa för energi och material* (2018–2021) och syftar till att utveckla biobaserade lösningar och värdekedjor med relevans för energisystemet. Programmet ska även öka kunskapen och kompetensen om hur dessa bör samspela med varandra och med övriga energisystemet.

Bio+ är indelat i fyra områden:

- biomassa och biobaserade lösningar
- hållbarhet, samhällsperspektiv och systemanalys
- marknad och kommersialisering
- internationell samverkan.

Programperioden pågår 2021–2027, med en budget på cirka 70 Mkr/år

ReBygg

Genom programmet Resurseffektiv bebyggelse (ReBygg) finansierar Energimyndigheten forskning och innovation som bidrar med ny kunskap och lösningar för en energi- och resurseffektiv bebyggelse utan negativ påverkan på klimatet. En effektivare energianvändning inom bebyggelsesektorn är en viktig pusselbit i utvecklingen av energisystemet.

Energimyndighetens satsning på ReBygg-programmet ska bidra till att bebyggelsen utvecklas från en passiv mottagare av energi till en aktiv och flexibel nod i energisystemet, där byggnader både delar, lagrar, använder energi och själva bidrar med energitillförsel.

Programmet omfattar energianvändning inom den byggda miljön över hela livscykeln. I området ingår såväl byggnader, system, artefakter och människor som på olika nivåer och inom olika roller ingår i relaterade processer. Det handlar om både bostäder och lokaler, deras produktion, människors livsstilar, val och användning av energi som relaterar till boendet och bebyggelsen, inklusive renovering och ombyggnad samt rivning. Området inkluderar även kulturhistoriskt värdefulla byggnader av alla typer och åldrar och deras möjligheter att uppnå effektiv energianvändning samtidigt som hänsyn tas till bevarande- och utvecklingsaspekter.

Energimyndigheten ser effektivare energi- och resursanvändning i bebyggelsen som ett viktigt medel för att bidra till flera samhällsmål. Insatser inom programmet har direkt koppling till mål om effektivare energianvändning, vård av kulturhistoriska värden inom bebyggelsen, ökad andel förnybar energi, samt minskade utsläpp av växthusgaser.

Programmet kompletterar Energimyndighetens satsningar på behovsägarnätverk och andra närliggande FoI-program och främjandeinsatser inom området.

Nuvarande programperiod pågår 2023–2028, med en budget på cirka 80 Mkr/år.

4.6 Analyser av effektivare användning av energi, effekt och resurser

Energimyndigheten fick i uppdrag av regeringen i juli 2022 att analysera en effektivare användning av energi, effekt och resurser för att underlätta utfasningen av fossila bränslen genom elektrifieringen. Rapporteringen identifierade och analyserade den samhällsekonomiskt effektiva potentialen för energieffektivisering i olika sektorer och verksamheter, vid scenarier med hög elektrifiering i ett kort- och långsiktigt perspektiv.⁸¹ I rapporten ingick analyser av styrmedel som påverkar energianvändningen i syfte att minska effektbehovet vid topplast-situationer, samt analyser av miljöeffekter och resursanvändning i olika elektrifierings-scenarier.

⁸¹ Energimyndigheten (2024e).

5 Analys av den ekonomiska potentialen för uppvärmning och kylning

5.1 Inledning

I direktivets artikel 25.3 anges att medlemsstaterna ska för det egna territoriet:

...utföra en kostnads-nyttoanalys på grundval av klimatförhållanden, ekonomisk genomförbarhet och teknisk lämplighet. Kostnads-nyttoanalysen ska kunna underlätta kartläggningen och genomförandet av de mest resurs- och kostnadseffektiva lösningarna för att tillgodose behoven av värme och kyla, med beaktande av principen om energieffektivitet först.

Analysen görs härmed för hela Sverige med hjälp av modellkörningar i energisystemmodellen TIMES-Nordic som, givet indata⁸², bygger ut lösningarna med lägst kostnader. Modellen inkluderar en beskrivning av det nordeuropeiska energisystemet med särskilt fokus på Sverige. För Sverige representeras samtliga delar av energisystemet, inklusive transportsektorn. Modellen drivs av att minimera den totala systemkostnaden och använder sig av det diskonterade nuvärdet av alla kostnader som uppstår i modellen under hela den modellerade perioden. Kostnaderna inkluderar exempelvis investeringskostnader, driftskostnader, bränslekostnader, energiskatter med mera.

Analysen ska göras med beaktande av *principen om energieffektivitet först*. Denna princip definieras av Kommissionen enligt följande:

...att inom energiplanering, samt i politiska beslut och investeringsbeslut, ta största möjliga hänsyn till alternativa kostnadseffektiva energieffektivitetsåtgärder till förmån för effektivare energiefterfrågan och energiförsörjning, framför allt med hjälp av kostnadseffektiva energibesparingar i slutanvändningsledet, initiativ till efterfrågefleksibilitet samt effektivare omvandling, överföring och distribution av energi, varvid målen för de respektive besluten fortfarande uppnås.

Som ett led i ovanstående rekommenderas medlemsstaterna att:

...använda en systembaserad strategi vid tillämpning av principen om energieffektivitet först och samtidigt uppmärksamma försörjningstryggheten och omställningen till klimatneutralitet. Bedöma kostnadseffektiviteten och den större nyttan med energieffektivitetsåtgärder utifrån ett samhällsperspektiv i samband med strategiska beslut, utformning av regelverk och planering av framtida investeringar. Resurser och flexibilitet på efterfrågesidan ska anses vara en del av lösningar för energieffektivitet ur ett systemeffektivt perspektiv. På tillgångsnivå ska principen leda till valet av energieffektiva lösningar, om de också medför en kostnadseffektiv minskning av koldioxidutsläppen.

⁸² Se Bilaga A för indata och beräkningsförutsättningar.

Viktiga aspekter av principen bedöms därmed utgöras av en systembaserad strategi, systemeffektiva lösningar, och kostnadseffektiva åtgärder. Den modellansats som vi har valt i denna analys bygger också på dessa principer: det är en energisystemmodell som inkluderar hela energisystemet och kostnadseffektivitet definierar modellens målfunktion (det vill säga kostnadsminimering givet en rad antaganden). Systemansatsen och kostnadsminimeringen i modellverktyget ger därmed systemeffektiva lösningar som beräkningsresultat. Effektiviseringsåtgärder och efterfrågefleksibilitet är alltså i modellverktyget åtgärder som utgör en del av en volym av åtgärder eller lösningar som modellverktyget kan välja mellan för att nå de definierade målen som kan, men måste inte, vara klimatpolitiska. Effektiviseringsåtgärder väljs alltså om de är systemeffektiva givet en rad antaganden i beräkningsförutsättningarna.

Effektiviseringsåtgärder på värmesidan beskrivs i modellverktyget som ett utbud av ett flertal olika åtgärder med olika potential och kostnader fördelat på olika byggnadstyper. I de ”måluppfyllande” scenarierna i denna analys har vi dessutom undersökt utfallet när man på förhand tvingat in en viss mängd effektiviseringsåtgärder för att möta de strikta kraven på effektivisering av byggnader, baserat på direktivet om byggnaders energiprestanda (EPBD). Å andra sidan får effektiviseringar ingen sådan förtur i de analyserade referensscenarierna. Där konkurrerar i stället effektiviseringsåtgärder med andra åtgärder givet de olika förutsättningarna som gäller för dessa scenarier (som inte är måluppfyllande). Icke desto mindre leder även ett sådant grundantagande till avsevärda investeringar i effektiviseringsåtgärder men inte lika mycket som i de måluppfyllande scenarierna.

Förutom olika alternativa scenarier görs även känslighetsanalyser och bedömningar utifrån primärenergi, koldioxidutsläpp och förnybart. När det gäller eventuella socioekonomiska faktorer eller miljöfaktorer så bedöms inte de olika analyserade scenarierna skilja sig i sådan omfattning att det föreligger ett behov av en jämförande analys av dessa faktorer.

Avsikten med modellkörningarna är att ta fram underlag för bedömning av framtida ekonomiska potentialer för olika tekniker för värme och kyla. Beräkningsresultaten fokuserar på fjärrvärme- och fjärrkylatillförsel samt tekniker för uppvärmning av bostäder och lokaler.

Analysen svarar samtidigt på bilaga X del III i direktivet om energieffektivitet (EED) och analyserar den ekonomiska potentialen hos de tekniker för värme och kyla som specificeras under punkt 9 enligt de kriterier och överväganden som ställs upp under punkt 10 (se nedan).⁸³

Punkt 9. En analys av den ekonomiska potentialen hos olika tekniker för värme och kyla ska göras för hela det nationella territoriet med hjälp av den kostnads-nyttoanalys som avses i artikel 25.3 och identifiera alternativa scenarier för mer effektiva tekniker för värme och kyla från förnybara energikällor; i förekommande fall fördelat på energi från fossila respektive förnybara energikällor. Följande tekniker bör beaktas:

- a) Industriell spillvärme och spillkyla.*
- b) Avfallsförbränning.*
- c) Högeffektiv kraftvärme.*
- d) Förnybara energikällor; t.ex. jordvärme, solenergi och biomassa, utom sådana som används för högeffektiv kraftvärme.*
- e) Värmepumpar.*
- f) Minskning av värme- och kylförluster från befintliga fjärrnät.*
- g) Fjärrvärme och fjärrkyla.*

⁸³ För hela punkt 10 se Bilaga B, här har endast punkt a) i–iii tagits med då den bedömts vara viktigast för att förstå tillvägagångssättet.

Punkt 10. Denna analys av den ekonomiska potentialen ska inbegripa följande steg och överväganden:

- a) *Överväganden*
 - i. *Kostnads-nyttoanalysen enligt artikel 25.3 ska innehålla en ekonomisk analys som tar hänsyn till socioekonomiska faktorer och miljöfaktorer, samt en finansiell analys som bedömer projekt ur investerarnas synvinkel. Både den ekonomiska och den finansiella analysen ska använda nettonuvärdet som kriterium för bedömningen.*
 - ii. *Grundscenariot bör tjäna som utgångspunkt och ta hänsyn till nuvarande politik när den heltäckande bedömningen sammanställs och vara kopplad till uppgifter som samlas in enligt del I och del II punkt 6 i denna bilaga.*
 - iii. *Andra scenarier än grundscenariot ska ta hänsyn till målen avseende energieffektivitet och förnybar energi i förordning (EU) 2018/1999. Varje scenario ska innefatta följande jämfört med grundscenariot:*
 - *Ekonomisk potential hos de tekniker som undersökts med nettonuvärde som kriterium.*
 - *Minskning av växthusgasutsläpp.*
 - *Primärenergibesparingar i GWh per år.*
 - *Inverkan på andelen förnybar energi i den nationella energimixen.**Scenarier som av tekniska eller finansiella skäl eller på grund av nationell reglering inte är genomförbara får uteslutas i ett tidigt skede av kostnads-nyttoanalysen om detta är berättigat på grundval av noggranna, uttryckliga och väldokumenterade överväganden. Bedömningen och besluten bör i de analyserade scenarierna beakta kostnader och energibesparingar till följd av den ökade flexibiliteten i energiförsörjningen och en mer optimal drift av elnäten, inbegripet kostnader som undvikits och besparingar från minskade infrastrukturinvesteringar.*
- b) *Kostnader och nytta.*
- c) *Scenarier som är relevanta i jämförelse med för grundscenariot.*
- d) *Gränser och samordnad strategi.*
- e) *Antaganden.*
- f) *Känslighetsanalys.*

Utgångspunkten för modellberäkningarna är två grundscenarier. Alla scenarier undersöks sedan med två olika kalkylräntor. En kalkylränta som speglar den finansiella analysen och bedömer projekt ur investerarnas synvinkel och en lägre kalkylränta som bedömer projekt ur ett samhällsekonomiskt perspektiv.⁸⁴ Ifall en lägre (samhällsekonomisk) kalkylränta visar sig ge nyttor som marknaden inte klarar av att ge på egen hand (med en finansiell ränta) så kan det vara motiverat att införa någon form av statligt stöd eller främjande, givet att nyttorna (exempelvis mer förnybart, mindre utsläpp etc.) bedöms överstiga kostnaderna för stödåtgärderna.

Referensscenario

Det första scenariot **Ref_Inv** är ett referensscenario och beskriver utvecklingen fram till 2050 med dagens styrmedel som utgångspunkt. **Ref_Inv** utgår från en företagsekonomisk kalkylränta som marknads aktörer använder sig av. Scenariot undersöks sedan med en samhällsekonomisk kalkylränta **Ref_Sam** vilket innebär att vissa tekniker då blir mer/

⁸⁴ Enligt kraven i punkt 10 i bilaga X i EED.

mindre framträdande och att förändringar sker i tillförsel (primärenergi), koldioxidutsläpp samt andelen förnybart. Om denna utveckling bedöms ha nyttor som överstiger kostnaderna ska också adekvata åtgärder vidtas för att åstadkomma en utveckling i linje med detta nya scenario (enligt del IV i bilaga X i EED). I den mån det är möjligt vägs även andra aspekter in i kostnadsnyttoanalysen. De kvantifierbara kostnaderna och nyttorna bedöms ingå i indata till modellkörningarna medan kvalitativa bedömningar kan behöva göras i anslutning till dessa.

Scenariot antar en kraftig elektrifiering inom industrin och således en kraftigt ökad efterfrågan på el. Scenariot bygger på scenariot Högre elektrifiering från Energimyndighetens långsiktiga scenarier, vilket uppdaterades hösten 2023 och använts som underlag till den integrerade nationella energi- och klimatplanen (NEKP) för Sverige år 2024.⁸⁵ Beräkningsförutsättningar har uppdaterats avseende exempelvis prognoser för fossilbränslepriser och ETS.⁸⁶

Direktiv-baserade antaganden: måluppfyllande scenario

För att ta analysera mål avseende energieffektivitet och förnybar energi i förordning (EU) 2018/1999 (se bilaga X punkt 10a iii) undersöks även ett så kallat måluppfyllande scenario, eller snarare ett scenario med direktiv-baserade antaganden, där koldioxidutsläpp från värme-sektorn antas nå nettonollutsläpp till år 2045 samt där strikta antagna krav på effektivisering av byggnader i linje med EPBD förutsätts.⁸⁷ Även detta scenario jämförs med två olika kalkylräntor **Mål_Inv** och **Mål_Sam**. Liksom i de jämförande referensscenarierna analyseras klimatscenarierna utifrån vilka tekniker som får genomslag liksom utifrån förändringar i primärenergi, förnybart och utsläpp.

Frågan hur mycket vikt man ska lägga vid de olika scenarierna för en bedömning av vilka relevanta åtgärder som bör vidtas är inte självklar. Om liknande utveckling går att hitta i jämförelsen mellan det företagsekonomiska/finansiella investerarfallet och fallet med en samhällsekonomisk kalkylränta i de två grundscenarierna skapar det en viss robusthet som indikerar vilka de sammantaget mest kostnadseffektiva uppvärmningslösningarna är och hur potentialen ser ut (givet olika antaganden och omvärldsfaktorer). Ett främjande av dessa lösningar är då det samhällsekonomiskt eftersträvaransvärda.

För att ytterligare identifiera samhällsekonomiskt effektiva tekniker för värme/kyla och för att undersöka känsligheten kopplat till vissa indataparametrar har utöver grundscenarierna ett antal ytterligare beräkningsfall genomförts. Denna känslighetsanalys har fokuserat på två områden: (1) potentialen för användning av spillvärme från produktion av förnybara raffinerade bränslen/drivmedel, och (2) potentialen för avskiljning av biogen koldioxid från förbränning inom fjärrvärmesektorn som funktion av olika prissättning av negativa utsläpp. Detta för att ge ännu bättre underlag till vad som efterfrågas i bilaga X under både punkt 9 (*"...och identifiera alternativa scenarier för mer effektiva tekniker för värme och kyla från förnybara energikällor..."*) och punkt 10c (*"Alla scenarier som är relevanta i jämförelse med grundscenariot ska övervägas, inbegripet rollen för effektiv individuell uppvärmning och kylning."*).

Scenarierna beskrivs mer detaljerat i kapitel 5.2.

⁸⁵ Energimyndigheten (2023b).

⁸⁶ Se Bilaga A för indata och beräkningsförutsättningar.

⁸⁷ Se Bilaga A för antaganden.

5.2 Om scenarierna

Förutsättningar för grundscenarier och känslighetsanalyser är framtagna av konsultfirman Profu i samråd med Energimyndigheten. Scenarier och modellfall är uppdelade i grundscenarier och känslighetsanalyser⁸⁸. Totalt har 12 olika modellfall med olika kombinationer av förutsättningar modellerats. I samtliga fall ingår relevanta energirelaterade skatter. Tabell 2 ger en översikt över de olika scenarierna och exempel på vilka områden i artikel 25 bilaga X del III i EED de svarar mot.⁸⁹

Tabell 2. Översikt scenarier och modellfall samt koppling till delar i artikel 25 bilaga X del III i EED.

Grundscenario	Avkastningskrav	Scenariotyp	Modellfall	Artikel 25 bilaga X del III
Referensfall	Investerar-perspektiv	Grund	Ref_Inv	9a–9e, 9g, 10a i (finansiell) samt ii
		Känslighet	Ingen export av biodrivmedel, begränsad utbyggnad av träråvarubaserad biodrivmedelsproduktion (NoExp_1)	9a, 9g
		Känslighet	Ingen export av biodrivmedel (NoExp_2)	9a, 9g
		Känslighet	Hög exportpotential för biodrivmedel (HighExp_1)	9a, 9g
		Känslighet	Hög exportpotential för biodrivmedel, relativt stor utbyggnad av förgasningsbaserad biodrivmedelproduktion (HighExp_2)	9a, 9g
		Känslighet	Pris för negativa koldioxidutsläpp motsvarande 1/3 av EU-ETS-pris (NegCO ₂ _1)	9b, 9c, 9g
		Känslighet	Pris för negativa koldioxidutsläpp motsvarande 2/3 av EU-ETS-pris (NegCO ₂ _2)	9b, 9c, 9g
	Samhälls-perspektiv	Känslighet	Pris för negativa koldioxidutsläpp motsvarande EU-ETS-pris (NegCO ₂ _3)	9b, 9c, 9g
		Grund	Ref_Sam	9a–9e, 9g, 10a i (samhällsekonomisk) samt ii
Måluppfyllande scenario	Investerar-perspektiv	Grund	Mål_Inv	9a–9e, 9g, 10a i (finansiell) samt iii
		Känslighet	Pris för negativa koldioxidutsläpp motsvarande EU-ETS-pris (NegCO ₂ _3_S)	9b, 9c, 9g
	Samhälls-perspektiv	Grund	Mål_Sam	9a–9e, 9g, 10a i (samhällsekonomisk) samt iii

⁸⁸ Observera att de måluppfyllande grundscenarierna Mål_Inv och Mål_Sam också kan sägas vara känslighets-scenarier som svarar på direktivets krav på ändrade förutsättningar och hänsyn till målen om förnybart och effektivisering.

⁸⁹ Detta scenarioarbete ligger utanför det scenarioarbete som Energimyndigheten gör inom ramen för klimatrapporteringen, då det inte var möjligt att synka arbetet på grund av olika avrapporteringsdatum. Det gör att de antaganden som görs kan skilja sig åt.

5.2.1 Grundscenarier

Grundscenarierna utgör projektets huvudscenarier. I linje med kraven i artikel 25 bilaga X i EED görs grundscenarierna dels med ett ”investerarperspektiv”, dels med ett ”samhällsperspektiv”. Dessa två perspektiv skiljs åt genom olika indatantaganden gällande kalkylräntan för investeringar. Investerarperspektivet (”Inv”) har kalkylräntor för investeringar som är mellan 4–10 procent beroende av typ av teknik och aktuell sektor. Samhällsperspektivet (”Sam”) har en kalkylränta på 3,5 procent på alla investeringar. Investerarperspektivet är det perspektiv som vanligtvis har använts i tidigare TIMES-Nordic-studier.

Grundscenarierna utgörs av följande fall (korta scenarionamn ges inom parentes):

- **Referensscenario (Ref_Inv, Ref_Sam)**

Referensscenariot baseras på scenariot Högre elektrifiering från Energimyndighetens långsiktiga scenarier, vilket uppdaterades hösten 2023 och använts som underlag till den integrerade nationella energi- och klimatplanen (NEKP) för Sverige år 2024.⁹⁰ Modelluppdateringar som gjorts efter detta arbete inkluderas emellertid. Scenariot kan beskrivas som ett högelssscenario på så sätt att en kraftig ökat elbehov inom framför allt industrisektorn förutsätts. Bland annat antas inom detta scenario en övergång till vätgas-baserad reduktion inom järn- och stålindustrin. Utvecklingen inom transportsektorn är ett modellresultat men även här förutses en omfattande elektrifiering.

- **Måluppfyllande scenario (Mål_Inv, Mål_Sam)**

I det måluppfyllande scenariot förutsetts koldioxidutsläpp från värmesektorn nå nettonollutsläpp till år 2045. Både utsläpp från fjärrvärmeproduktion och från individuell uppvärmning inkluderas i nettonollmålet. Negativa utsläpp från avskiljning och lagring av biogen koldioxid från förbränning kan tillgodoräknas för att nå nettonollmålet i scenariot. Utöver krav på nettonollutsläpp förutsätter scenariot strikta effektiviseringskrav i byggnadssektorn (småhus, flerbostadshus och lokaler). Kraven är baserade på direktivet om byggnaders energiprestanda (EPBD) och satta på byggnadernas slutliga energianvändning med användandet av primärenergifaktorer (för vidare beskrivning, se Bilaga A). Utöver nämnda krav på koldioxidutsläpp och byggnadseffektivisering tillämpas samma beräkningsförutsättningar som för referensscenariot.

Beräkningsförutsättningar och indata såsom EU ETS CO₂-pris, fossilbränslepris, med mera redogörs för i Bilaga A.

5.2.2 Känslighetsanalys

I känslighetsanalysen testas alternativa antaganden för parametrar som ur ett värme- och kyla-systemperspektiv till stor del är externa. Känslighetsanalysen avser att bidra till bättre förståelse för modellresultaten, osäkerheter kopplat till dessa, och relationen mellan några utvalda centrala, viktiga indata och beräkningsresultat. I känslighetsanalysfallen görs förändringar i modellförutsättningarna i de flesta fall utifrån grundscenariot Ref_Inv och i något fall utifrån grundscenariot Mål_Inv.

⁹⁰ Energimyndigheten (2023e).

Känslighetsanalysen har fokuserat på två områden som var och ett har analyserats genom ett antal beräkningsfall:

- **Spillvärme från produktion av förnybara raffinerade bränslen/drivmedel (NoExp_1, NoExp_2, HighExp_1, HighExp_2)**

Potentialen för användning av spillvärme från produktion av förnybara raffinerade bränslen/drivmedel beror på ett flertal faktorer. Storleken på produktionen, produktsammansättning, samt processkonfiguration är exempel på sådana. I denna känslighetsanalys varierar potentialen för att exportera förnybara raffinerade bränslen, såsom biodrivmedel, från Sverige. Exportpotentialen som används i modellen är i mångt och mycket en exogen antagen parameter, och den verkliga framtida potentialen är en osäker parameter i analysen. Hur stor den potentiella exporten kan bli får en direkt inverkan på hur produktionskapacitet kan utvecklas. Utöver att variera den totala exportpotentialen så varierar också vissa förutsättningar vilka påverkar produktsammansättning och använda produktionsprocesser.

- **Prissättning av negativa utsläpp och potential för bio- och avfalls-CCS (NegCO₂_1, NegCO₂_2, NegCO₂_3, NegCO₂_3_M)**

I grundscenarierna antas inte negativa utsläpp, alltså infångad och lagrad koldioxid från förbränning av biobränslen (inklusive biogen fraktion i avfall), vara förknippad med en intäkt. Det vill säga i grundscenarierna sätts inget pris på negativa utsläpp. Infångning av biogena utsläpp för användning i elektrobränsleproduktion (CCU) kan ändå vara intressant i samtliga grundscenarier, och i de måluppfyllande grundscenarierna kan också infångning och lagring (CCS) utgöra ett sätt att nå nettonollutsläpp. I denna känslighetsanalys varierar priset på negativa utsläpp utgående från antagna EU ETS-priser.

5.2.3 Beräkningsresultat

Beräkningsresultaten fokuserar på fjärrvärme, fjärrkyla, uppvärmning av bostäder och lokaler med avseende på följande parametrar:

- Ekonomiska potentialer
- Energitillförsel (primärenergi)
- CO₂-utsläpp
- Andel förnybart

Med ”ekonomiska potentialer” menas den modellberäknade kostnadseffektiva utvecklingen för respektive energislag som är i fokus. Den ekonomiska potentialen beror på omvärldsförutsättningarna och kan följaktligen skilja sig mellan olika beräkningsfall. Utgångspunkten är grundscenarierna men känslighetsfallen belyser effekten av alternativa förutsättningar inom vissa områden. I några av fallen förs också ett kortare resonemang av mer kvalitativ och diskuterande karaktär.

I modellberäkningarna förutsätts ”normala” förhållanden med avseende på exempelvis temperatur, vattentillrinning, konjunktur och tillgänglighet till anläggningar i energisystemet. Detta innebär att avvikelser gentemot det verkliga utfallet för basåret 2020 kan finnas.

5.3 Ekonomiska potentialer för värme och kyla

I detta avsnitt ges en översikt av det kostnadseffektiva beräkningsutfallet, eller den ekonomiska potentialen, för några centrala energislag i arbetet. Fördjupning av resultat ges i kommande kapitel av rapporten.

Tabell 3 redovisar den modellberäknade kostnadseffektiva utvecklingen för några centrala energislag för grundscenarierna, både med investerarperspektiv och samhällsperspektiv.

Tabell 3. Modellresultat i TWh för fjärrvärme, kraftvärme, värmepump (individuell uppvärmning), spillvärme till fjärrvärme samt fjärrkyla för grundscenarierna.

	Grundscenario	2020	2030	2040	2050
Fjärrvärme, leveranser [TWh]	Ref_Inv	52	47	47	46
	Ref_Sam	52	43	43	42
	Mål_Inv	52	46	44	37
	Mål_Sam	52	42	40	35
KVV, värmeproduktion [TWh]	Ref_Inv	30	30	28	25
	Ref_Sam	30	28	25	23
	Mål_Inv	30	29	25	22
	Mål_Sam	30	28	22	20
Spillvärme, låg och hög temperatur [TWh] ^a	Ref_Inv	7	8	17	22
	Ref_Sam	7	9	17	20
	Mål_Inv	7	8	17	18
	Mål_Sam	7	9	16	17
Värmepump (individuell), värmeproduktion [TWh] ^b	Ref_Inv	27	38	40	43
	Ref_Sam	27	42	43	44
	Mål_Inv	27	38	40	37
	Mål_Sam	27	39	42	38
Effektivisering byggnader (minskning av nettovärmebehov jämfört med år 2020) [TWh]	Ref_Inv	0	9	12	13
	Ref_Sam	0	11	14	15
	Mål_Inv	0	10	14	23
	Mål_Sam	0	12	16	24
Fjärrkyla, leveranser [TWh]	Ref_Inv	1,2	1,5	1,9	2,3
	Ref_Sam	1,2	1,5	1,9	2,3
	Mål_Inv	1,2	1,5	1,7	1,7
	Mål_Sam	1,2	1,6	1,7	1,7

a) Avser industriell spillvärme (hög temperatur) för direkt användning i fjärrvärme och spillvärme med lägre temperatur för uppgradering i värmepump innan användning i fjärrvärme (lågtempererad värme till värmepump från omgivande källor, vattendrag, etcetera, är exkluderat).

b) Här ingår också en mindre del direktverkande el när denna används i kombination med värmepump.

Några övergripande slutsatser kan dras från modellresultaten. I fjärrvärmeproduktionen ses över tid generellt större inslag av spillvärme, både högt tempererad industriell spillvärme och lågt tempererad spillvärme som växlas upp med hjälp av värmepump, och mindre biobränslebaserad produktion. Även avfallsförbränning med koldioxidinfångning är en viktig produktionskomponent i samtliga scenarier. I referensscenariot används avskild CO₂ till elektrobränsleproduktion (CCU) medan det i måluppfyllande scenarier också lagras (CCS) och på sätt genererar negativa utsläpp som bidrar till nettonollmålet.

Fjärrvärmeleveranserna sjunker i samtliga grundscenarier över tid. En viktig orsak är en ökad konkurrens om biobränsleresurser från raffinaderisektorn för produktion av biodrivmedel och andra förnybara raffinerade bränslen. En ökande produktion av biodrivmedel (och andra raffinerade bränslen) ökar potentiellt tillgången till spillvärme som kan tillgodogöras inom fjärrvärmesektorn. Samtidigt leder en sådan utveckling mot en hårdare konkurrens om biobränsleresurserna, vilket i scenarierna minskar den direkta användningen av biobränsle för fjärrvärmeproduktion och också minskar fjärrvärmens konkurrenskraft.

Individuella värmepumpar får en ökande andel på värmemarknaden. I samtliga scenarier sker också en effektivisering av värmebehovet i byggnadsledet. Extra omfattande blir detta i måluppfyllande scenarier där strikta krav på effektivisering (baserat på EPBD) antas. Effektiviseringskraven, som antas i de måluppfyllande fallen, leder till ökade åtgärder för effektivisering vilket minskar byggnadstockens nettovärmebehov.

Fjärrkylaleveranser ökar över tid i modellresultaten. Frikyla eller spillkyla från samtidig värmeproduktion i värmepump väljs i modellen i första hand. Ökat spillvärmeunderlag och minskad fjärrvärmeefterfrågan ger i många fall goda förutsättningar för en ökad andel absorptionskyla i fjärrkylamixen.

Samhällsperspektivet (en generellt sett lägre kalkylränta för investeringar) uppvisar, i jämförelse med investerarperspektivet, i slutanvändarledet en högre grad av energi-effektivisering, mer värmepumpar (för individuell uppvärmning) och en något lägre användning av fjärrvärme och pellets pannor (för individuell uppvärmning). Det beror på att den lägre kalkylräntan i den samhällsekonomiska ansatsen (jämfört med investerarperspektivet) gynnar kapitalintensiva investeringar. Även om fjärrvärme är ett kapitaltungt energislag så utgör andelen bränslekostnader och andra rörliga kostnader en inte försumbar kostnadspost av totalkostnaden. Inom fjärrvärmeproduktionen ger samhällsperspektivet generellt sett en högre andel fjärrvärme baserad på avfall, spillvärme och värmepump och en lägre andel biobränslebaserad produktion.

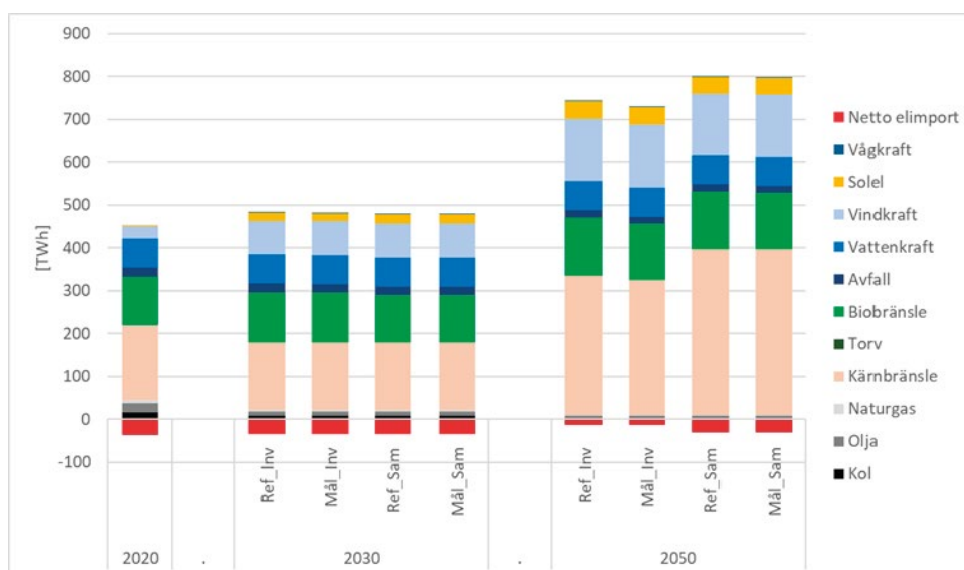
5.4 Energitillförsel (primärenergi)

Detta kapitel tittar på den sammanvägda bilden av alla grundscenarierna vad det gäller primärenergibesparingar. Det vill säga hur mycket mindre primärenergi (tillförd energi) som skulle behövas ifall effektivare tekniker används. Även om artikel 25.1–25.5 och bilaga X i EED har värme och kyla som fokus krävs att hela energisystemet beaktas i den kostnads-nyttoanalys som ska utföras.

När det gäller beräkningar av kraftvärmens primärenergibesparingar ska det enligt EED tillämpas en metod som utgår från att den värme och el som produceras i ett kraftvärmeverk annars hade producerats i separata pannor för produktion av värme och el med samma bränsle, oavsett hur ersättningen hade skett i verkligheten. Biokraftvärmens primärenergibesparingar blir då exempelvis en beräkning av hur mycket biobränsle som hade gått åt ifall

samma mängd värme och el genererats dels i en hetvattenpanna, dels i ett kondenskraftverk. En sådan beräkning presenteras i kapitel 5.9.

Figur 24 presenterar tillförsel av energi till det svenska energisystemet uppdelat på energibärare. Kärnkraft representeras i figuren av kärnbränsle. Energittillförsel på Sverigenivå är relativt lika mellan å ena sidan referensscenarierna (Ref_Inv, Ref_Sam) och å andra sidan de måluppfyllande scenarierna (Mål_Inv, Mål_Sam). Däremot ökar den tillförda energin avsevärt mellan 2030 och 2050 för alla fyra scenarierna mycket beroende på det större elbehovet och större inslaget av kärnbränsle 2050. Samhällsperspektivet medför också större tillförd energi (2050), allt annat lika. Det förklaras av att en generellt lägre kalkylränta för investeringar gynnar kapitalintensiva tekniker som exempelvis kärnkraft.



Figur 24. Energittillförsel (primärenergi) till Sverige för grundscenarierna.

Not: Negativa staplar för "Netto elimport" innebär en nettoexport av el.

Figur 25 visar skillnaden i primärenergianvändning i TWh mellan de olika grundscenarierna med samhällsekonomiskt perspektiv (lägre kalkylränta) och med investerarperspektiv (högre kalkylränta).

Figuren visar alltså effekten på primärenergittillförseln om vi i våra antaganden går från en marknadsbaserad kalkylränta till en samhällsekonomisk kalkylränta. År 2030 skulle därmed primärenergianvändningen minska med knappt 5 TWh men 2050 skulle den i stället öka med 40–50 TWh (netto). Positiva staplar visar alltså att mer primärenergi används för att möta efterfrågan i respektive scenario. Anledningen till resultatet är primärt utvecklingen av kärnkraften som byggs ut mer med en samhällsekonomisk kalkylränta jämfört med en marknadsbaserad.



Figur 25. Primärenergianvändning, skillnad mellan grundscenarierna med avseende på användning av samhällsekonomisk ränta och marknadsbaserad ränta. Figuren visar effekten av att gå från marknadsbaserad ränta till samhällsekonomisk ränta.

Framställningen i Figur 26 har en annan ansats än den ovan och jämför i stället ett måluppfyllande scenario med ett referensscenario för respektive avkastningsperspektiv (investeringsperspektiv eller samhällsperspektiv). Man kan se att primärenergianvändningen minskar när man går från ett referensscenario till ett måluppfyllande scenario för respektive perspektiv. I fallet med investeringsperspektiv är det framför allt användningen av kärnbränsle som är något mindre i det måluppfyllande scenariot. Anledningen till detta är att det måluppfyllande scenariot förutsätter ett omfattande effektiviseringskrav på värmesidan som leder till en lägre elanvändning både på den individuella värmemarknaden och i fjärrvärmeproduktionen (värmepumpar). Skillnaderna i figuren kan dock betecknas som relativt små.



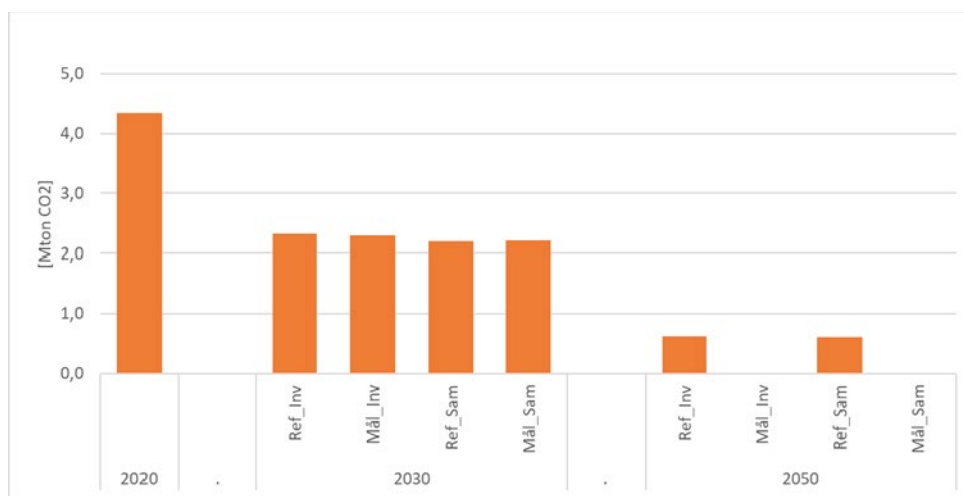
Figur 26. Primärenergianvändning, skillnad mellan referensscenario respektive måluppfyllande scenario med investeringsperspektiv respektive samhällsperspektiv. Figuren visar effekten av att utifrån referensscenario lägga på målkrav enligt det måluppfyllande scenariot.

Slutsatser

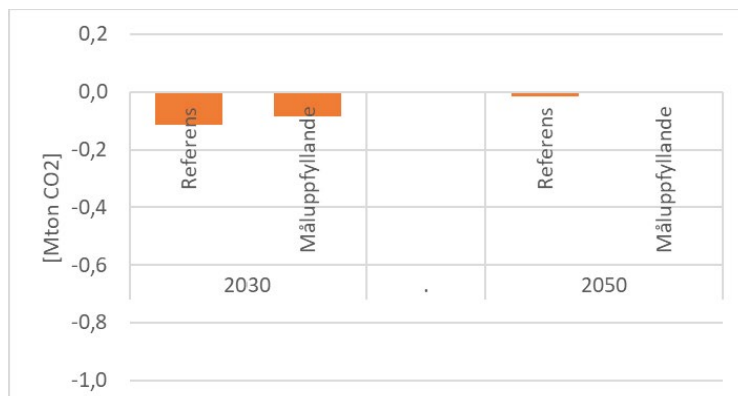
- På ett övergripande plan gäller att för alla grundscenarier skulle en samhällsekonomisk kalkylränta inte innebära en lägre primärenergianvändning 2050, snarare tvärtom. I huvudsak har detta med kärnkraften att göra och dess relativt höga primärenergiviktning och att kärnkraften blir (mer) lönsam om beräkningarna baseras på en lägre kalkylränta.
- De omfattande värmeeffektiviseringskrav som antas för byggnader i det måluppfyllande scenariot ger en lägre primärenergianvändning på nationell nivå. Skillnaderna mot referensscenariot är dock förhållandevis små i jämförelse med den över tid ökande primärenergianvändningen som framför allt följer av industrins ökande elbehov.

5.5 CO₂-utsläpp

Detta kapitel tittar på den sammanvägda bilden av alla grundscenarierna vad det gäller koldioxidutsläpp. Figur 27 redovisar koldioxidutsläppen från värmesektorn, inklusive värmeproduktion i fjärrvärmesektorn och individuell uppvärmning, för grundscenarierna för 2030 och 2050 medan Figur 28 visar skillnaden i utsläpp för respektive scenario om man går från marknadsbaserad kalkylränta till en samhällsekonomisk kalkylränta. I figurerna presenteras nettoutsläpp, vilket innebär att eventuella negativa utsläpp kopplat till bio-CCS inkluderas. Generellt kan man konstatera att koldioxidutsläppen från värmesektorn minskar till följd av att man utgår från en samhällsekonomisk kalkylränta jämfört med en marknadsbaserad kalkylränta. Effekten är dock mycket liten.



Figur 27. CO₂-utsläpp för uppvärmning i Sverige, inklusive värmeproduktion i fjärrvärmesektorn och individuell uppvärmning, för grundscenarierna (nettoutsläpp).



Figur 28. CO₂-utsläpp (netto) för uppvärmning i Sverige (inklusive värmeproduktion i fjärrvärmesektorn och individuell uppvärmning), skillnad mellan grundscenarierna med avseende på användning av samhällsekonomisk ränta och marknadsbaserad ränta. Figuren visar effekten av att gå från marknadsbaserad ränta till samhällsekonomisk ränta.

I Figur 29 redovisas skillnaden i CO₂-utsläpp från värmesektorn mellan ett måluppfyllande scenario och ett referensfall för en given kalkylränta (investerarperspektivet eller samhällsperspektivet). Där blir det tydligt att måluppfyllande minskar utsläppen, speciellt på längre sikt. Däremot kan man konstatera att utsläppsskillnaderna är relativt små vilket alltså indikerar att referensscenarierna kommer relativt nära målbilden med avseende på utsläpp för värme-marknaden.

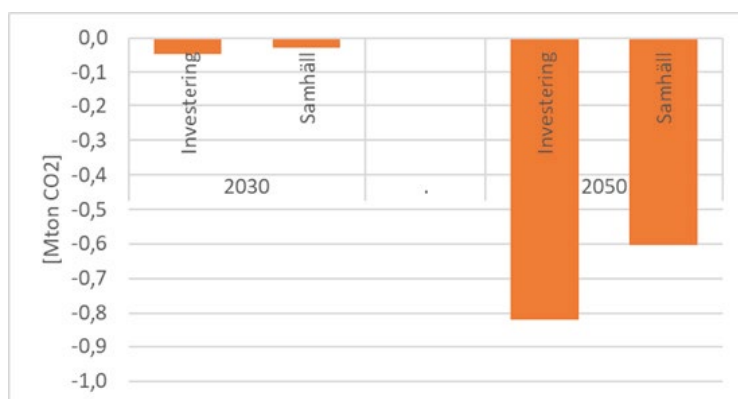


Figur 29. CO₂-utsläpp (netto) för uppvärmning i Sverige (inklusive värmeproduktion i fjärrvärmesektorn och individuell uppvärmning), skillnad mellan referensscenario respektive måluppfyllande scenario med investeringsperspektiv respektive samhällsperspektiv. Figuren visar effekten av att utifrån referensscenario lägga på målkrav enligt det måluppfyllande scenariot.

Figur 30 och Figur 31 redovisar samma resultat som föregående figurer men denna gång för Sveriges samlade utsläpp av CO₂. Skillnaderna är något större vilket innebär att utsläppseffekterna även sprids utanför värmesektorn.



Figur 30. CO₂-utsläpp (netto) för Sverige som helhet, skillnad mellan grundscenarierna med avseende på användning av samhällsekonomisk ränta och marknadsbaserad ränta. Figuren visar effekten av att gå från marknadsbaserad ränta till samhällsekonomisk ränta.

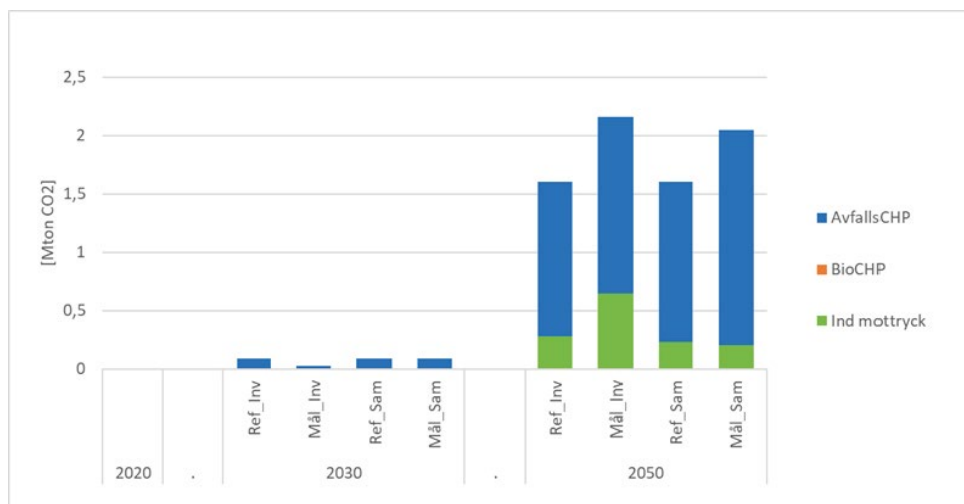


Figur 31. CO₂-utsläpp (netto) för Sverige som helhet, skillnad mellan referensscenario respektive måluppfyllande scenario med investeringsperspektiv respektive samhällsperspektiv. Figuren visar effekten av att utifrån referensscenario lägga på målkrav enligt det måluppfyllande scenariot.

Koldioxidutsläppen minskar över tid i samtliga scenarier till följd av utfasning av fossila bränslen samt en antagen minskad andel av plast i det brännbara avfallet (högre utsortering). Som väntat sker en något större utsläppsreduktion i de måluppfyllande scenarierna till följd av de krav som inkluderas. Samhällsperspektivet ger något lägre ackumulerade utsläpp för den modellerade tidsperioden än investerarperspektivet, men skillnaden är liten. Det samhällsekonomiska ränteperspektivet innebär en sänkning av räntan för alla tekniker, men sänkningen blir inte lika stor i alla sektorer eftersom investerarperspektivet innehåller differentierade räntenivåer. Det samhällsekonomiska ränteperspektivet gynnar framför allt kapitaltunga tekniker, som kärnkraft men även energieffektivisering och värmepumpar. Fjärrvärme är också en kapitaltung teknik men gynnas inte lika mycket av en lägre kalkylränta. Detta beror på att kalkylräntorna för investeringarna i fjärrvärme är låga även i fallet med investerarperspektiv (till exempel investeringar i distributionsinfrastruktur) och den sänkning av kalkylräntan som samhällsperspektivet medför har inte så stor effekt på fjärrvärmens. Sammantaget handlar det om förändringar i energimixen kopplat till tekniker som alla är associerade med låga CO₂-utsläpp, nettoeffekten på utsläppen av dessa förändringar blir därför liten.

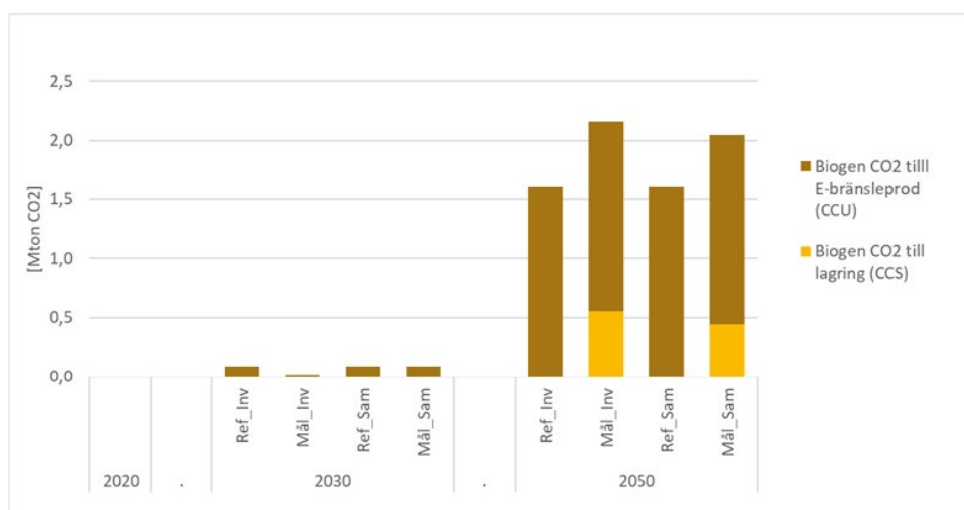
I de måluppfyllande scenarierna får negativa utsläpp kopplat till användning av bio-CCS en större betydelse än i referensscenarierna och bidrar till att nettoutsläppen blir noll (i de måluppfyllande scenarierna), se Figur 32. Valet av kalkylränta tycks inte ha någon signifikant betydelse i detta fall.

I referensscenariot utgör undvikna kostnader för utsläppsrätter för avfallsförbränning tillsammans med incitament för e-bränslen de enda drivkrafterna för bio-CCS. CCS på avfallsförbränning innebär bio-CCS på den biogena andelen av avfallet. I de måluppfyllande scenarierna bidrar nettonollmålet för värmesektorn till ytterligare incitament.⁹¹



Figur 32. Avskild biogen CO₂ i grundscenarier.

Som nämnts, omfattar modellanalysen även CCU, närmare bestämt e-bränslen i denna studie. Figur 33 redogör för hur den avskilda biogena koldioxiden används. För att ge upphov till negativa utsläpp måste den avskilda biogena koldioxiden lagras.



Figur 33. Användning av avskild biogen CO₂ i grundscenarier.

⁹¹ Stockholm Exergis planerade Bio-CCS-anläggning har inte lagts in som en beslutad anläggning i beräkningarna, då det slutliga investeringsbeslutet ännu inte tagits.

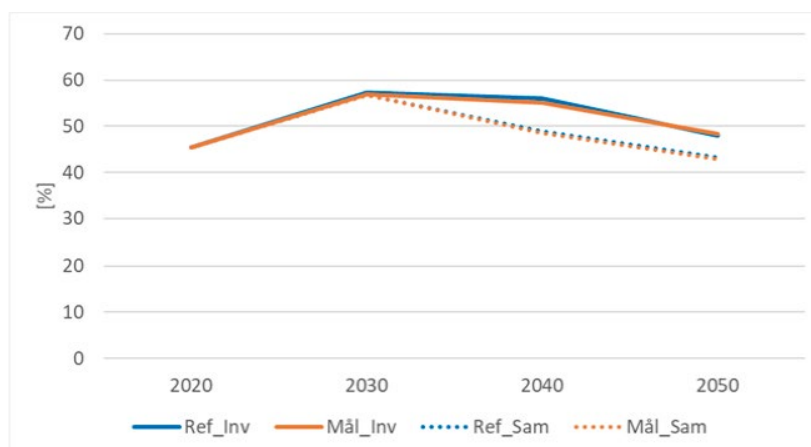
Slutsatser

- Nettoutsläppen av koldioxid från värmesektorn (fjärrvärme och individuell uppvärmning) minskar över tid och är 2050 nära noll i samtliga scenarier.
- Koldioxidavskiljning från bio-/avfallsbränsleförbränning blir i viss omfattning lönsamt redan i referensscenariot och drivs då fram av incitament för e-bränslen och undvikna kostnader för utsläppsrätter för avfallsförbränning. I de målpuppfyllande scenarierna ökar lönsamheten ytterligare för bio-CCS eftersom detta är nödvändigt för att möta nettonoll-kravet på CO₂-utsläpp för värmesektorn.
- Om Sverige ska uppnå negativa utsläpp efter 2045 krävs större investeringar i bio-CCS än vad som ses i grundscenarierna och större ekonomiska incitament än i dessa fall. Detta har studerats ytterligare i känslighetsanalysen i avsnitt 5.8.3. (Notera att grundscenarierna är baserade på befintliga styrmedel som gällde fram till halvårsskiftet 2024, därefter har nya beslut fattats om styrmedel gällande bio-CCS, se avsnitt 4.3 och 4.4.)

5.6 Förnybart

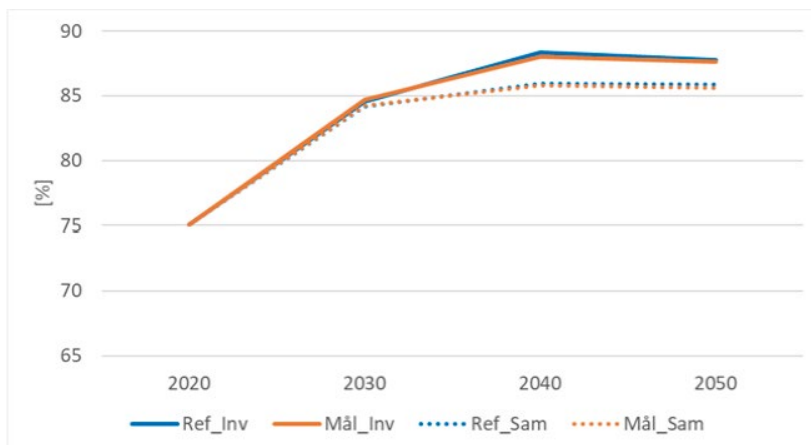
Detta kapitel börjar med att titta på den sammanvägda bilden av alla grundscenarierna vad det gäller andel förnybart. Detta för att uppfylla kravet om olika scenariers påverkan på den energimixen. Figur 34 visar andelen tillförd förnybar energi till el- och värmeproduktion för alla grundscenarier utan att ta hänsyn till export/import av el⁹². Resultatet visar att den samhällsekonomiska kalkylräntan leder till en mindre andel tillförsel av förnybar energi jämfört med den marknadsmässiga kalkylräntan (jämför streckade linjerna med heldragna linjerna i samma färg vid samma tidpunkt). I scenarierna medför alltså en marknadsmässig utveckling en större andel förnybart än om staten skulle främja värme- och elproduktion genom att tillhandahålla en lägre kalkylränta. Den största anledningen till de lägre andelarna förnybart vid en samhällsekonomisk kalkylränta är att kärnkraften, som är särskilt kapitaltung, byggs ut i större utsträckning vilket leder till större andelar kärnkraft i energimixen.

För värmesektorn ser bilden likartad ut men skillnaderna är mindre räknat i procentenheter, se Figur 35, eftersom kärnkraften inte slår igenom på samma sätt. Samhällsperspektivet ger en högre andel fjärrvärme baserad på avfall, spillvärme och värmepumpar och en lägre andel biobränslebaserad produktion vilket förklarar den något lägre andelen förnybart i samhällsperspektivet.



Figur 34. Andelen tillförd förnybar energi till el- och fjärrvärmeproduktion för grundscenarierna.

⁹² Observera, detta är inte i strikt mening den beräkning som görs enligt förnybartdirektivet men den speglar Figur 24.



Figur 35. Andel köpt förnybar energi (inklusive spillvärme) för uppvärmning till bostäder och lokaler för grundscenarierna.

För beräkning av den förnybara andelen av elproduktionen används den inhemska produktionen som grund (elhandel har här bortsetts ifrån), och andelen inkluderar tekniker som vindkraft, solel, vattenkraft, biobränsle och biogent avfall. Till fjärrvärmeproduktionens förnybara andel räknas på samma sätt biobränsle, biogent avfall och sol. I figuren har även spillvärme inkluderats och det bör noteras att enligt förnybartdirektivet får en del spillvärme inräknas i målet om förnybar energi.⁹³

Den fossila andelen av avfallet till avfallsförbränning är den största bidragande orsaken till att den förnybara andelen inte når ännu högre, men även kärnkraftens del i elproduktionen påverkar genom den elanvändning som används för uppvärmningsändamål i framför allt värmepumpar.

Slutsatser

- Andelen förnybar energi för uppvärmning av bostäder och lokaler ökar över tid i grundscenarierna, bland annat till följd av fjärrvärmens ökande användning av spillvärme (som här har räknats som förnybar), att andelen plast i avfallsförbränningen antas minska, och ett större inslag av förnybart i elproduktionen (som vindkraft).
- I scenarierna gynnas inte andelen förnybart av ett samhällsekonomiskt perspektiv med en lägre kalkylränta, bland annat då detta är förknippat med en högre andel kärnkraft i elproduktionen och en lägre biobränslebaserad värmeproduktion.

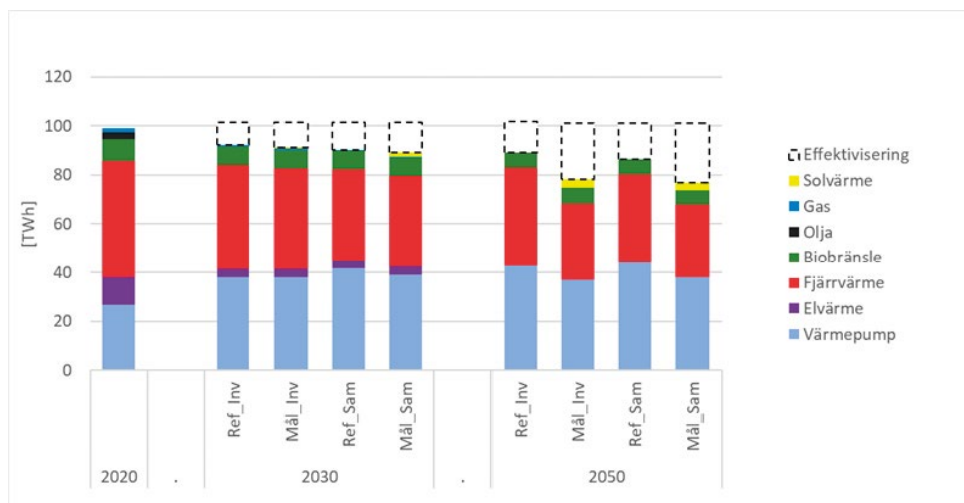
5.7 Uppvärmning av bostäder och lokaler

Figur 36 redovisar resultat för uppvärmning av bostäder och lokaler för grundscenarierna. Figuren visar nyttiggjord energi, det vill säga värme ut ifrån respektive teknik (värmeproduktion från värmepump, värme efter fjärrvärmeväxlare, osv.). Figuren visar också grad av effektivisering. Till följd av nybyggnation antas värmebehovet öka långsamt över tid i bostäder och lokaler. Den slutliga nyttiggjorda energin till uppvärmning minskar emellertid i jämförelse med basåret 2015 till följd av mer energieffektiva byggnader, effektivare uppvärmningstekniker, implementerade effektiviseringsåtgärder men även till följd av ett varmare klimat som påverkar nettovärmebehovet.

⁹³ Notera att Figur 34 baseras på förnybar andel tillförd energi till el- och fjärrvärmeproduktion medan Figur 35 baseras på förnybar andel av produktionen av el- respektive fjärrvärme.

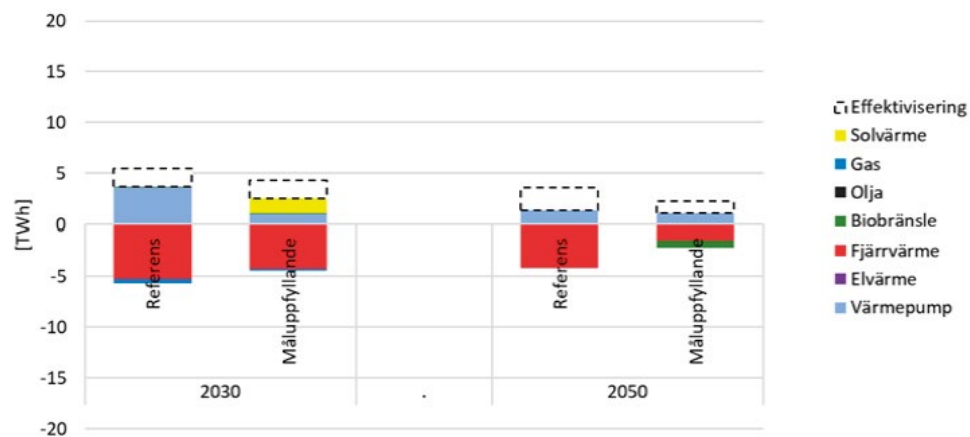
Avseende teknikval för uppvärmning ses över tid en minskad användning av direktverkande el och en ökad användning av värmepump. År 2050 är bidraget från direktverkande el i princip noll. Det är dock inte helt sant eftersom en mindre andel direktverkande el används som komplement till exempelvis luft-luftvärmepumpar och frånluftvärmepumpar som i figuren hamnar i posten ”värmepumpar”. Man ska i stället tolka resultatet som att byggnader med enbart direktverkande el är så gott som noll år 2050.

När det gäller småskalig uppvärmning från olja och gas för småhus, flerbostadshus och lokaler så försvinner den tidigt i alla scenarier. Fjärrvärmeanvändningen minskar i samtliga scenarier över tid till 2050 men i olika omfattning. Skälet är bland annat minskad konkurrenskraft till följd av stigande produktionskostnader beroende på allt dyrare biobränsle. I synnerhet i de måluppfyllande scenarierna blir minskningen i fjärrvärmeanvändning extra tydlig då dessutom andelen effektiviseringar (inklusive solvärme) är större. Det senare inverkar även negativt på värmepumparnas bidrag på längre sikt. Ref_Inv är det fall där den negativa påverkan på fjärrvärmen är som minst. Lägre kalkylräntor i den samhällsekonomiska ansatsen dämpar fjärrvärmens konkurrenskraft ytterligare något då både effektiviseringar och värmepumpar är mer kapitalintensiva än fjärrvärme och gynnas av en lägre kalkylränta.



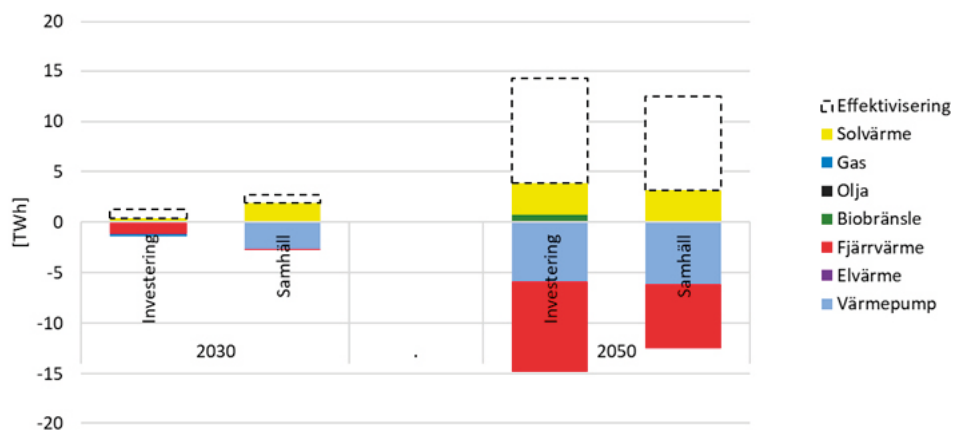
Figur 36. Uppvärmning av bostäder och lokaler i grundscenarier (nyttiggjord energi, det vill säga nettvärmeanvändning).

Figur 37 tydliggör skillnaden i utfall mellan investeringsperspektivet och samhällsperspektivet. Att gå från en marknadsbaserad kalkylränta till en samhällsekonomisk kalkylränta (som är lägre) i modellberäkningarna ökar alltså incitamenten för värmepumpar och värmeeffektiviseringar och dämpar incitamenten för fjärrvärme och, i mycket liten omfattning, biobränsle-baserad uppvärmning. För de båda senare uppvärmningsslagen utgör kapitalkostnaden en något mindre andel av den totala åtgärds-kostnaden jämfört med exempelvis en bergvärmepump eller effektiviseringar.



Figur 37. Nyttiggjord energi för uppvärmning i bostäder och lokaler, skillnad mellan grundscenarierna med avseende på användning av samhällsekonomisk ränta och marknadsbaserad ränta. Figuren visar effekten av att gå från marknadsbaserad ränta till samhällsekonomisk ränta.

I Figur 38 görs jämförelsen i utfall med avseende på måluppfyllande eller ej. Måluppfyllelsen medför en betydligt större andel effektiviseringar på längre sikt vilket är en direkt konsekvens av målformuleringen. Detta sker på både fjärrvärmens och värmepumparnas bekostnad. Denna ”substitutionseffekt” är något mindre om man ansätter en samhällsekonomisk ansats vilket beror på att effektiviseringarnas bidrag är något större redan i utgångsläget, det vill säga referensscenariot, vid en samhällsekonomisk ansats. Det fordras alltså inte ytterligare effektiviseringar i samma utsträckning för att nå måluppfyllelse som om man i stället använt en marknadsmässig ansats. Skillnaden är dock relativt liten.



Figur 38. Nyttiggjord energi för uppvärmning i bostäder och lokaler, skillnad mellan referensscenario respektive måluppfyllande scenario med investeringsperspektiv respektive samhällsperspektiv. Figuren visar effekten av att utifrån referensscenario lägga på målkrav enligt det måluppfyllande scenariot.

Slutsatser

- I modellresultaten fasas de fossila bränslena (olja, kol och naturgas) för uppvärmning ut helt före 2030.
- På längre sikt, till 2040, visar modellresultaten också att direktverkande el med elvärme inte längre används som primär uppvärmningsteknik. Elvärme kan dock användas även därefter men då som komplement till värmepumpar.
- En samhällsekonomisk kalkylränta ger, i jämförelse med investerarperspektivet med en högre kalkylränta, en något högre grad av energieffektivisering och en något högre användning av värmepump medan fjärrvärmeanvändningen blir något lägre.
- Det måluppfyllande scenariot tvingar in en omfattande energieffektivisering, vilket får till följd att användningen av fjärrvärme och värmepumpar blir lägre än i referensscenariot.

5.8 Fjärrvärme

Det här kapitlet går djupare in på specifika tekniker som efterfrågas i bilaga X del III punkt 9:

- a) Industriell spillvärme och spillkyla
- b) Avfallsförbränning
- c) Högeffektiv kraftvärme
- d) Förnybara energikällor, t.ex. jordvärme, solenergi och biomassa, utom sådana som används för högeffektiv kraftvärme
- e) Värmepumpar
- f) Minskning av värme- och kylförluster från befintliga fjärrnät
- g) Fjärrvärme och fjärrkyla.

När det gäller utvecklingen av industriell spillvärme (9a), avfallsförbränning (9b), högeffektiv kraftvärme (9c), förnybara energikällor (9d) och värmepumpar i fjärrvärmenäten (9e) visas dessa för alla grundscenarier i kapitel 5.8.2. Även uppdelningar i fossilt och förnybart i enlighet med kraven i direktivet redovisas. Totala fjärrvärmeleveranser (9g) redovisas i kapitel 5.8.1.

När det gäller minskningen av värmeförluster i befintliga nät (9f) finns begränsat med nya data men det som finns redovisas i kapitel 5.10.

En djupare analys av kraftvärmen görs i kapitel 5.9 där även primärenergibesparingar beräknas, enligt direktivets metod.

En djupare analys av spillvärme, vilket också kopplar till värmepumpar, presenteras även i kapitel 5.11. Fjärrkyla/spillkyla (9g) presenteras i kapitel 5.12.

5.8.1 Fjärrvärmeleveranser

Till följd av ökad konkurrens om biobränsleresurser från bioraffinaderier och en ökad konkurrenskraft från värmepumpar och effektiviseringsåtgärder på värmemarknaden så visar modellberäkningarna en nedgång i framtida fjärrvärmeleveranser, se Figur 39. Med stigande CO₂-priser och ökande krav på utfasning av fossila bränslen inom bland annat transportsektorn ökar konkurrensen om biobränsleresurser vilket resulterar i avsevärt

stigande biobränslepriser i samtliga scenarier.⁹⁴ Då biobränsle är en viktig resurs inom fjärrvärmesektorn får detta stor betydelse för sektorn.

För referensscenariot med investeringsperspektiv (Ref_Inv) stannar nedgången i fjärrvärmeleveranser på drygt 10 procent relativt 2020. Med den lägre kalkylräntan i samhällsperspektivet (Ref_Sam) blir nedgången större och landar på cirka 20 procent. Den lägre kalkylräntan gynnar de mest kapitalintensiva investeringarna vilket gynnar energieffektiviseringsåtgärder som i regel kännetecknas enbart av en kapitalkostnad. Även om fjärrvärmealternativet är relativt kapitalintensivt så ingår där en signifikant andel bränslekostnader och andra rörliga kostnader i den sammantagna kostnaden. Dessutom antas att kapitalkostnaden för själva fjärrvärmenätet i princip inte förändras vid byte från investerarperspektiv till samhällsekonomiskt perspektiv eftersom kalkylräntan för investeringar i fjärrvärmedistribution är låg även ur ett investerarperspektiv. Detta eftersom den typen av infrastruktur typiskt är långsiktiga investeringar med låga avkastningskrav. Även bergvärmepumpalternativet gynnas av samma skäl som effektiviseringsåtgärderna med ett samhällsekonomiskt perspektiv som därmed stärker dess konkurrenskraft något gentemot fjärrvärmen.

Efter 2030 bromsas nedgången i referensscenariot (Ref_Inv, Ref_Sam) då de billigaste effektiviseringsåtgärderna bedöms vara uttömda samtidigt som elpriserna antas stiga till följd av bland annat skärpt klimatpolitik. Dessutom antas det totala uppvärmningsbehovet öka till följd av befolkningsökning och ekonomisk tillväxt vilket medför att nettovärmebehovet på lång sikt ökar, inte minst relaterat till nyproduktion av bostäder.

För det måluppfyllande fallen (Mål_Inv, Mål_Sam) får de inkluderade effektiviseringskraven en stor effekt. I dessa fall tvingar kraven in ytterligare effektiviseringsåtgärder som inte är kostnadseffektiva i referensscenariot. Resultatet blir ett fortsatt sjunkande fjärrvärmeunderlag. År 2050 ligger leveranserna kring 30 procent lägre än 2020 och cirka 15–20 procent lägre än referensscenariot. Effektiviseringskraven påverkar fjärrvärmen på olika sätt: dels minskar nettovärmebehovet, dels gynnar de antagna primärenergifaktorerna inte i första hand fjärrvärme vilket gör att fjärrvärmen tappar marknadsandelar.

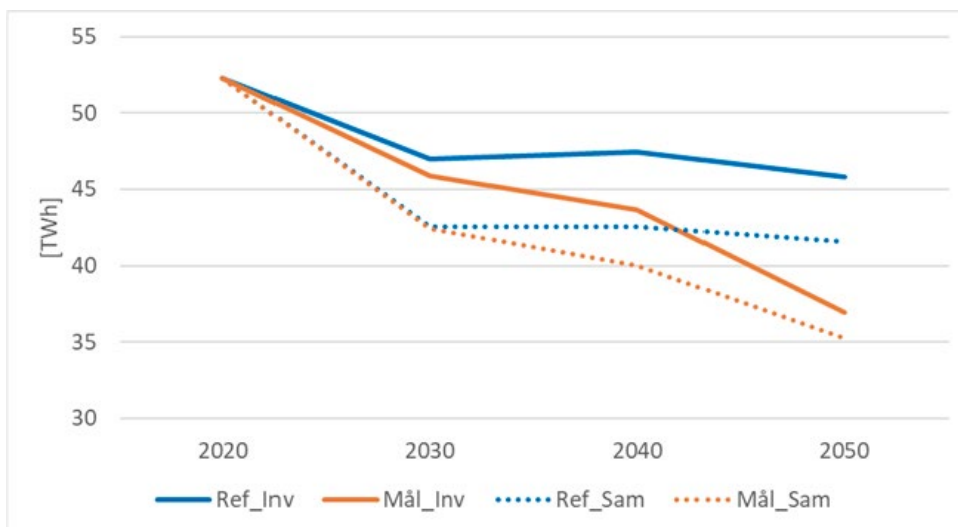
Antagandena kring effektiviseringskraven i det måluppfyllande scenariot baseras på EU:s direktiv om byggnaders energiprestanda (EPBD). Primärenergifaktorer från Boverkets byggregler har också använts. Det bör noteras att den exakta utformningen av dessa krav inte är fastställt och att regeringen nyligen gav Boverket i uppdrag att fastställa metoder och definitioner kopplat till EPBD.⁹⁵ Se också Bilaga A för beskrivning av antagandena.

Potentialbedömningarna för fjärrvärmeleveranserna uppgår sammanlagt till 42–47 TWh 2030 beroende på scenario, 2040 ligger spannet på 40–47 TWh och 2050 på 35–46 TWh (Figur 39). Noterbart är att i fallen med en samhällsekonomisk kalkylränta antas leveranserna bli mindre. Detta kan tolkas som att marknaden bygger ut mer fjärrvärme än vad som skulle vara fallet om utbyggnaden av energisystemet skulle ske med en samhällsekonomisk kalkylränta (observera återigen att kalkylräntan med i beräkningsfall samhällsperspektiv sänks för samtliga sektorer, det vill säga inklusive såväl för fjärrvärme som individuell värme och för energieffektiviseringsåtgärder i byggnader). Noterbart är också att den utformningen av effektiviseringskrav i byggnader kommer att ha stor påverkan på fjärrvärmens förutsättningar.

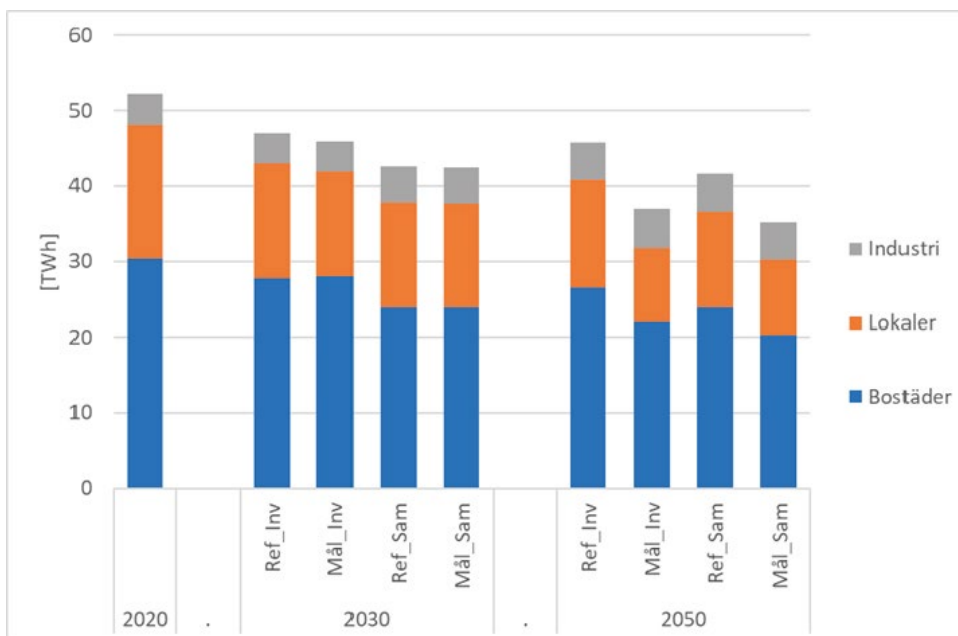
⁹⁴ Beslutade regleringar med koppling till EU:s Fit for 55-paket som till exempel FuelEU Maritime och ReFuelEU Aviation (som inkluderas i modelleringen) och göra att transportsektorn (inklusive sjöfart och flyg) på sikt efterfrågar stora kvantiteter förnybara drivmedel.

⁹⁵ Regeringsbeslut KN2024/01304.

Modellverket beskriver fjärrvärmemarknaden som ett aggregerat svenskt fjärrvärme-system. Man ska alltså betrakta modellresultaten som en samlad bild över den svenska fjärrvärmemarknadens långsiktiga utveckling mot 2050. I verkligheten är fjärrvärmemarknaden i stor utsträckning lokal vilket innebär att utvecklingen kan skilja sig mellan olika system, till exempel tillväxtregioner kontra regioner med en högre grad av utflyttning samt vid lokala skillnader i produktionens sammansättning och därmed dess konkurrenskraft. Utvecklingen för det kommande decenniets fjärrvärmeanvändning är också relativt känslig för olika energiprisutvecklingar, bland annat för biobränsle. Figur 40 visar fjärrvärmeutvecklingens fördelning per sektor för de olika grundscenarierna.



Figur 39. Fjärrvärmeleveranser i grundscenarierna.



Figur 40. Fjärrvärmeanvändningens utveckling per sektor i grundscenarierna.

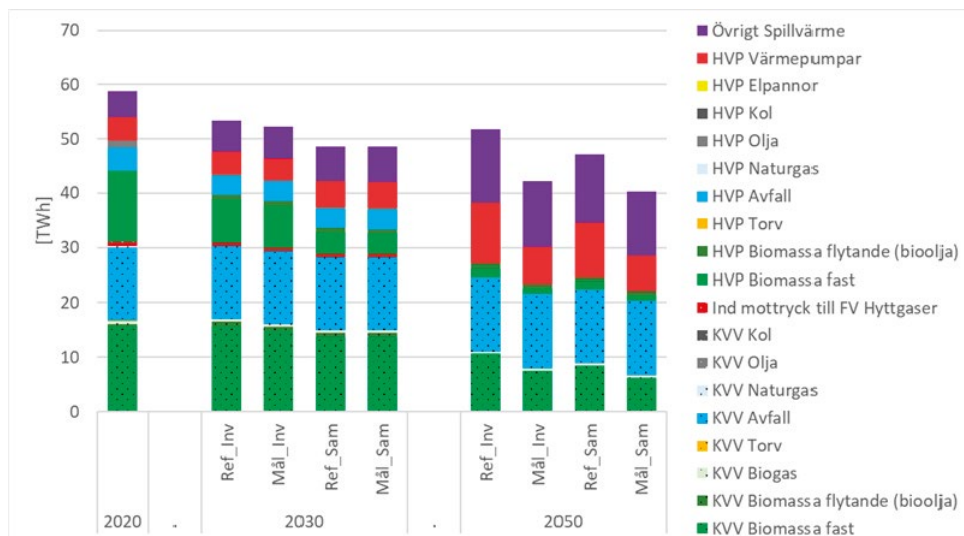
5.8.2 Fjärrvärmeproduktion

Fjärrvärmeproduktionen från kraftvärmeverken ligger för basåret 2020 på cirka 53 procent. I scenarierna ökar andelen något till 2030 och ligger då på 57–59 procent men minskar därefter till 48–51 procent år 2050. Fjärrvärmeproduktionens bränslesammansättning redovisas i Figur 41 och mer i detalj i Figur 42, Figur 43, Figur 44 och Figur 45.

De fossila energislagen fasas ut redan 2030 sånär som på den fossila andelen av det brännbara avfallet, hyttgaser och en mycket liten andel eldningsolja för spetslastproduktion. Det bör emellertid noteras att bioolja kan ersätta fossil spetslastolja och att branschen antagit en fossilfri färdplan (se kapitel 2.2) vilket kan fungera som en drivkraft för detta. Mellan 2030–2040 försvinner även användningen av hyttgaser och eldningsolja i scenarierna. Biobränslen av olika slag och avfall i kraftvärmeverk och hetvattenpannor är till en början de två helt dominerande energislagen och svarar fram till 2030 för 75–80 procent av fjärrvärmeproduktionen. Därefter minskar dess andel och 2050 står dessa energislag för 52–55 procent av fjärrvärmeproduktion. Spillvärme i olika former, både högt tempererad spillvärme och lågt tempererad spillvärme som växlas upp i värmepumpar (vilket i Figur 41 hamnar under kategorin ”HVP Värmepumpar”), får i stället ökande andelar i fjärrvärmeförseln. Spillvärme och värmepumpar står för basåret 2020 för 15 procent av fjärrvärmeförseln men denna andel växer till 2050 till 45–48 procent och blir således en väldigt viktig del i fjärrvärmemixen. Det kan påpekas att en betydande del av spillvärmens tillväxt i scenarierna baseras på spillvärmeleveranser från bioraffinaderier och härstammar på så sätt fortfarande från biobränsle.

Vad gäller den förbränningsbaserade fjärrvärmeproduktionen ses en förskjutning från hetvattenpannor till kraftvärme vilket motiveras av de stigande elpriser som blir fallet i scenarierna. I scenarierna får koldioxidavskiljning ett genomslag för avfallsförbränning. Detta drivs av olika faktorer: stigande EU ETS-priser (vilket ökar kostnaderna för avfallsförbränningens fossila CO₂-utsläpp), en efterfrågan på avskild CO₂ som insatsvara i elektrobränsle-bränsleproduktion och, i det måluppfyllande scenariot, kravet att nå nettonollutsläpp i värmesektorn. I grundscenarierna investeras i koldioxidavskiljning vid avfallsförbränning i en kapacitet motsvarande 16–20 procent av den avfallsbaserade fjärrvärmeproduktion för år 2040 och 42–58 procent år 2050 (Tabell 4).

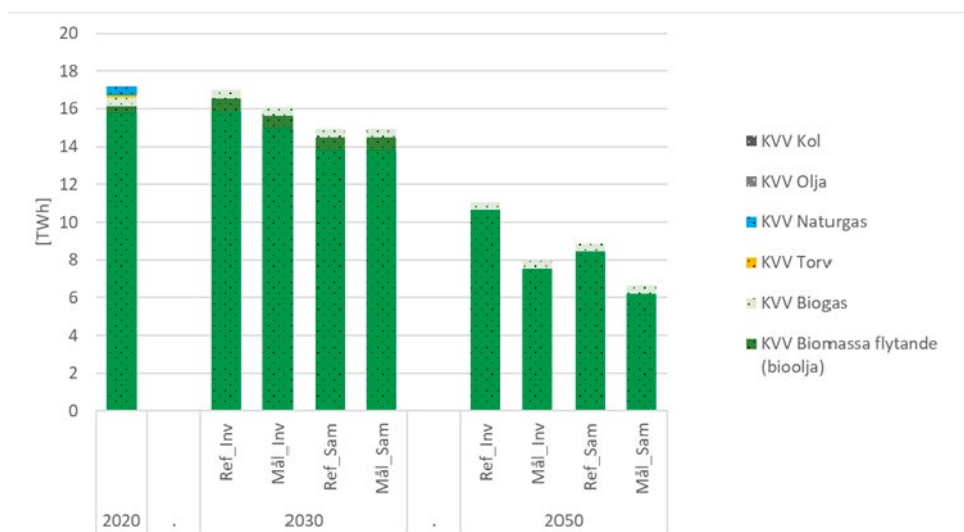
Som nämnts i tidigare avsnitt antas i grundscenarierna inget exogent pris på negativa utsläpp från BECCS (det vill säga ingen potentiell intäkt för anläggningsägaren). I referensscenariot finns därför ingen drivkraft för CCS av biogena utsläpp, däremot finns en drivkraft för CCU i och med behovet av elektrobränslen i framför allt transportsektorn. I det måluppfyllande scenariot finns en drivkraft för CCS så att nettonollutsläpp uppnås i värmesektorn men ingen drivkraft för ytterligare CCS utöver detta. I en känslighetsanalys (se avsnitt 5.8.3) testas effekterna av olika ersättningsnivåer för negativa utsläpp från BECCS.



Figur 41. Fjärrvärmeproduktionens utveckling och sammansättning i grundscenarierna.

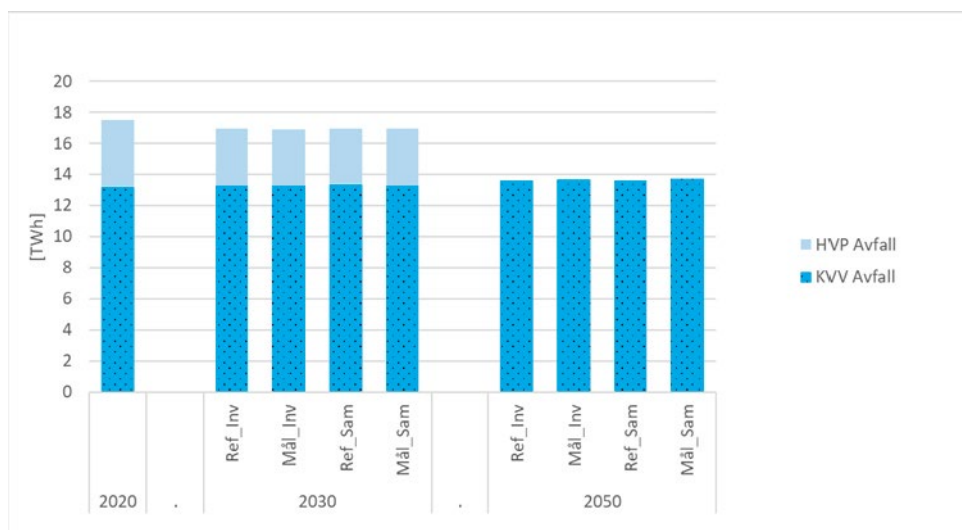
Not: KVV står för kraftvärmeverk, HVP för hetvattenpanna och FV för fjärrvärme.

I Figur 42 framgår att produktion från biobränslebaserad kraftvärme minskar i alla grundscenarier till 2050 jämfört med 2030.



Figur 42. Fjärrvärme producerad i kraftvärmeverk (KVV), exklusive produktion från avfallsförbränning i KVV Avfall.

I Figur 43 framgår att produktionen från avfallskraftvärmen ligger relativt konstant i alla grundscenarier under den studerade perioden medan avfallsförbränning i hetvattenpannor minskar och så småningom fasas ut. En bakgrund till utvecklingen är att tillgången på brännbart avfall antas minska med cirka 20 procent under den studerade perioden. Samtidigt antas den fossila andelen minska som följd av förbättrad utsortering. Som Tabell 4 visar så ses mot slutet av perioden betydande investeringar i koldioxidavskiljning kopplat till avfallsförbränning (av tidigare redovisade skäl).



Figur 43. Fjärrvärme från avfallsförbränning fördelat på hetvattenpanna (HVP) och kraftvärmeverk (KVV).

Tabell 4. Andel avfallsbaserad fjärrvärmeproduktion med koldioxidavskiljning (%).

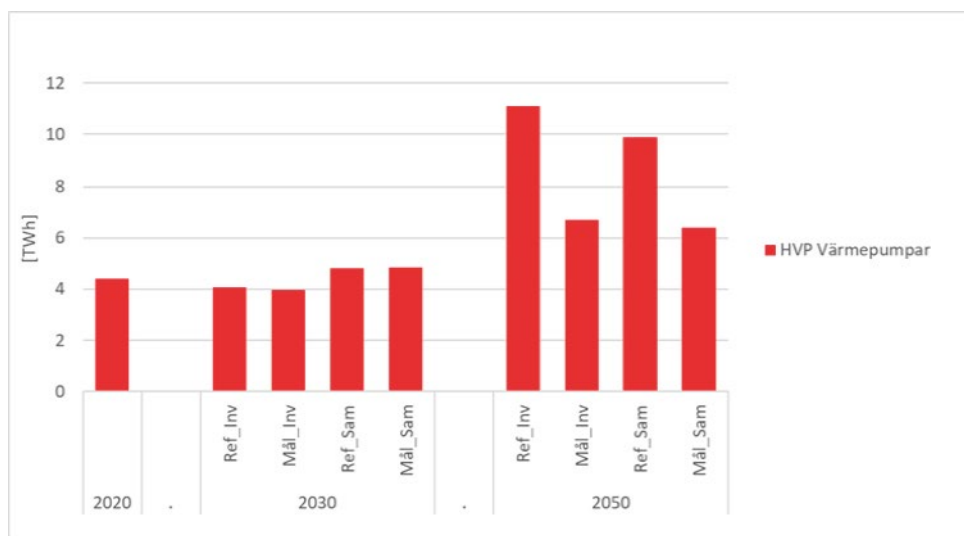
	2020	2030	2040	2050
Ref_Inv	0	3	16	42
Mål_Inv	0	1	16	48
Ref_Sam	0	3	17	43
Mål_Sam	0	3	20	58

Figur 44 visar att värmepumpar i fjärrvärmeproduktionen blir viktigare 2050 jämfört med 2030. Störst produktion från värmepumpar ses år 2050 i Ref_Inv-fallet. Då den totala fjärrvärmeefterfrågan är lägre i motsvarande fall med samhällsekonomisk kalkylränta (Ref_Inv) är också produktionen från värmepumpar lägre. Likaså i det måluppfyllande scenariot med en ytterligare lägre fjärrvärmeefterfrågan ses en lägre produktion från värmepumpar (Mål_Inv, Mål_Sam).

Figur 45 visar att fjärrvärmeproduktion från biomassa i hetvattenpanna minskar över tid för alla grundscenarier men att bioolja ökar något. Samtidigt ökar den industriella spillvärmens kraftigt (mer om detta i avsnitt 5.11).

Figur 46 visar andelen tillförd förnybar energi till fjärrvärmeproduktionen i grundscenarierna. All spillvärme har här räknats in som en förnybar resurs.⁹⁶ I samtliga scenarier ökar den förnybartandelen under den studerade perioden och når 2050 nära 90 procent. En bidragande orsak till den ökande andelen förnybart är antagandet om att avfallet till allt större andel består av biogent material och att fossilandel minskar. Återstående icke-förnybar andel i slutet av perioden härrör från det återstående fossila avfallet och fjärrvärmeproduktionens elanvändning, där framför allt kärnkraftens andel av elmixen drar ner förnybartandelen. För grundscenarierna ger en samhällsekonomisk kalkylränta en något lägre andel förnybart. Anledningen är främst en lägre biobränsleandel i tillförseln för dessa fall.

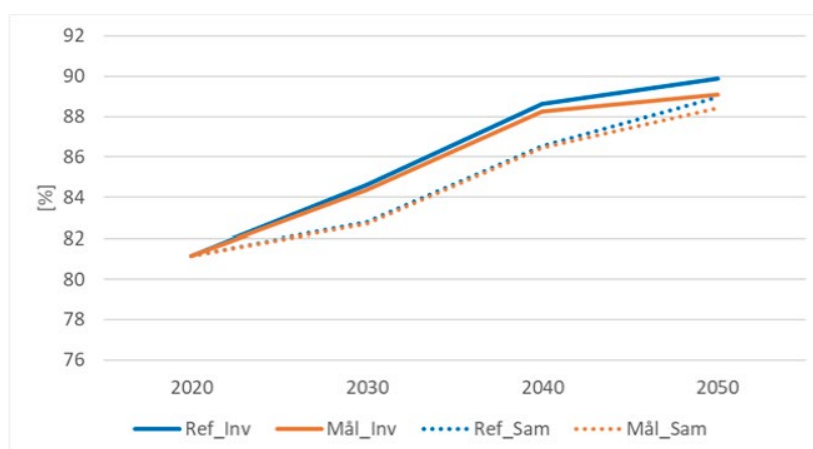
⁹⁶ Givet den under den studerade perioden allt större inslag av spillvärme så får det relativt stor betydelse för förnybartandelen om spillvärme räknas in eller inte.



Figur 44. Fjärrvärme från värmepumpar.



Figur 45. Förnybar fjärrvärme från hetvattenpanna (HVP) samt industriell spillvärme.



Figur 46. Andelen tillförd förnybar energi till fjärrvärmeproduktion för grundscenarier, inklusive spillvärme.

5.8.3 Påverkan av prissättning av negativa utsläpp (känslighetsanalys)

I grundscenarierna har ingen intäkt för negativa koldioxidutsläpp från CCS kopplat till förbränning av biogena resurser antagits exogent (det vill säga negativa utsläpp har inte prissatts i som en del av modellindata). Infångning av biogen CO₂ drivs i grundscenarierna i stället av en efterfrågan på elektrobränslen samt, i det måluppfyllande scenariot, av kravet på netto-nollutsläpp från värmeproduktion från 2045. De investeringar som sker i bio-CCS (inklusive CCS av utsläpp relaterat till biogent avfall) i grundscenarierna kan alltså tolkas som potentialen för tekniken kopplat till just målet om netto-nollutsläpp i värmesektorn.

Eftersom bio-CCS kan bidra inte bara till utsläppsmål inom värmesektorn utan även i andra sektorer såväl som till utsläppsmål i andra länder (genom ”export” av negativa utsläpp), och därigenom potentiellt nå en större potential än vad grundscenarierna indikerar, har en känslighetsanalys kopplat till olika prissättning av negativa utsläpp genomförts. Tre beräkningsfall i vilka olika nivåer för intäkt av negativa utsläpp testats utifrån referensscenariot med investeringsperspektiv (Ref_Inv) har genomförts (dessa benämns NegCO₂_1, NegCO₂_2 och NegCO₂_3). Därutöver har ett ytterligare beräkningsfall som utgår från det måluppfyllande scenariot med investeringsperspektiv (Mål_Inv) genomförts (detta fall benämns NegCO₂_3_M). De olika nivåer för samt anläggningsägarens intäkt av negativa utsläpp från bio-CCS som testats i känslighetsanalysen visas i Tabell 5.

Tabell 5. EU-ETS-pris (EUR/ton CO₂) samt anläggningsägarens intäkt av negativa utsläpp från Bio-CCS i känslighetsanalys.

	Beräkningsfall	2030	2040	2050
EU ETS-pris	Samtliga fall	90	150	180
Intäkt negativa utsläpp från bio-CCS	NegCO ₂ _1	30	50	60
	NegCO ₂ _2	60	100	120
	NegCO ₂ _3 och NegCO ₂ _3_M	90	150	180

Figur 47 och Figur 48 visar de resulterande nivåerna av avskild biogen CO₂ i känslighetsfallen vilka baseras på referensscenario, dels uppdelat på typ av teknik där infångning tillämpas (Figur 47), dels uppdelat på användning av den avskilda koldioxiden (det vill säga CCU eller CCS, se Figur 48).

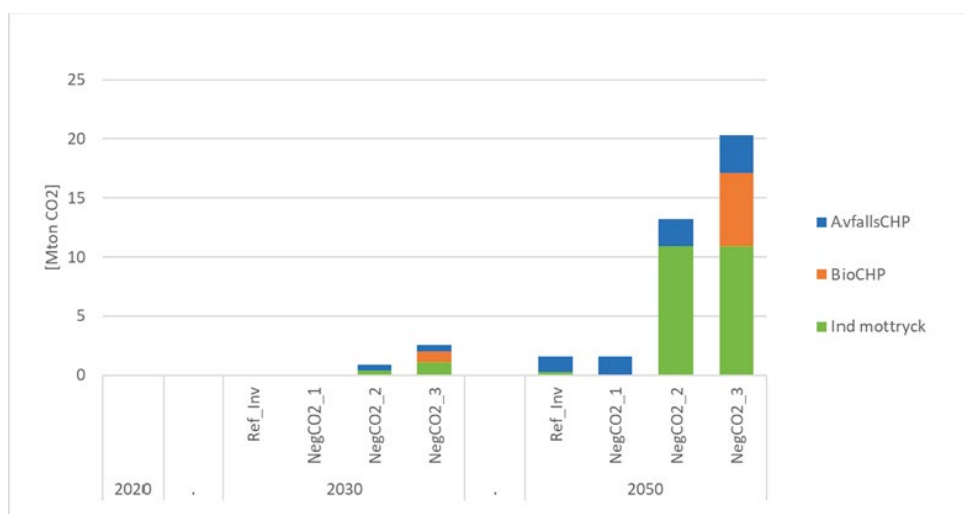
De lägsta testade intäktsnivåerna, som motsvarar 1/3 av EU ETS-priset (fall NegCO₂_1), ger endast marginella skillnader mot grundscenariot (Ref_Inv). Det vill säga intäktsnivån är för låg för att öka potentialen för bio-CCS gentemot grundscenariot.

Vid en intäktsnivå som motsvarar 2/3 av EU ETS-priset (NegCO₂_2) ökar andelen avfalls-kraftvärme som använder CO₂-infångning till cirka 75 procent år 2050. Samtidigt blir även CO₂-infångning kopplat till industriell mottrycksproduktion lönsam. Mängden biogen CO₂ som går till elektrobränsleproduktion (CCU) minskar något i jämförelse med fall med lägre intäktsnivåer och i stället prioriteras i lagringsalternativet.

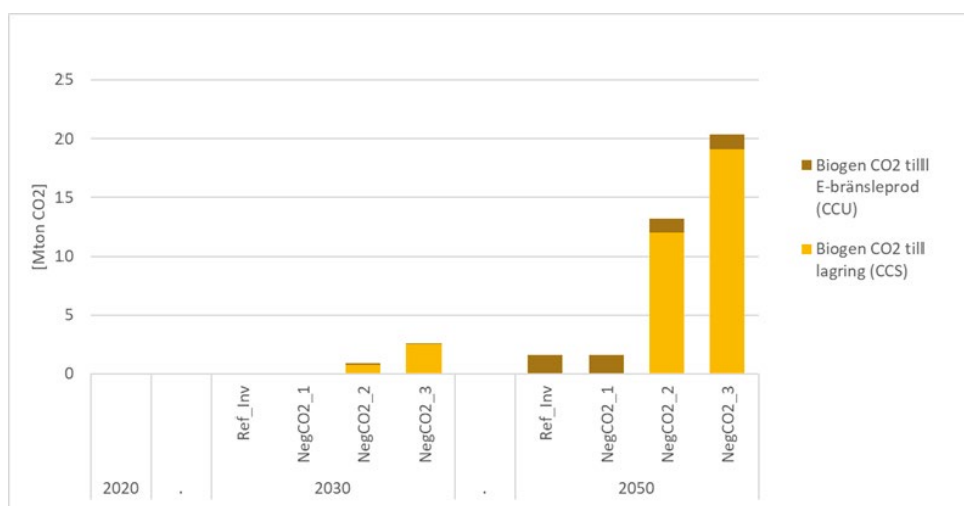
Vid en intäktsnivå som fullt ut motsvarar EU ETS-priset (NegCO₂_3) når andelen avfalls-kraftvärme som använder CO₂-infångning 100 procent. Samtidigt blir även biokraftvärme med CCS kostnadseffektivt. Detta får i sin tur effekten att biokraftvärme används i en högre utsträckning totalt sett än i motsvarande grundscenario och att fjärrvärme mot slutet av den

studerade perioden får en högre marknadsandel på värmemarknaden, se Figur 51 (jämför fall NegCO₂_3 med Ref_Inv).

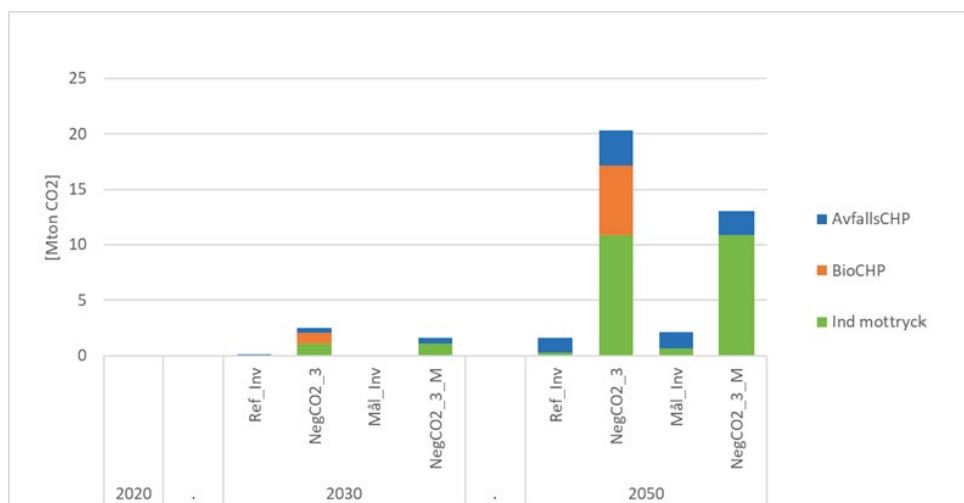
Samma intäktsnivå (en nivå motsvarande EU ETS) med det måluppfyllande scenariot som bas (NegCO₂_3_M) ger inte samma positiva effekt för fjärrvärmen. Trots en ökad betalningsförmåga för biobränsle jämfört med motsvarande grundscenario (Mål_Inv) i fjärrvärmesektorn begränsar de, i detta scenario, antagna effektiviseringskraven möjligheten till ökade marknadsandelar för fjärrvärme så pass starkt att skillnaden för fjärrvärme här blir marginell (Figur 51, jämför NegCO₂_3_M med Mål_Inv). På liknande sätt som i tidigare beskrivet fall ses vid denna intäktsnivå också en kraftig ökning av bio-CCS men det är i detta fall i första hand bio-CCS kopplat till industriell mottrycksproduktion som står för ökningen (Figur 49 och Figur 50).



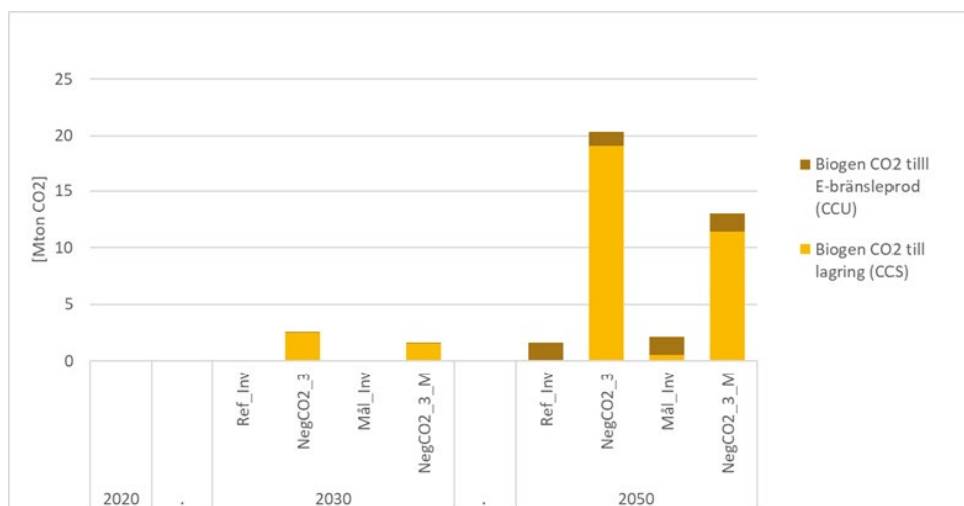
Figur 47. Avskild biogen CO₂ i känslighetsfall baserade på Ref_Inv.



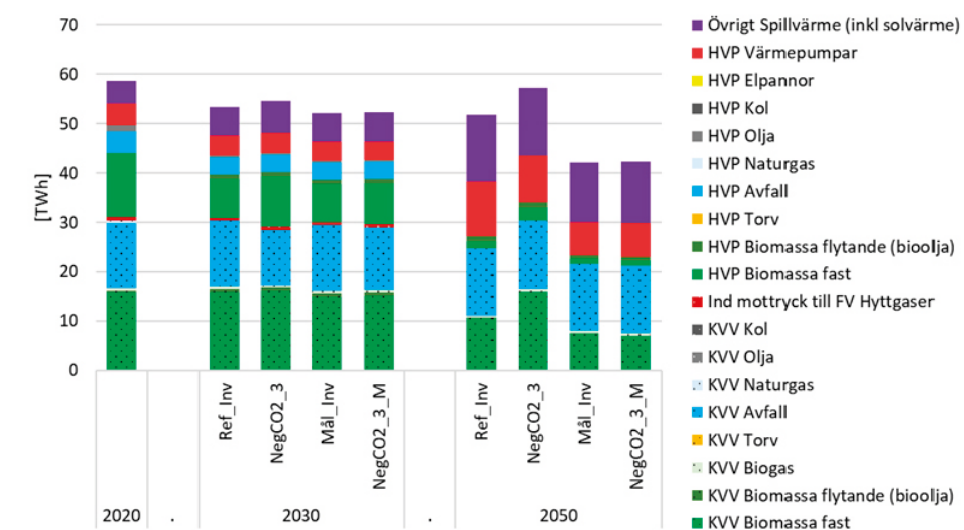
Figur 48. Användning av avskild biogen CO₂ känslighetsfall baserade på Ref_Inv.



Figur 49. Avskild biogen CO₂ i känslighetsfall med högt pris för negativa utsläpp. Känslighetsfallen NegCO_{2_3} och NegCO_{2_3_M} är baserade på Ref_Inv respektive Mål_Inv som också inkluderas i figuren för jämförelse.



Figur 50. Användning av avskild biogen CO₂ i känslighetsfall med högt pris för negativa utsläpp. Känslighetsfallen NegCO_{2_3} och NegCO_{2_3_M} är baserade på Ref_Inv respektive Mål_Inv som också inkluderas i figuren för jämförelse.



Figur 51. Fjärrvärmeproduktion i känslighetsfall med högt pris för negativa utsläpp. Känslighetsfallen NegCO₂_3 och NegCO₂_3_M är baserade på Ref_Inv respektive Mål_Inv som också inkluderas i figuren för jämförelse.

Slutsatser

- Fjärrvärmeleveranserna sjunker i samtliga grundscenarier över tid på grund av bland annat en ökad konkurrens om biobränsleresurser (från bland annat bioraffinaderier) och en ökande grad av värmeeffektivisering i byggnader. Det senare påverkar särskilt mycket i det måluppfyllande scenariot med strikta effektiviseringskrav, men även en samhällsekonomisk kalkylränta ökar effektiviseringsgraden i byggnader jämfört med investeringsperspektivet med högre kalkylräntor.
- I fjärrvärmeproduktionen ses över tid generellt ett större inslag av spillvärme, både högt tempererad industriell spillvärme och lågt tempererad spillvärme som växlas upp med hjälp av värmepump, och mindre biobränslebaserad produktion.
- Det enda fossila bränslet i fjärrvärmeproduktionen på längre sikt i scenarierna är det fossila innehållet i avfall (plast). Plastandelen i avfallet antas i beräkningarna minska genom ökad utsortering, något som i verkligheten kan kräva riktade insatser.
- Den ekonomiska potentialen för Bio-CCS ökar med ökande pris på negativa utsläpp. För referensscenariot får ökad konkurrenskraft för bio-KVV (med CCS) också en positiv effekt på fjärrvärmens konkurrenskraft. Denna effekt ses dock inte i det måluppfyllande scenariot då effektiviseringskraven blir begränsande.

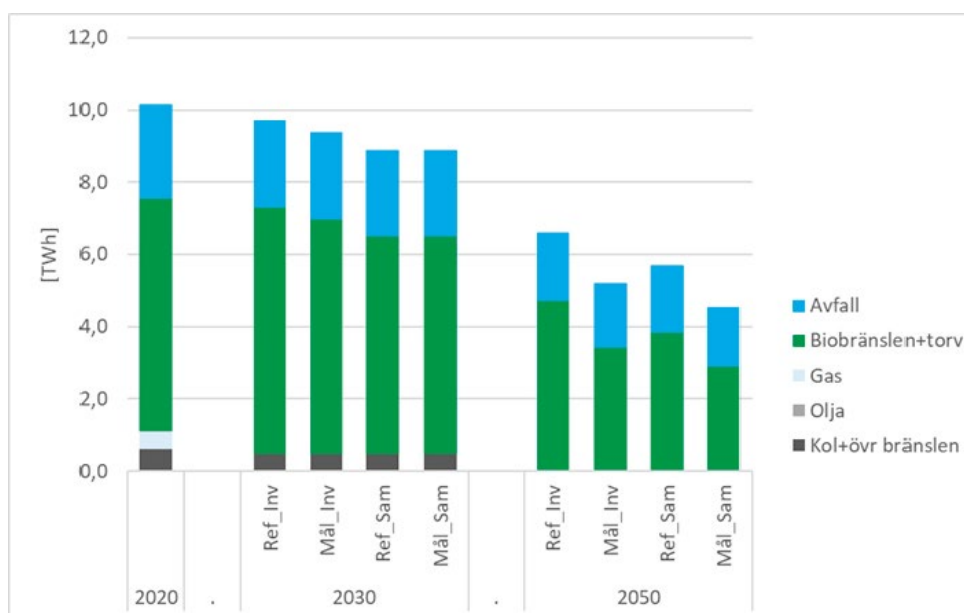
5.9 Kraftvärme

5.9.1 Elproduktion

Figur 52 visar att kraftvärmeverkens bidrag till elproduktionen i modellberäkningarna minskar något till 2030 jämfört med basåret 2020. Fossil bränsleanvändning i kraftvärmeverken fasas gradvis ut medan biobränsleldade och avfallseldade kraftvärmeverk finns kvar men dess elproduktion minskar i omfattning. Till 2050 uppgår minskningen i elproduktion från kraftvärmeverk i fjärrvärmesystemen till mellan 35 och 55 procent i jämförelse med basåret 2020 beroende på scenario. Ökad konkurrens från andra uppvärmningsalternativ än fjärrvärme utgör en viktig orsak till denna minskning, likaså en ökad biobränslekonkurrens och större inslag av andra värmekällor i fjärrvärmemixen, såsom spillvärme och värmepump.

Avfallsbaserad kraftvärme behåller en stor del av sin konkurrenskraft och, som visats i tidigare avsnitt, förblir fjärrvärmeproduktionen från avfallsbaserad kraftvärme på ungefär samma nivå under hela den modellerade perioden. Som en följd av att en ökande andel av avfallskraftvärmeverken investerar i koldioxidavskiljning minskar dock elproduktionen då koldioxidavskiljning försämrar anläggningarnas nettoelverkningsgrad.

Ett samhällsekonomiskt perspektiv ger genomgående något lägre elproduktionsnivåer från kraftvärme än investeringsperspektivet. Den lägre kalkylräntan gör att fjärrvärmerna tappar extra mycket i konkurrenskraft gentemot effektiviseringar och individuella värmepumpar. På liknande sätt ger det måluppfyllande scenariot en lägre fjärrvärmeefterfrågan än referensscenariot vilket ger en lägre elproduktion från kraftvärme.



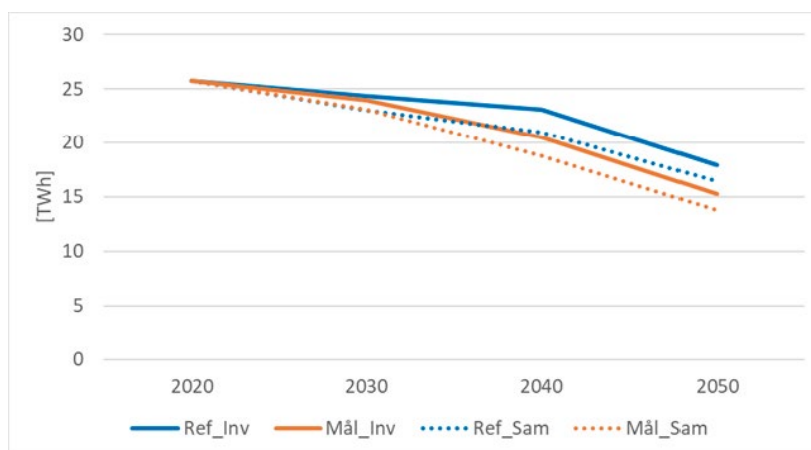
Figur 52. Elproduktionen från kraftvärmeverk i de svenska fjärrvärmesäten, exklusive industrisektor med industriell mottrycksproduktion.

5.9.2 Effekter på primärenergi av kraftvärmeproduktion

Energieffektiviseringsdirektivet anger att primärenergibesparingar från kraftvärme beräknar bränsleåtgången i separat produktion av el (kondensverk) och fjärrvärme (hetvattenpannor) och ställer den mot motsvarande produktion av el och fjärrvärme i kraftvärmeverken (enligt alternativproduktionsmetoden). Ett sådant räknesätt betyder att primärenergibesparingarna från kraftvärme blir förhållandevis stora. Om utgångspunkten är att en given elproduktion i till exempel ett biobränsleeldat kraftvärmeverk sker i ett biobränsleeldat kondensverk med en klart lägre verkningsgrad så blir alltså besparingen stor. När det gäller fjärrvärmeproduktionen så är skillnaden liten eftersom verkningsgraden för den alternativa produktionen, en hetvattenpanna, är mycket hög. I verkligheten skulle man kunna tänka sig att ett bortfall av kraftvärmeproduktion ersätts av en mix av olika typer av värme och elproduktion, inte nödvändigtvis förbränningsbaserade.

Figur 53 visar den beräknade primärenergibesparingen (enligt ovan beskrivet räknesätt) från kraftvärmeproduktion i fjärrvärmesystemet för grundscenarierna. För basåret 2020 beräknas besparingen till cirka 26 TWh för att därefter sjunka i takt med att kraftvärmeproduktionen sjunker (se till exempel Figur 52). 2050 beräknas besparingen till cirka 14–18 TWh beroende av scenario.

Figur 53 visar att även med en samhällsekonomisk kalkylränta skulle inte primärenergi-besparingarna öka jämfört med samma scenario som använder en företagsekonomisk ränta (prickade linjer jämfört med heldragna linjer i samma färg). I stället sker en viss minskning. Anledningen är att den totala fjärrvärmeproduktionen (inklusive kraftvärmen) blir mindre då investeringar söker sig till andra mer (relativt sett) kapitaltunga tekniker (som värme-pumpar och energieffektivisering). Notera här att ”kapitaltung” här syftar på den specifika investeringskostnaden per *samma* mängd levererad (eller besparad) nyttig värme.



Figur 53. Beräknad primärenergi-besparing från kraftvärmeproduktion i jämförelse med motsvarande separat el och värmeproduktion (enligt EU-beräkningsmetod).

Slutsatser

- Kraftvärmebaserad elproduktion minskar över tid i scenarierna. Produktion från fossila bränslen fasas ut och biobränslebaserad kraftvärmeproduktion minskar på grund av bland annat en ökad biobränslekonkurrens. Avfallsbaserad kraftvärme är fortsatt konkurrenskraftig men dess nettoelproduktion minskar på grund av att en stor andel av anläggningarna investerar i koldioxidavskiljning vilket försämrar nettoelverkningsgraden.
- En samhällsekonomisk kalkylränta, liksom krav på energieffektivisering som i det måluppfyllande scenariot, ger en lägre kraftvärmeproduktion än i motsvarande fall med investeringsperspektiv och referensförutsättningar avseende effektivisering. Anledningen är att andra alternativ, till exempel åtgärder för värmeffektivisering, gynnas mer än kraftvärme vid sådana förutsättningar.

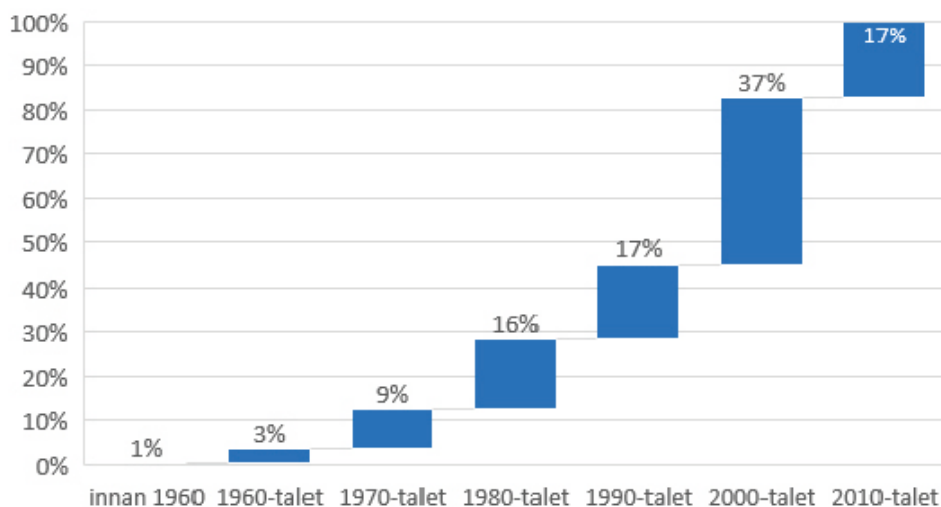
5.10 Effektiviseringar i fjärrvärme- och fjärrkylanäten

Bilaga X punkt 9 (f) efterfrågar en potential av minskningen av värme- och kylförluster från befintliga fjärrvärmenät. Då modellen TIMES-Nordic inte inkluderar specifika åtgärder för att effektivisera distributionen i fjärrvärme- och fjärrkylanät baseras detta avsnitt inte på modellberäkningar utan på en översyn av tidigare gjorda studier.

Det finns begränsat med nyare studier som analyserar potentialen för minskade förluster i fjärrvärme- eller fjärrkylanäten. Tidigare uppskattningar finns dock i rapporten *Heltäckande bedömning av potentialen för att använda högeffektiv kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla*.⁹⁷

⁹⁷ Energimyndigheten (2013b).

Sveriges fjärrvärmenät är relativt nytt (Figur 54). Det är ett modernt nät och det investeras kontinuerligt i det vilket gör att förlusterna är relativt låga.



Figur 54. Utbyggnad av fjärrvärmenätet.

Källa: Energiföretagen.

Dagens fjärrvärme, även kallad tredje generationens fjärrvärme (3GDH) använder uppvärmt vatten som transporteras i rör oftast under marken med en framledningstemperatur mellan 80–100 °C, beroende på utomhustemperaturen, med lägre temperaturer på fjärrvärmevattnet under sommaren och högre temperaturer under vintern. För traditionell fjärrvärme används prefabricerade isolerade stålrör för att transportera fjärrvärmevattnet.

Fjärde generationens fjärrvärme (4GDH) fungerar i princip på samma sätt som traditionell fjärrvärme (3GDH) men använder sig av en lägre temperaturnivå, nya material och ett teknikhushus. I teknikhuset finns en större undercentral placerad och används för att växla ner temperaturen på primära fjärrvärmevattnet på ca 80–100 °C ner till ca 60 °C. Att gå ner i temperaturnivå möjliggör att PEX-rör kan användas som är en typ av plaströr som är flexibel och kostnadseffektiv jämfört med stålrör.⁹⁸

System med lågtempererad fjärrvärme (LTDH) finns installerade i exempelvis Västerås, Linköping och ett område i Kiruna. LTDH liknar 4GDH då båda systemen är dimensionerade för lägre temperaturer, runt 60–70 °C på framledningen och 30–40 °C på returledningen. De LTDH som finns idag förekommer i en blandning av PEX- och stålrör. Simuleringar har visat att 4GDH under rätt omständigheter är kostnadseffektivare än tredje generationens fjärrvärme samt har betydligt mindre förluster. I en simulering för ett område i Kiruna skulle de termiska förlusterna från ett vanligt fjärrvärmenät uppgå till 3,74 Mkr över en femtioårsperiod medan de mer än halverades för 4GDH.⁹⁹

I en annan simulering, i studien *Economic benefits of fourth generation district heating*¹⁰⁰ visar författarna att givet vissa förutsättningar, kan förlusterna minska från 8,4 procent, i ett studerat vanligt fjärrvärmenät till 3,3 procent för ett lågtempererat fjärrvärmenät.

⁹⁸ Fjärde generationens fjärrvärme och samförläggning vid Kiruna stadsomvandling, Wirsenius, M.(2019). <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1375507/FULLTEXT01.pdf>

⁹⁹ Ibid.

¹⁰⁰ Averfalk, Helge & Werner, Sven, 2020. "Economic benefits of fourth generation district heating," Energy, Elsevier, vol. 193(C).

Potentialen för lågtempererade fjärrvärmenät 4GDH/LTDH är emellertid svåra att uppskatta mer konkret. WSP¹⁰¹ har utfört en utredning som tittar på incitament och hinder för lägre temperaturer i befintliga fjärrvärmesystem. Man belyser att fjärrvärmeföretag har generellt ekonomiska incitament att driva utvecklingen mot lägre fjärrvärmesystemtemperaturer, bland annat då det kan öka verkningsgraden i energiomvandlingen och ger möjlighet att ta vara på fler och större spillvärmeströmmar. På kort sikt kan emellertid de ekonomiska incitamenten vara begränsade, till exempel då systemen ofta har en hög andel förbränningsbaserad fjärrvärmeproduktion vilket ger mindre fördelar med lägre temperaturer i näten än med andra värmekällor. Låga incitament på kort sikt innebär en risk för inlåsning i befintliga system. Ytterligare svårigheter ligger i att en sänkning av fjärrvärmesystemets temperaturer kräver temperatursänkningar i anslutna byggnaders system och lönsamheten för fjärrvärmekunden att sänka temperaturen i byggnadens system i många fall är mycket begränsad. Det är generellt effektivare att sänka temperaturen i byggnader med höga temperaturbehov än att sänka temperaturen i all bebyggelse, men det finns i många fall en bristfällig kunskap om fjärrvärmekundernas faktiska temperaturbehov. WSP menar att styrmedel kan användas för att avhjälpa hinder och påskynda en omställning mot lägre temperaturer i näten, och att införandet av temperaturperspektiv i befintliga eller nya styrmedel kan bidra.

5.11 Spillvärme till fjärrvärme

Spillvärme delas här upp i dels industriell spillvärme med hög temperatur som direkt kan användas ut på fjärrvärmenätet och spillvärme i form av restvärme (eller överskottsvärme) med lägre temperaturnivåer som växlas upp av värmepumpar. Den högttempererade spillvärmens benämns för enkelhets skull här för ”industriell spillvärme” även om även de lågtempererade spillvärmekällorna i flera fall kan finnas inom industriella tillämpningar. Användningen av denna (högttempererade) industriella spillvärme i grundscenarierna presenteras i Tabell 6.

Möjligheten att använda spillvärme beror på det geografiska läget av potentiell tillgång på spillvärme och närheten till fjärrvärmenät. Potentialen från konventionella industriella spillvärmekällor har jämförts med resultat från EU-projektet Seenergies¹⁰², som för Sverige sammanställt spillvärmepotentialen från 84 industrisajter. Med antagande om en viss sänkning av den generella temperaturen i fjärrvärmesystem, en ökande grad av intern värmeåtervinning inom industrin, samt en ökad industriproduktion under den modellerade perioden bedöms potentialnivån i modellen vara väl avvägd gentemot Seenergies-projektets uppgifter. Förutsättningarna för modellberäkningar av spillvärme beskrivs närmare i Bilaga A, avsnittet Industriell spillvärme.

Tillgången på industriell spillvärme bygger i modellen dels på en exogent antagen tillgång (Bilaga A), dels på en endogen tillgång som beror av produktion av raffinerade bränslen såsom biodrivmedel. Vad gäller fjärrvärme baserad på spillvärme från traditionell tillverkningsindustri bedöms tillväxtpotentialen vara förhållandevis begränsad. I scenarierna ses för denna del av den spillvärmepotentialen en tillväxt på mellan 0,5–0,7 TWh mellan 2020–2050.

För den andra delen av spillvärmepotentialen som bygger på restvärme (eller överskottsvärme) från bland annat bioraffinaderier visar modellresultaten på en betydligt större tillväxtpotential. I scenarierna ses för denna del av den spillvärmepotentialen en tillväxt

¹⁰¹ Mot lägre temperaturer i befintliga fjärrvärmesystem – en studie om hinder, incitament och styrmedel, WSP Sverige AB (2021) <https://www.wsp.com/sv-se/insikter/sveriges-energisystem>.

¹⁰² <https://www.seenergies.eu/>.

på mellan 6,7–8,2 TWh mellan 2020–2050. Det bör påpekas att osäkerheterna kopplat till dessa resultat är stora, då de bygger på en omfattande utbyggnad av en industrigren som idag är förhållandevis liten. För att belysa en del av dessa osäkerheter och dess relevans för resultaten kring spillvärmepotential, har en känslighetsanalys genomförts vilken redovisas i avsnitt 5.11.1.

Tabell 6. Industriell spillvärme som används i fjärrvärmesektorn i alla grundscenarier. Inom parentes anges den delmängd som kommer från produktion av förnybara raffinerade bränslen (som biodrivmedel).

	2020	2030	2040	2050	Ökning 2020–2050
Ref_Inv	4,7 (0,1)	5,8 (1,0)	10,9 (6,0)	13,5 (8,3)	8,9 (8,2)
Mål_Inv	4,7 (0,1)	5,8 (1,1)	10,7 (5,7)	12,1 (7,0)	7,4 (6,9)
Ref_Sam	4,7 (0,1)	6,4 (1,5)	10,4 (5,5)	12,6 (7,4)	7,9 (7,3)
Mål_Sam	4,7 (0,1)	6,5 (1,6)	10,3 (5,4)	11,9 (6,7)	7,2 (6,7)

Utöver spillvärmepotential med en högre temperatur (enligt ovan) bedöms även en betydande potential finnas kopplat till spillvärmekällor med lägre temperaturer (Tabell 7). Denna värme behöver växlas upp med hjälp av värmepumpar innan den kan användas i fjärrvärmesystemet. En viktig källa för denna typ av värme är och har varit reningsverk. I framtiden kan datahallar och vätgasproduktion från elektrolys komma att utgöra viktiga källor. Spillvärme från vätgasproduktion har förhållandevis hög temperatur (cirka 50 °C¹⁰³) vilket innebär elbehovet för uppvärmning är mindre än för spillvärmekällor med lägre temperaturer. Potentialen för ökad fjärrvärmeproduktion med värmepumpar som använder lågtempererad spillvärme ligger på mellan 3,6 och 7,4 TWh mellan 2020 och 2050 beroende på grundscenario (Tabell 8). Noterbart är att en samhällsekonomisk kalkylränta inte bidrar med ytterligare spillvärme eftersom konkurrensen mot andra tekniker (exempelvis energieffektivisering och individuella värmepumpar) även skulle öka med en lägre ränta.

En närmre titt på fördelningen av ursprunget till den lågtempererade spillvärmes för fjärrvärmeproduktion visas för två av scenarierna (med mest respektive minst spillvärme) i Figur 55. Figuren visar att spillvärme från reningsverk är en viktig resurs i båda fallen men att spillvärme från elektrolysbaserad vätgasproduktion över tid får ökad betydelse, liksom spillvärme från datahallar.

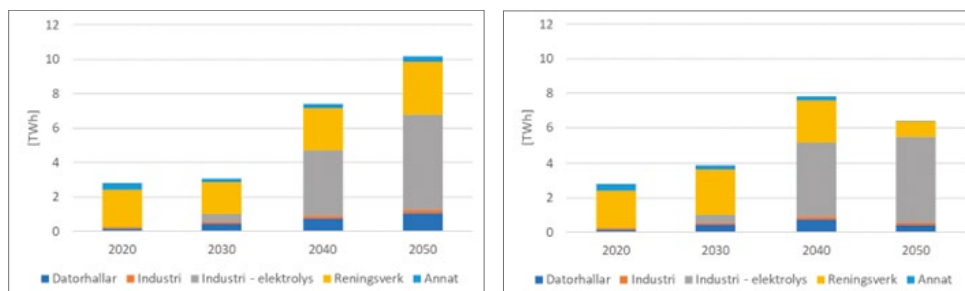
Tabell 7. Lågtempererad spillvärme innan uppgradering med värmepump för alla grundscenarier.

	2020	2030	2040	2050	Ökning 2020–2050
Ref_Inv	1,9	2,2	5,8	8,1	6,2
Mål_Inv	1,9	2,2	5,9	5,5	3,6
Ref_Sam	1,9	2,8	6,5	7,2	5,3
Mål_Sam	1,9	2,8	6,1	5,2	3,4

¹⁰³ Danish Energy Agency (2024).

Tabell 8. Fjärrvärmeproduktion från värmepump baserad på lågtempererad spillvärme för alla grundscenarier.

	2020	2030	2040	2050	Ökning 2020–2050
Ref_Inv	2,8	3,1	7,4	10,2	7,4
Mål_Inv	2,8	3,0	7,5	6,7	3,9
Ref_Sam	2,8	3,8	8,3	9,0	6,2
Mål_Sam	2,8	3,9	7,8	6,4	3,6



Figur 55. Fjärrvärmeproduktionen från värmepumpar som utnyttjar spillvärme med lägre temperaturer, Ref_Inv (till vänster) och Mål_Sam (till höger).

5.11.1 Spillvärme och produktion av förnybara drivmedel (känslighetsanalys)

Som grundscenarierna visade kan spillvärme från produktion av förnybara bränslen/ drivmedel i framtiden utgöra ett potentiellt viktigt inslag i fjärrvärmesektorn. Mängden spillvärme som kan tas tillvara som användbar spillvärme beror av flera faktorer. Detta inkluderar hur stor produktionen av förnybara bränslen är, vilken typ av bränslen som produceras med vilken process och processkonfiguration och hur mycket spillvärme som kostnadseffektivt kan tas emot av fjärrvärmesystemen. Den sistnämnda faktorn beror i sin tur på förutsättningar för andra uppvärmningsalternativ, efterfrågan på fjärrvärme och lokalisering av bioraffinaderierna i förhållande till fjärrvärmesystem.

Den nuvarande fossilbaserade raffinaderisektorn i Sverige exporterar en stor del av sina produkter. Även för en framtida förnybar raffinaderisektor kan exportpotentialen komma att bli en viktig faktor för sektorns tillväxt. Utgående från referensscenariot med investeringsperspektiv (Ref_Inv) har ett antal alternativa modellkörningar gjorts där olika exportpotentialer har testats.¹⁰⁴ Förutsättningarna för inhemsk efterfrågan inte har ändrats.

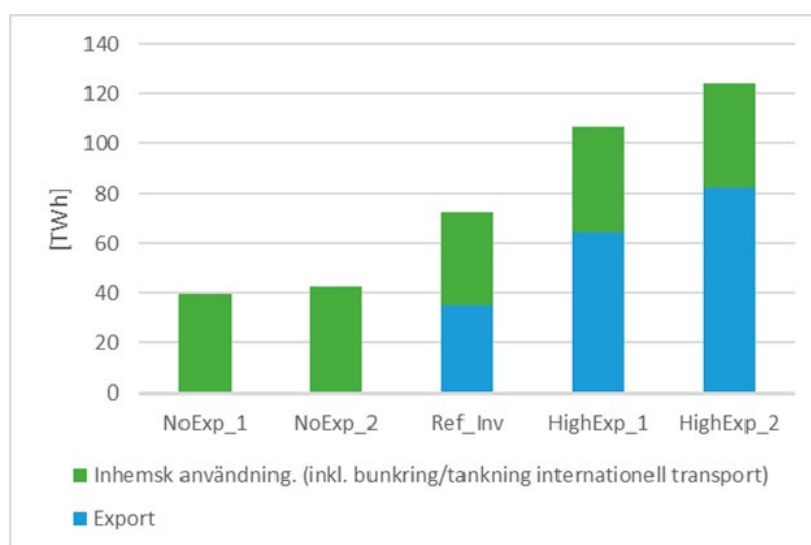
¹⁰⁴ I modellen ansåts en maximal exportpotential till exogent antagna exportpris. Exportpriserna är samma i samtliga fall, medan exportpotentialen varierar mellan en låg nivå (ingen export) i NoExp_1 och NoExp_2; en medelhög nivå i Ref_Inv; och en hög nivå i HighExp_1 och HighExp_2. I modellresultaten kan den totala exporten hamna på maxnivån men också på lägre nivåer.

Utifrån förutsättningarna i Ref_Inv har effekterna av lägre och högre exportpotentialer på spillvärmepotential och även totala fjärrvärmeleveranserna undersökts. Därutöver har vilken typ av bränslen som produceras, och vilka processer som används, varierats mellan beräkningsfallen. Nedan listas de alternativa beräkningsfall (baserat på Ref_Inv) som har modellerats.

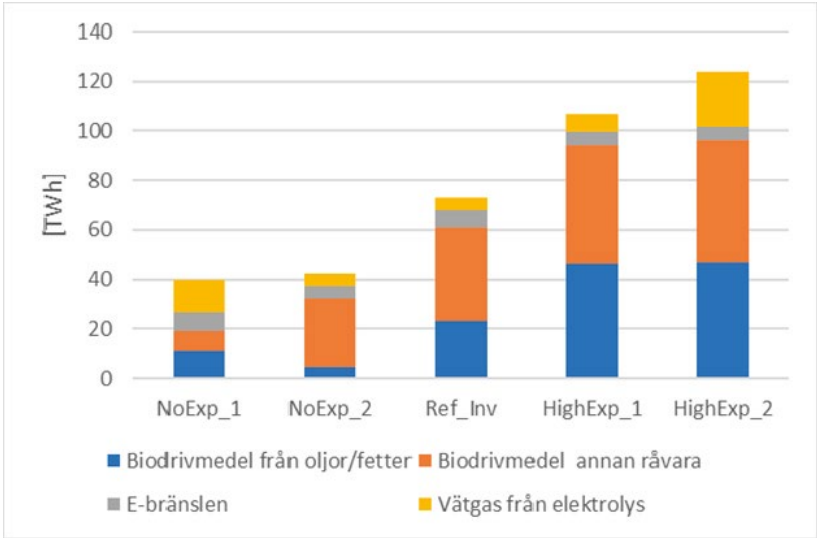
- NoExp_1: Ingen export tillåts. Begränsad utbyggnad av biodrivmedelsproduktion baserad på träråvara.
- NoExp_2: Ingen export tillåts.
- HighExp_1: Stor exportpotential.
- HighExp_2: Stor exportpotential. En antagen sammansättning av exportpotentialen som gynnar förgasningsbaserade produkter (till exempel träråvarubaserad metanol).

Figur 56 och Figur 57 visar total produktion av förnybara raffinerade bränslen för modellår 2050 i beräkningsfallen. I Figur 56 är produktionen uppdelad mellan andel som går till export och andel som används inom landet, och i Figur 57 är den uppdelad på viken typ av bränsle som produceras. Figuren avser modellår 2050. Som framgår av figuren ger de olika beräkningsfallen produktionsnivåer för raffinerade förnybara bränslen som varierar mellan 40 och 120 TWh. Detta som en följd av olika antagna förutsättningar för den framtida exportpotentialen.

Tabell 9 visar exempel på hur mycket spillvärme som genereras i olika produktionsprocesser. Det kan noteras att elektrolys, förgasning och pyrolys är processer som potentiellt kan generera relativt stora spillvärmemängder per producerad ”huvudprodukt”, medan HVO-produktion och hydrotermisk förvätskning i detta exempel genererar betydligt mindre överskottsvärme.



Figur 56. Produktion av raffinerade förnybara bränslen (i huvudsak drivmedel) uppdelat mellan den del som går till export och den del som används inom landet i Ref_Inv och fyra känslighetsanalysfall. Modellår 2050.



Figur 57. Produktion av raffinerade förnybara bränslen (i huvudsak drivmedel) i Ref_Inv och fyra känslighetsanalysfall. Modellår 2050.

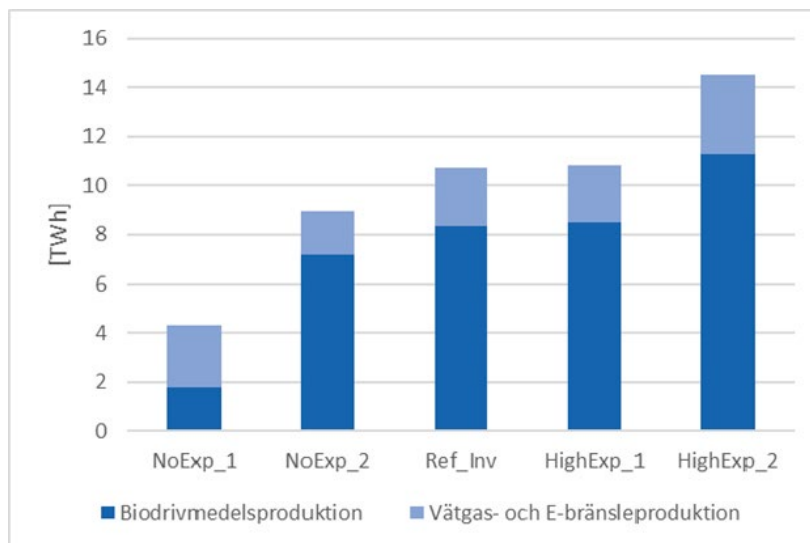
Tabell 9. Exempel på spillvärmeproduktion från olika processer för produktion av förnybara bränslen (Källa: Danish Energy Agency, 2024).

Typ av process	Produkt	Spillvärme (för externt bruk per producerad produkt (MWh_värme/MWh_produk
Elektrolys (ALK)	Vätgas	0,35
Vätebehandling av veg. oljor/fetter	HVO*	0,04**
Förgasning av träråvara	Metanol	0,4
Pyrolys av träråvara	Pyrolysolja	0,4
Hydrotermisk förvätskning (HTL) av träråvara	HTL-olja	0

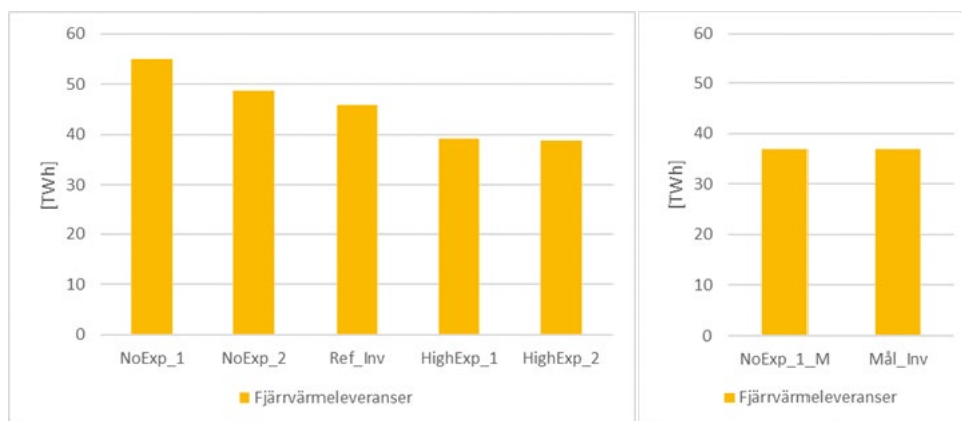
* Även en del andra bränslen som LPG och nafta.

** Inklusiv värme från elektrolys för vätgasbehov.

Den resulterande spillvärmeanvändningen i dessa beräkningsfall, som redovisas i Figur 58, belyser att potentialen för spillvärme från produktion av förnybara raffinerade bränslen (biodrivmedel, vätgas, e-bränslen) beror av produktionsnivå, typ av drivmedel som produceras och produktionsprocess. I jämförelse mellan Figur 57 och Figur 58 framgår att en högre total produktionsnivå generellt ger en högre spillvärmeanvändning. Beroende på vilka produktionsprocesser som används kan dock likvärdiga produktionsnivåer (som till exempel NoExp_1 och NoExp_2) ge väldigt olika spillvärmenivåer, samtidigt som olika produktionsnivåer (som till exempel Ref_Inv och High_Exp_1) kan ge likvärdiga spillvärmenivåer. Anledningen är alltså olika inslag av produktionsprocesser som ger höga respektive låga nivåer av överskottsvärme. Till exempel har NoExp_2 ett betydligt större inslag av förgasning och pyrolys (med hög spillvärmeproduktion) än NoExp_1 som i stället har en högre andel HVO-produktion (med låg spillvärmeproduktion).



Figur 58. Spillvärme som används i fjärrvärmesektorn från produktion av raffinerade förnybara bränslen (i huvudsak drivmedel) i Ref_Inv och fyra känslighetsanalysfall. Modellår 2050.



Figur 59. Till vänster: fjärrvärmeleveranser i Ref_Inv och fyra känslighetsanalysfall. Till höger: komplett jämförelse där förutsättningar enligt NoExp_1 har testats för det måluppfyllande scenariot Mål_Inv. Modellår 2050.

Medan höga produktionsnivåer för biodrivmedel kan innebära goda förutsättningar för ökad spillvärmetillgång inom fjärrvärmesystemen, innebär det generellt också en ökad konkurrens om biobränsleresurser. Som nämnts i tidigare avsnitt innebär en ökad konkurrens om biobränsleresurser en betydande utmaning för fjärrvärmesektorn. Detta framgår också av här genomförda beräkningsfall.

Figur 59 (till vänster) visar fjärrvärmeleveranserna för Ref_Inv och de fyra känslighetsanalysfallen. Som framgår minskar fjärrvärmeleveranserna generellt med en ökad produktionsnivå av förnybara raffinerade bränslen. Särskilt påverkas fjärrvärmerna i de fall där träråvarubaserad biodrivmedelsproduktion får stort utrymme. Bäst förutsättningar för fjärrvärmerna ses i NoExp_1-fallet som endast har en mindre träråvarubaserad produktion biodrivmedelsproduktion.

Ovanstående analys har gjorts baserat på referensscenariot, det vill säga utan de måluppfyllande kraven som inkluderas i det måluppfyllande scenariot. En kompletterande analys visar emellertid att om de målkraften från det måluppfyllande scenariot Mål_Inv inkluderas i NoExp_1, pressas fjärrvärmeleveranserna ner till samma nivåer som Mål_Inv-fallet, se Figur 59 (till höger). Det vill säga en lägre konkurrens om biobränsle är inte tillräckligt för att öka fjärrvärmeleveranserna om de antagna strikta effektiviseringskraven enligt det måluppfyllande scenariot införs.

Slutsatser

- Grundscenarierna visar på en betydande potential för ökad användning av industriell spillvärme inom fjärrvärmesektorn. En framtida förnybar raffinaderisector kan komma att utgöra en viktig källa.
- Datorhallar och elektrolysbaserad vätgasproduktion kan bli viktiga källor för lågtempererad spillvärme, vilken i kombination med värmepump, kan användas i fjärrvärmesektorn.
- Det finns ett flertal osäkra faktorer kring den framtida potentialen för spillvärme från produktion av förnybara raffinerade bränslen. Viktiga faktorer som påverkar spillvärmepotentialen inkluderar hur stor tillväxt denna typ av produktion kommer att få, var den lokaliseras (i förhållande till fjärrvärmesystem), vilka bränslen som produceras och vilka processer/processkonfigurationer som används. En stor framtida produktion av biodrivmedel kan innebära goda förutsättningar för ökad spillvärmetillgång för fjärrvärmesektorn, men innebär generellt också en ökad konkurrens om biobränsleresurser vilket minskar fjärrvärmens konkurrenskraft.

5.12 Fjärrkyla

Leveranserna av fjärrkyla ökar markant under den modellerade perioden, från ca 1 TWh år 2015 till ca 2,3 TWh år 2050 för referensscenariot (Ref_Inv, Ref_Sam), se Figur 60. För måluppfyllande scenariot (Mål_Inv, Mål_Sam) ses en lägre tillväxt och fjärrkylaleveranserna når ca 1,7 TWh år 2050. Den lägre tillväxten är en följd av effektiviseringskraven i scenariot vilka, på grund av använda primärenergifaktorer (se Bilaga A), gynnar individuella kylalösningar i byggnaderna. En samhällsekonomisk kalkylränta har ingen större inverkan på utbyggnaden. Utvecklingen i modellen drivs av ett generellt ökat kylbehov på grund av nybyggnation, en antagen utveckling med större andel kyld area samt även ett antagande om ett varmare klimat i framtiden (se Bilaga A för ytterligare information).

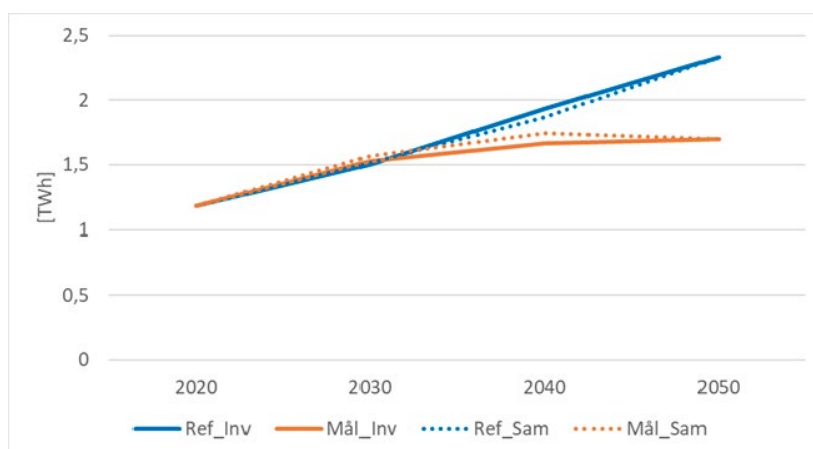
Marknadsandelen för fjärrkyla för lokalers komfortkyla visar i referensscenariot en måttlig ökning från cirka 23 procent år 2020 till cirka 27 procent år 2050. Ökande kostnad för distribution i takt med att fjärrkylan expanderar till områden med glesare efterfråga på kyla är den faktor som i modellen hindrar en ytterligare, kostnadseffektiv, ökning av fjärrkylandel. För måluppfyllande scenariot minskar marknadsandelen till cirka 18 procent år 2050.

Figur 61 visar olika alternativ av fjärrkylaproduktion i grundscenarier. Att använda frikyla från sjöar eller andra vattendrag är ett fördelaktigt sätt att producera fjärrkyla och i modellresultaten byggs alternativet ut i den utsträckning som tillåts i modellbeskrivningen. Även att använda kyla från värmeproducerande värmepumpar i fjärrvärmesektorn är en stor utsträckning ett kostnadseffektivt alternativ, som dock är sammankopplat till och begränsat av potentialen för lämplig värmepumpskapacitet. Absorptionskyla¹⁰⁵ och kompressorkyla

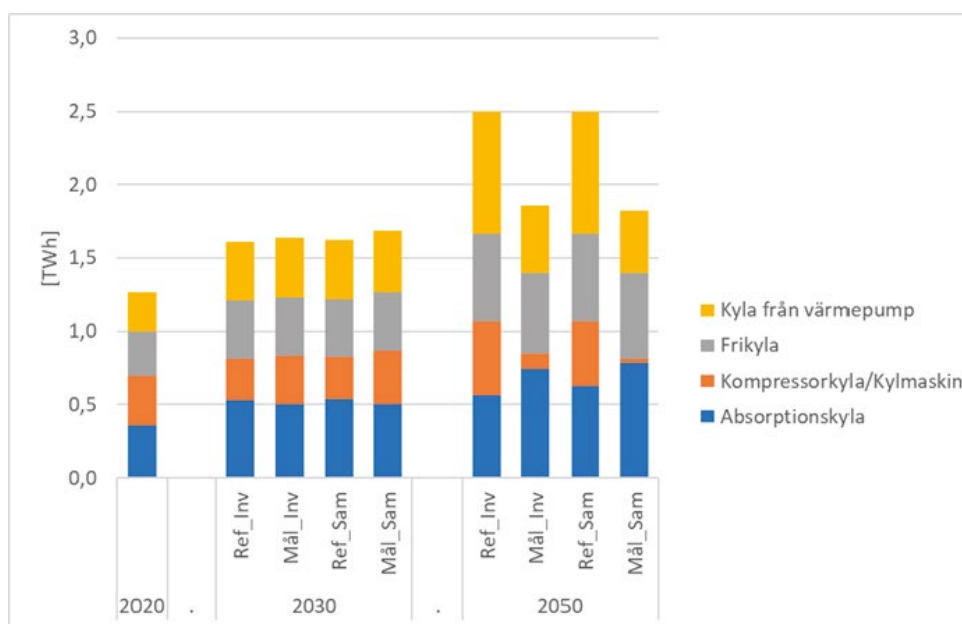
¹⁰⁵ Absorptionskyla använder fjärrvärme för att driva kylprocessen. Tillgång på billig fjärrvärme gör därför absorptionskyla mer lönsamt.

är alternativ som har få tekniska potentialbegränsningar. I grundscenarierna finns en relativt god tillgång till billig fjärrvärme under sommarsäsongen, bland annat från spillvärmekällor. Detta medför förhållandevis höga andelar för absorptionskyla i scenarierna. Detta syns särskilt i måluppfyllande scenariot där efterfrågan på fjärrvärme från byggnader är lågt på grund av de ålagda effektiviseringskraven, och tillgången på värmeresurser, till exempel spillvärmekällor, för kylproduktion därför ökar. I måluppfyllande scenariot ses å andra sidan en mindre användning av kyla från värmepump än i referensscenariot. Också detta är en följd av den låga fjärrvärmeefterfrågan i byggnader och den mindre utbyggnaden av värmepumpskapacitet inom fjärrvärmesystemet som är en följd av detta.

Det bör påpekas att, liksom för fjärrvärme, har modellen en aggregerad beskrivning av fjärrkyla på Sverige-nivå. Speciella förutsättningar som kan gynna den ena eller andra lösningen på lokal nivå fångas därmed inte.



Figur 60. Fjärrkylaleveranser för alla grundscenarier.



Figur 61. Fjärrkylaproduktion i grundscenarier.

Slutsatser

- Fjärrkylaleveranser ökar över tid i scenarierna, men betydligt långsammare i det måluppfyllande scenariot än i referensscenariot. Den lägre tillväxten i det senare fallet är en följd av effektiviseringskraven i scenariot vilka, med använda primärenergifaktorer, gynnar individuella kylalösningar i byggnaderna.
- Frikyla och spillkyla från samtidig värmeproduktion i värmepump är exempel på kostnadseffektiva fjärrkylalösningar som väljs i första hand i modellberäkningarna. Stora spillvärmeunderlag i kombination med minskad fjärrvärmeefterfrågan ger goda förutsättningar för en ökad andel absorptionskyla i fjärrkylaproduktionsmixen.

6 Potentiella nya strategier och politiska åtgärder

Detta kapitel svarar på artikel 25 bilaga X del IV punkt 11 i EED:

11. En översikt över nya lagstiftningsåtgärder och andra politiska åtgärder för att infria den ekonomiska potential som fastställts i enlighet med punkterna 9 och 10 (kapitel 5) [...]

6.1 Potentiella åtgärder

6.1.1 Inkludering av en lokaliseringsaspekt i lagen om kostnadsnyttoanalys

Den 13 maj 2014 trädde lagen (2014:268) om vissa kostnads-nyttoanalyser på energiområdet i kraft. Lagen syftar till att främja en effektiv energiförsörjning. Lagen innehåller bestämmelser om att kostnads-nyttoanalyser ska utföras för att utreda potentialen för användning av hög-effektiv kraftvärme, fjärrvärme eller fjärrkyla och spillvärme från industrin.

Lagen kommer att behöva revideras i enlighet med nya krav från EED till att omfatta fler aktörer samt lägre trösklar. Energimyndigheten har föreslagit att i samband med denna revidering så bör lagen kompletteras med en lokaliseringsaspekt för att aktörer även ska behöva ta hänsyn till om de kan lokalisera sig på en mer lämplig geografisk plats för att maximera avsättningen för eller inköp av spillvärme. Bakgrunden till Energimyndighetens förslag är att de framtida potentialerna för spillvärme anses stora i och med nya industrisatsningar med gröna förtecken, vilket inkluderar produktion av vätgas genom elektrolys samt produktion av biodrivmedel.¹⁰⁶

6.1.2 Regionala värme- och kylplaner

En förutsättning för att kunna ta tillvara på så mycket spillvärme som möjligt är att det sker en tidig samverkan mellan energibolag och industrier samt med andra aktörer som kan nyttja eller leverera spillvärme. En möjlighet till tidig samverkan ligger i implementeringen av EDD artikel 25 (6) där alla kommuner över 45 000 invånare ska ta fram lokala värme- och kylplaner inklusive hur målen om klimatneutralitet kan uppnås. För att även kunna inkludera mindre orter och hitta samverkansformer mellan kommuner, exempelvis hopkoppling av fjärrvärmesystem, föreslår Energimyndigheten att de lokala värme- och kylplanerna som ska tas enligt EDD artikel 25 (6) ska kompletteras med regionala värme- och kylplaner. Bakgrunden till förslaget är att bedömningen att det skulle främja ett större helhetsperspektiv och möjliggöra en högre grad av sektorskoppling. Energimyndigheten föreslår att dessa planer inkluderas i de kommunala energiplaner som arbetas fram som ett led i att skapa förutsättningar för elektrifieringen.

¹⁰⁶ Energimyndigheten (2023a).

6.1.3 Fortsatta satsningar på bio-CCS

Energimyndigheten föreslår att Sverige fortsätter att satsa på och utreda möjligheterna för bio-CCS. Utsläppen inom kraftvärme och värmeproduktion i Sverige är till stor del biogena, vilket utgör en potential för negativa utsläpp. Vidare är möjligheten att applicera CCS inom kraftvärme- och värmeverk förhållandevis goda. Satsningar på bio-CCS är även en förutsättning för att nå målen om negativa utsläpp efter 2045.

Det finns i nuläget stort intresse för bio-CCS bland kraft- och fjärrvärmeaktörer. Det pågår ett antal bio-CCS projekt i Sverige i olika stadier mot förverkligande och branschen har gjort åtaganden om fossilfrihet och att bidra med negativa utsläpp. Inom ramen för Klimatklivet har flera CCS-projekt fått stöd, bland annat för förstudier. Energimyndigheten har utsetts till nationellt centrum för koldioxidavskiljning och lagring och nyligen har EU-kommissionen godkänt ett statligt stödprogram för bio-CCS i form av omvända auktioner, och den första auktionsrundan hålls under hösten 2024.

6.1.4 Värna kraftvärmen

Kraftvärmen är viktig för det svenska energisystemet med sitt bidrag till både uppvärmning och elproduktion. Kraftvärme har den positiva egenskapen att den har sin största värme- och elproduktion under vintern när också behovet är som störst. Med sin ofta centrala placering sker elproduktionen nära elanvändarna vilket minskar behovet av transmissions- och distributionsledningar. Kraftvärmen kan också bidra till stabiliteten i elnäten samt till att minska lokala effektbristsituationer.

Kopplat till energisystemet finns en rad olika styrmedel som träffar kraftvärmen så som beskattning av insatsbränslen, fastighetsbeskattning, stöd till andra förnybara energislag som konkurrerar med kraftvärmen osv men även frågan om kraftvärmen får (tillräckligt) betalt för att tillhandahålla systemstödtjänster. För att på ett effektivt sätt kunna värna kraftvärmen och dess positiva egenskaper föreslår Energimyndigheten att styrmedlen som påverkar kraftvärmen följs upp och att det analyseras vilken den samlade effekten är och att det vid behov kan genomföras förändringar.

6.1.5 Minska fossila innehållet i avfall

Användningen av avfall för energiåtervinning har ökat under 2000-talet. Modellresultaten visar också att det fossila bidraget i fjärrvärmeproduktionen kommer från den fossila delen av avfallet. Både det nationella avfallet och det importerade avfallet innehåller fossila delar, det kan dock konstateras att det importerade avfallet har en högre andel fossilt än det nationella. Den svenska avfallskraftvärmen är idag relativt beroende av import av avfall varför ett styrmedel som minskar avfallsimporten skulle kunna leda till andra negativa effekter.

För att kunna åtgärda problemet med fossilt avfall behöver sammansättningen av det avfall som används för förbränning förändras. Detta är inte ett problem som man in första hand kommer åt genom åtgärder i energisektorn utan styrningen behöver snarare riktas mot de aktörer som har rådighet för uppkomsten av avfallet.

Energimyndigheten har på uppdrag av regeringen utrett och föreslagit styrmedel för CCS. Ett av de styrmedlen som här förespråkades kan ses som en form av utvidgat producentansvar för plast och skulle möjliggöra stöd för CCS/CCU eller andra lösningar som minskar utsläppen från avfallsförbränning.¹⁰⁷

¹⁰⁷ Energimyndigheten (2023d).

Referenser

- Averfalk, Helge & Werner, Sven, 2020. Economic benefits of fourth generation district heating, *Energy*, Elsevier, vol. 193(C).
- Averfalk, H. et al. (2017). Large heat pumps in Swedish district heating systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79, 1275–1284.
- Avfall Sverige, Svensk avfallshantering 2023.
<https://www.avfallsverige.se/aktuellt/nyheter/har-ar-svensk-avfallshantering-2023/>
- Bertelsen och Mathiesen (2020), EU-28 Residential Heat Supply and Consumption: Historical Development and Status, *Energies*, 13(8): 1894. DOI:10.3390/en13081894.
- Danish Energy Agency, 2024, Technology Data for Renewable Fuels.
<https://ens.dk/en/our-services/technology-catalogues/technology-data-renewable-fuels>
- Danish Energy Agency (2021), Technology data for Renewable Fuels, <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-renewable-fuels>
- Energiforsk (2015), *Regionala fjärrvärmesamarbeten – Drivkrafter och framgångsfaktorer*, Fjärrsyn, rapport 2015:102.
- Energiforsk. <https://energiforsk.se/program/klimatforandringarnas-inverkan-pa-vattenkraften/>
- Energiföretagen (2024a), Fjärrvärmestatistik, Tillförd energi, Tillförd energi till kraftvärme och fjärrvärmeproduktion och fjärrvärmeleveranser 2023 (Excel fil), <https://www.energiforetagen.se/statistik/fjarrvarmestatistik/tillford-energi/> (hämtat 25 september 2024).
- Energiföretagen (2024b), Fjärrvärmestatistik, Tillförd energi, <https://www.energiforetagen.se/statistik/fjarrvarmestatistik/tillford-energi/> (hämtat 25 september 2024).
- Energiföretagen (2023), Fjärrkylestatistik. Fjärrkylestatistik – Energiföretagen Sverige ([energiforetagen.se](https://www.energiforetagen.se)) (hämtat 2024-09-16)
- Energigas Sverige (2018), *Biogasandelen i det svenska gassystemet för uppvärmning*, Odaterat PM till Boverket (december 2018).
- Energimarknadsinspektionen (2023), *Sveriges el- och naturgasmarknad 2022*, Ei R2023:12, s. 92.
- Energimyndigheten (2024a), Energiläget i siffror 2024. <http://www.energimyndigheten.se/statistik/energilaget/> (hämtat 2024-08-07).
- Energimyndigheten (2024b), Industriklivet. <https://www.energimyndigheten.se/forskning-och-innovation/forskning/industri/industriklivet/> (hämtat 2024-08-07).
- Energimyndigheten (2024c), Energistatistik i flerbostadshus, småbostadshus och lokaler 2024. <https://www.energimyndigheten.se/statistik/officiell-energistatistik/tillforsel-och-anvandning/energistatistik-for-smahus-flerbostadshus-och-lokaler/> (hämtat 2024-08-07).
- Energimyndigheten (2024d), Energiindikatorer i siffror 2024.
- Energimyndigheten (2024e), *Effektiv användning av energi, effekt och resurser – För att underlätta elektrifieringen 2024*, ER 2024:03.
- Energimyndigheten (2023a), Förslag till en fjärrvärme och kraftvärmestrategi – slutleverans: förslag till en strategi för en långsiktigt hållbar utveckling av fjärr- och kraftvärmesektorn, del 2 av 2.

Energimyndigheten (2023b), *Scenarier över Sveriges energisystem 2023: med fokus på elektrifieringen 2050*, ER 2023:07.

Energimyndigheten (2023c), Årlig energistatistik (el, gas och fjärrvärme).

Energimyndigheten (2023d), *Styrmedel för CCS och CCU – Avskiljning och lagring respektive användning av koldioxid*, ER 2023:26. <https://www.energimyndigheten.se/4af869/globalassets/klimat--miljo/elektrifiering/styrmedel-for-ccs-och-ccu.pdf>

Energimyndigheten (2023e), Uppdaterade långsiktiga scenarier 2023 – Bakgrund och viktiga förändringar i resultaten för elsystemet 12 december 2023.

Energimyndigheten (2020), Heltäckande bedömning av potentialen för uppvärmning och kylning: underlag för rapportering enligt art.14.1 i energieffektiviseringsdirektivet (2012:27:EU)

Energimyndigheten 2016, *Produktionskostnader för vindkraft i Sverige*, ER 2016:17.

Energimyndigheten (2013a), *Princip för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion*, ER 2013:09.

Energimyndigheten (2013b), *Heltäckande bedömning av potentialen för att använda högeffektiv kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla*, ER 2013:24.

Energinyheter (2023), Göteborg energi tar jättekliv mot klimatomställning. Göteborg energi tar jättekliv mot klimatomställning | ENERGINyheter.se (hämtat 2024-09-16)

Europaparlamentets och Rådets Direktiv (EU) 2024/1275 av den 24 april 2024 om byggnaders energiprestanda (omarbetning).
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401275

European Commission, European Performance of Buildings Directive.
https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/energy-performance-buildings-directive_en

European Council, RefuelEU aviation initiative: Council adopts new law to decarbonise the aviation sector. <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/10/09/refueleu-aviation-initiative-council-adopts-new-law-to-decarbonise-the-aviation-sector/>

European Union 2023/0042 (COD).
<https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-29-2024-INIT/en/pdf>

Fjärde generationens fjärrvärme och samförläggning vid Kiruna stadsomvandling, Wirsenius, M. (2019)

Fossilfritt Sverige (2019), Färdplan för fossilfri konkurrenskraft – Uppvärmningsbranschen. <https://fossilfritt sverige.se/roadmap/uppvarmningsbranschen/> (hämtat 2020-10-28).

Hagberg, M; Löfblad, E., 2024. Scenarier för transportsektorns utveckling till 2030 och 2045. Energiforsk Rapport. 2024:993. <https://energiforsk.se/program/2030-pusslet-sa-nar-vi-transportmalet/rapporter/scenarier-for-transportsektorns-utveckling-till-2030-och-2045/>

Heat Roadmap Europe (2020), Resources by country – Country heat maps and atlases. <https://heatroadmap.eu/resources-by-country/> (hämtat 2020-11-11).

Länsstyrelserna (2020), Förutsättningar för en trygg elförsörjning – slutrapport till regeringen avseende ärende I2019/01614/E. Slutrapport länsstyrelsernas regeringsuppdrag om Trygg elförsörjning (lansstyrelsen.se) (hämtat 2024-09-24)

Naturvårdsverket (2024a), Vägledning stationära anläggningar, Verksamheter som omfattas. <https://www.naturvardsverket.se/vagledning-och-stod/utslappshandel/stationara-anlaggningar/verksamheter-som-omfattas/> (hämtat 2024-09-19).

Naturvårdsverket (2024b), El och fjärrvärme, utsläpp av växthusgaser. El och fjärrvärme, utsläpp av växthusgaser (naturvardsverket.se) (hämtat 2024-09-16)

Naturvårdsverket (2024c), Import och export av avfall. Import och export av avfall (naturvardsverket.se) (hämtat 2024-09-16)

Qvist S. (2020), Modellering av svensk elförsörjning – Teknisk underlagsrapport. <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1451098/FULLTEXT01.pdf>

Polska regeringens ”Energy Policy of Poland until 2040 (EPP2040)”. <https://www.gov.pl/web/climate/energy-policy-of-poland-until-2040-epp2040>

Profu (2023), ”Uppdaterat högelscenario 2023 – beräkningar med TIMES-Nordic-modellen, Några kortfattade observationer”, rapport till Energimyndigheten.

Profu (2017), *Analys av den förnybara energiandelen i avfall till förbränning*.

Profu (2018), ”Teknisk-ekonomisk kostnadsbedömning av solceller i Sverige”, studie på uppdrag av Energimyndigheten.

Profu (2016). Modellutveckling av bostads- och servicesektorn – implementering i TIMES-Nordic.

Proposition 2013/14:187, *Reglerat tillträde till fjärrvärmenäten*.

Regeringen (2024), Sveriges uppdaterade nationella energi- och klimatplan för 2021–2030. <https://www.regeringen.se/48edd1/globalassets/regeringen/dokument/sveriges-integrerade-nationella-energi-och-klimatplan-enligt-forordning-eu-2018-1999.pdf> (hämtat 2024-09-24).

Regeringsbeslut KN2024/00724, *Uppdrag att analysera behovet av ett förstärkt kundskydd på fjärrvärmemarknaden*.

Regeringsbeslut KN2024/01304, *Uppdrag att fastställa metoder och definitioner enligt direktivet om byggnaders energiprestanda*.

Regeringsbeslut KN2024/01430, *Ändring av regleringsbrev för budgetåret 2024 avseende Statens energimyndighet*. Energimyndighetens dnr RU2024-00080.

Regulation (EU) 2023/851 of the European Parliament and of the Council of 19 April 2023 amending Regulation (EU) 2019/631 as regards strengthening the CO₂ emission performance standards for new passenger cars and new light commercial vehicles in line with the Union’s increased climate ambition. <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/851/oj>

Regulation (EU) 2023/1805 of the European Parliament and of the Council of 13 September 2023 on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport, and amending Directive 2009/16/EC. <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/1805/oj>

sEEnergies, <https://www.seenergies.eu/>

SFS nr: 2024:626, *Förordning om statligt stöd till avskiljning, transport och geologisk lagring av koldioxid med biogent ursprung*.

Skogsindustrierna (2024), Här finns våra medlemmar. <https://www.skogsindustrierna.se/om-oss/medlemmar/karta/> (hämtat 2024-08-07).

SKVP (2024), Värmepumpsförsäljning. <https://skvp.se/aktuellt-o-opinion/statistik/varmepumpsforsaljning> (hämtat 2024-08-07).

SOU 2020:4, Klimatpolitiska vägvalsutredningen, *Vägen till en klimatpositiv framtid*.

SOU 2019:63, Biogasmarknadsutredningen, *Mer biogas! För ett hållbart Sverige*.

Stockholm Exergi (2024a), *Stockholm Exergi och Microsoft tecknar världens hittills största avtal för permanenta minusutsläpp*. (hämtat 2024-08-07)

Stockholm Exergi (2024b), *Stockholm Exergi säljer permanenta minusutsläpp för 500 miljoner kronor*. (hämtat 2024-08-07)

Svebio (2023a), Biokraft 2023. (<https://www.svebio.se/wp-content/uploads/2023/11/biokraftkartan2023print.pdf>).

Svebio (2023b), Biovärme 2023. (www.mynewsdesk.com/se/svebio/documents/biovarmekartan-2024-dot-pdf-438999).

Svensk plaståtervinning (2023), *Fördubbling av plaståtervinningen med Site Zero. Förddubbling av plaståtervinningen med Site Zero – Svensk Plaståtervinning* (svenskplastatervinning.se) (hämtat 2024-09-16)

Sveriges riksdag, Budgetpropositionen för 2024. https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/proposition/budgetpropositionen-for-2024_hb031/

Sveriges uppdaterade nationella energi- och klimatplan är beslutad för 2021–2030. <https://www.regeringen.se/artiklar/2024/07/sveriges-uppdaterade-nationella-energi--och-klimatplan-ar-beslutad/>

Tekniska verken (2024), *Framtidens sorteringsanläggning tar form på Gästad. Framtidens avfallssortering i Linköping – Tekniska verken* (hämtat 2024-09-16)

Tidningen Energi (2023), *Här är energibolagen som satsar på bio-CCS*. <https://www.energi.se/artiklar/2023/juni-2023/har-ar-energibolagen-som-satsar-pa-bio-ccs/> (hämtat 2024-08-07).

Tidningen Energi (2022a), *El, värme, & kyla, Ett magasin från Energiföretagen, Artiklar, Luleå laddar för den industriella omställningen*, <https://www.energi.se/artiklar/2022/september-2022/lulea-laddar-for-den-industriella-omstallningen/> (hämtat 25 september 2024).

Tidningen Energi (2022b), *Jämtkraft miljardsatsar på ny kraftvärme. Jämtkraft miljardsatsar på ny kraftvärme* (energi.se) (hämtat 2024-09-16)

Tidningen Energi (2022c), *Därför byggs Gävles fjärrvärme ihop med Sandviken*. <https://www.energi.se/artiklar/2022/april-2022/darfor-byggs-gavles-fjarrvarmenat-ihop-med-sandviken/> (hämtat 2024-08-07).

Tidningen Energi (2021), *Här sorteras 18 000 ton plast ut ur avfallet. Här sorteras 18 000 ton plast ut ur avfallet* (energi.se) (hämtat 2024-09-16)

Tyska regeringens reviderade energipolitiska mål från 2022. <https://www.bundesregierung.de/breg-en/issues/climate-action/government-climate-policy-1779414>

Värmemarknad Sverige (2020), *100 steg mot framtidens värmemarknad*, etapp 3 i projektet Värmemarknad Sverige 2019. https://static1.squarespace.com/static/5fd0f3ced19bb664ecb6dc28/t/6009983e8afa0e03e088edb4/1611241547928/V%E2%80%99ermemarknad_Sverige_etapp_3_100_steg_VMS_2020.pdf+.pdf (hämtat 2020-11-11).

Värmemarknad Sverige. <https://www.varmemarknad.se/>

Västerbottens-Kuriren (2024), *Sorteringsanläggning för olika avfall på Dåva. Sorteringsanläggning för avfall på Dåva* (vk.se) (hämtat 2024-09-16)

WSP Sverige AB (2021), *Mot lägre temperaturer i befintliga fjärrvärmesystem – en studie om hinder, incitament och styrmedel*. <https://www.wsp.com/sv-se/insikter/sveriges-energisystem>

Bilaga A: Viktiga förutsättningar för beräkningarna

I denna bilaga redogörs för ett antal viktiga beräkningsförutsättningar. I huvudsak avser dessa referensfallet (Ref_Inv) om inte annat anges. Beräkningsförutsättningarna överensstämmer i allt väsentligt de antaganden som gjordes i samband med Energimyndighetens uppdaterade högelscenario från november/december 2023. Sedan dess har dock ett antal uppdateringar tillkommit, exempelvis avseende vissa kostnadsdata, bränslepriser och ETS-priser samt elefterfrågeutvecklingen i grannländerna. Dessutom har vi i detta uppdrag utnyttjat TIMES-Nordic-modellens beskrivning av den svenska transportsektorn något som inte ingick i modellanalysen under senhösten 2023.

Energibehov

I beräkningarna har Profu utgått från scenarioframskrivningar som levererats av Energi-myndigheten i samband med det uppdaterade ”Högel”-scenariot från hösten 2023.¹⁰⁸

I modellen anges energibehoven dels som indata (det vill säga icke-substituerbar energi-användning för, till exempel, hushålls- och driftel, industrins processel samt nettovärmebehov för bostäder och service), dels utgör de ett beräkningsresultat (det vill säga substituerbar energi som exempelvis el till uppvärmning och processvärme). Indata som levereras från Energimyndigheten omfattar följaktligen den förstnämnda kategorin av energibehov. Detta i sin tur gör att de beräknade värdena för exempelvis elanvändningen kan avvika från Energimyndighetens samlade antaganden.

Bostäder och service

Energianvändningen inom bostäder och service fördelar sig på värme och hushållsel/driftel samt på följande delsektorer:

1. Nettovärmebehov (det vill säga nyttig värme för uppvärmning och tappvarmvattenberedning; efter omvandlingsförluster) inom befintliga och nya småhus.
2. Nettovärmebehov för befintliga och nya flerbostadshus.
3. Nettovärmebehov för befintliga och nya lokaler.
4. Hushållsel (inklusive driftel för flerbostadshus, till exempel belysning och hissar).
5. Driftel och apparater i lokaler.
6. Övrig slutlig energianvändning inom hushåll och service, det vill säga sådant som inte har med uppvärmning att göra. Det kan exempelvis handla om fotogen och bensin som räknas till denna sektor (men alltså varken till uppvärmning eller till transportändamål).
7. Övrig slutlig energianvändning inom sektorerna bygg, jordbruk, skogsbruk och fiske. Här ingår energi som används till verksamheterna. Detta innebär till exempel att värmebehovet för boningshusen inom jordbruket inte ingår (det ligger i stället med som värmebehov inom småhusen) men väl sådant som exempelvis åtgår till uppvärmning i fastigheter som används för verksamheten, till exempel ladugårdar.

¹⁰⁸ Profu (2023), ”Uppdaterat högelscenario 2023 – beräkningar med TIMES-Nordic-modellen, Några kortfattade observationer”, rapport till Energimyndigheten.

Värmebehovet är på förhand givet medan energibärarna för att tillgodose värmebehovet är ett modellresultat. Värmen kan genereras med exempelvis olja, naturgas, el, värmepumpar, fjärrvärme och pellets. Behovet av hushållsel/driftel kan naturligtvis endast täckas med energibäraren el. Den slutliga energianvändningen för uppvärmning kan i modellverket minskas dels genom konvertering till ett effektivare uppvärmningsalternativ, dels genom energieffektiviseringsåtgärder såsom tilläggsisolering, fönsterbyten, förbättrad reglering med mera. Som vi nämnde tidigare så delas värmebehovet för sektorn bostäder och service in i sex olika kategorier: befintliga respektive nya småhus, befintliga respektive nya flerbostadshus samt befintliga respektive nya lokaler. Nettovärmebehovet för befintliga byggnader antas minska över tid på grund av klimatförändringar. Den slutliga energianvändningen för att möta detta behov är dock ett modellresultat och förändras (sjunker) till följd av konverteringar och effektiviseringar som väljs endogen i modellen. En detaljerad modellbeskrivning för bostäder och hushåll redovisas i en tidigare rapport¹⁰⁹. Vissa uppdateringar och modellutvidgningar har dock gjorts sedan dess.

Inom sektorn lokaler finns även en beskrivning av kylbehovet i modellen. Detta kan antingen tillgodoses med individuell kyla (kompressorkyla) eller med fjärrkyla. En närmare beskrivning av kylmarknaden i TIMES-Nordic återfinns i kapitel 5.12.

Industri

På samma sätt som för värmebehovet inom byggnadssektorn så fördelar sig energibehovet inom industrin på substituerbar energi och icke-substituerbar energi.¹¹⁰ Koks, lätt eldningsolja, gasol, processvärme, fjärrvärme och vätgas beskrivs som icke-substituerbara energibärare vars behov anges exogent medan exempelvis naturgas, tung eldningsolja och biobränslen i huvudsak är substituerbara bränslen som används för att generera processvärme (inklusive ånga). Användningen av de substituerbara bränslena inom industrin är med andra ord ett modellresultat. El är både en substituerbar (i elpannor för att generera processvärme) och en icke-substituerbar (för till exempel processer till motorer, pumpar och dylikt) energibärare.

I modellbeskrivningen delas industrin in i fem olika sektorer: papper & massa, järn & stål, gruvor, kemi och övrig industri. Ett antal industriella processer ingår explicit (om än något förenklat och aggregerat) i modellbeskrivningen som exempelvis sodapannor, masugn och koksverk. Dessutom ingår ytterligare ett antal processer som kan producera både el och processvärme.

Processvärmebehovet är beräknat utifrån de av Energimyndigheten tillhandahållna behovs- och prognoserna för kol, processgaser, naturgas, tung eldningsolja, biobränslen och el för elpannor, samt egna antaganden om verkningsgrader för att generera processvärme.

Transportsektorn och produktion av förnybara drivmedel

Transportsektorn modelleras i TIMES-Nordic som en integrerad del av energisystemet. Modellbeskrivningen av transportsektorn inkluderar inrikes transporter (vägtransport, bantrafik, sjöfart och flyg) och utrikes transporter (sjöfart och flyg avgående från Sverige).

Modellen inkluderar en representation av ett flertal drivmedel och fordonstekniker. Utöver fossila drivmedel (bensin, diesel och naturgas) representeras ett antal olika typer av biodrivmedel och även el, vätgas och elektrobränslen. Efterfrågan på transporter delas upp i olika

¹⁰⁹ Profu (2016). Modellutveckling av bostads- och servicesektorn – implementering i TIMES-Nordic.

¹¹⁰ I huvudsak ingår endast bränslen (eller el) som används för energiändamål. Dock inkluderar modellen viss bränsleanvändning för både industriella processer och energiändamål (till exempel koks).

transportkategorier (vägtrafik, bantrafik, luftfart och sjöfart) och transportslag. För vägtrafik så är efterfrågan uppdelad i personbilar, motorcyklar, bussar samt tunga och lätta lastbilar. Efterfrågan på transporter uttrycks i flesta fall som efterfrågan på personkilometer eller tonkilometer. Efterfrågan för utrikes transporter baseras på efterfrågad energi, eller mer specifikt i Sverige tankad/bunkrad energi för internationell sjöfart och flyg. Bunkring av fartyg kan ske både när fartyget ligger vid kaj eller till sjöss, vilket innebär att en del drivmedel bunkras till fartyg som endast passerar svenskt sjöterritorium.

Vidare finns ett antal olika fordonstekniker beskrivna i modellen. För vägtransporter inkluderas förbränningsmotorfordon, elfordon (batteri), plug-in-hybrider och bränslecellsfordon. För övriga transportsektorer (bantrafik, flyg och sjöfart) ingår färre framdrivningsalternativ i modellbeskrivningen, dock kan också för dessa delsektorer olika drivmedelsval göras.

Produktionsprocesser för förnybara drivmedel (biodrivmedel, elektrobränslen och vätgas) ingår i modellbeskrivningen, exempel på ingående processer ses i Tabell 10. Beskrivning av ingående produktionsprocesser baseras i huvudsak på Danska Energistyrelsens teknik-katalog.¹¹¹

Tabell 10. Exempel på processer för förnybar drivmedelsproduktion i TIMES-Nordic. Data i tabell avser modellår 2030 och baseras i första hand på Danska Energistyrelsens teknik-katalog.

Process	Huvud-råvara (in)	Huvud-produkt (ut)	Energi in Bio/EI	Energi ut Drivmedel/ Spillvärme	Investerings-kostnad
					MSEK/MW huvudråvara
Hydrering (vätebehandling) av oljor/fetter	Veg. oljor, fetter	Biodiesel (HVO) Biobensin	0,83 / 0,17	0,92 / 0,01	6,2
Esterifiering	Veg. oljor	Biodiesel (FAME)	1 / 0	0,92 / 0	4,8
Fermentering	Spannmål	Etanol	0,98 / 0,02	0,47 / 0	3,9
Förgasning och syntes	Fast bio	Metanol	1 / 0	0,61 / 0,22	18
Förgasning och syntes	Fast bio	Biometan	1 / 0	0,63 / 0,22	16
Hydropyrolys och katalytiska processer	Fast bio	Biobensin Biodiesel	0,99 / 0,01	0,57 / 0	9,1
Hydrotermisk förvätskning	Fast bio	Bioolja	0,95 / 0,05	0,82 / 0	14
Pyrolys	Fast bio	Bioolja	1 / 0	0,62 / 0,23	7,1
Katalytiska processer för uppgradering av bioolja	Bioolja (pyrolys/ HTL)	Biojet Biobensin BioLPG	0,85 / 0,15	0,75 / 0,02	6,0
Elektrolys och vätgaskompression	EI	Vätgas	- / 1	0,61 / 0,11	4,0
Elektrolys och metanolsyntes (e-bränsleproduktion)	EI (och CO ₂)	Metanol	- / 1	0,60 / 0,11	18

¹¹¹ Danish Energy Agency (2021), Technology data for Renewable Fuels, <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-renewable-fuels>

Utöver den efterfrågan på drivmedel som genereras av inrikes och utrikes transporter kan inhemskt producerade förnybara drivmedel även exporteras till (exogent antagna) internationella marknadspriser. Exportpotentialen (maximal export) är indata till modellen och kan, liksom transportefterfrågan, utgöra en scenarioparameter.

Ytterligare beskrivning av modellens transportsektor och raffinaderisektor förnybar drivmedelsproduktion finns i en nyligen publicerad rapport från Energiforsk.¹¹²

Bränslepriser

Fossila bränslen

Prisantaganden för fossila bränslen redovisas i Tabell 11. Råoljeprisutvecklingen antas vara styrande för prisutvecklingen på olika fossila petroleumprodukter såsom tung och lätt eldningsolja samt diesel och bensin. Kopplingen mellan priset på dessa produkter och råolja bygger på historiska priskopplingar.

Tabell 11. Bränslepriser och ETS-priser fri nationsgräns och exklusive skatter.

SEK(2021)/MWh	2025	2030	2040	2050
Stenkol	110	100	100	100
Naturgas	310	300	260	240
Tung EO	440	480	480	470
Lätt EO	590	640	630	630

Till importpriserna (exklusive skatter) på de fossila bränsleslagen tillkommer ett antal distributionspåslag beroende på användare. För naturgasen tillkommer exempelvis omkring 20 SEK/MWh i transmissionskostnad för nya gasledningar (något mindre i existerande svenska gasledningar och då räknat som en rörlig transportkostnad). För industriell användning och användning inom bostäder och service tillkommer ytterligare distributionskostnader. Vi antar också att det existerar skillnader mellan länderna. Exempelvis antar vi att kolpriset, fritt kraftverk, är något lägre i Tyskland och Polen, framför allt till följd av skalfördelar i kraftverken. Vi antar också att naturgasanvändning i norska gaskraftverk på Vestlandet kan ske utan transportkostnader på grund av närhet till gasterminaler. Sådana antaganden påverkar de komparativa fördelarna för kraftproduktion sett över de ingående länderna i modellbeskrivningen (förutom fossilbränslekostnader finns det en lång rad andra faktorer som tillkommer i modellbeskrivningen och som skiljer sig åt mellan länderna när det gäller komparativa fördelar och nackdelar).

De olika fossila bränslenas emissionsfaktorer (för CO₂) redovisas i Tabell 12.

¹¹² Hagberg, M; Löfblad, E., 2024. Scenarier för transportsektorns utveckling till 2030 och 2045. Energiforsk Rapport. 2024:993. <https://energiforsk.se/program/2030-pusslet-sa-nar-vi-transportmalet/rapporter/scenarier-for-transportsektorns-utveckling-till-2030-och-2045/>

Tabell 12. Emissionsfaktorer för fossila bränslen (Källa: Naturvårdsverket).

	Stenkol	Koks	Naturgas	Tung eldningsolja	Lätt eldningsolja	Brännbart avfall ¹⁾	Torv
kg CO ₂ /MWh	326	371	203	274	267	120	386

¹⁾ Emissionsfaktorn för brännbart avfall motsvarar en fossilandel på ca 40 procent men antas förändras under modellperioden till följd av förbättrad utsortering (emissionsfaktorn avtar med andra ord över tid).

Biobränslen

Biobränslen beskrivs i modellen genom utbudskurvor, det vill säga biobränslena delas in i olika kostnadsklasser med olika tillgänglig potential. Samma typ av biobränslen kan användas av olika sektorer i energisystemet. Exempelvis finns skogsflis tillgängligt både för fjärrvärmeproduktion och inom industrin. Den slutliga användningen av en viss typ biobränslen, och priset på denna, blir därmed ett modellresultat.

Typiska kostnader för skogsflis (typiskt GROT) ligger mellan 230–280 SEK/MWh fri anläggning beroende på kostnadsklass (i sin tur beroende på transportavstånd och kvalitet) kring 2025 (det beräknade priset för 2025 blir alltså ett resultat beroende på hur mycket av detta som efterfrågas och hur mycket av respektive klass som finns tillgängligt). Generellt ökar både kostnaden och potentialen något därefter för respektive kostnadsklass. För förädlade skogsbränslen som briketter och pellets antar vi typiska kostnader på 400–500 SEK/MWh fri anläggning beroende på år (endast en klass). Det beräknade jämviktspriset (”betalningsviljan”) kan dock bli högre än så och indikerar då en bristsituation.

Andra biobränslen som ingår i modellbeskrivningen är halm, energiskog och torv. Dessutom ingår vissa skogsbränslen som är begränsade till användning inom skogsindustrin, som exempelvis bark och vissa biooljor. Biogasproduktion i modellen baseras på substrat såsom avloppsslam och avfall men också via rötning av vissa åkergrödor. Även deponigas inkluderas i gruppen biogas.

Styrmedel

EU ETS

I modellbeskrivningen ingår EU:s utsläppsrättssystem för koldioxid, se Tabell 13. Även här bygger prisframskrivningarna på Energimyndighetens underlag samt Profus egna antaganden. I modellen beskrivs handelssystemet genomgående som ett system baserat på auktion av utsläppsrätter. Priset på CO₂ tillförs som en extra kostnad till fossil bränsleanvändning som sker inom EU ETS. I modellbeskrivningen ingår också BECCS (bio-CCS) men antas här inte omfattas av EU ETS (till exempel genom en intäkt i samma storleksordning för varje ton avskild koldioxid). Mer om BECCS i kommande avsnitt.

Tabell 13. ETS-prisutvecklingen (1 EUR=11 SEK).

	2025	2030	2040	2050
ETS (EUR ₂₀₂₁ /t)	60	90	150	180

EU ETS II utgör ett nytt handelssystem för CO₂-utsläppsrätter för sektorer vilka inte ingår i EU ETS, bland annat vägtransporter och byggnader. EU ETS II införs i modellen från modellår 2030. Prisnivån relateras här till EU ETS-priset och antas 2030 starta på ca hälften av EU ETS-prisnivån men därefter öka och från 2040 uppgå till samma prisnivå som EU ETS.

Skatter

I samtliga beräkningar har de viktigaste existerande energi- och klimatpolitiska styrmedlen i Sverige tagits med (från och med 1/1 2023). Detta inkluderar koldioxid- och energiskatter på fossila bränslen samt energiskatt på el. Svavelskatter och NO_x-avgifter ingår ej i beskrivningen.¹¹³ Den generella nivån på koldioxidskatten motsvarar ungefär 120 öre/kg CO₂ och antas ligga där under hela beräkningsperioden. Olika sektorer har olika regler för nedsättningar utifrån den generella nivån.

Stöd och elcertifikat

Förutom elcertifikatsystemet ingår även riktade stöd till solceller i Sverige. Dessa omfattar ett grönt ROT-avdrag motsvarande 15 procent av den totala installationskostnaden och en skattereduktion för såld el, den så kallade ”60-öringen”. Vi antar att endast mindre anläggningar på tak (typiskt villor) kommer i åtnjutande av både ROT-avdraget och skattereduktionen medan större anläggningar på tak (typiskt flerbostadshus och lokaler) endast kan utnyttja skattereduktionen. För stora anläggningar på mark så antar vi att stödet helt uteblir. Stödsystemen antas ligga kvar under hela beräkningsperioden för de kategorier där stödet är avsett.

Effektiviseringskrav i byggnader för måluppfyllande scenariot

I modellanalysens måluppfyllande scenario antas effektiviseringskrav för byggnadsstocken baserat på EU:s direktiv om byggnaders energiprestanda – EPBD. Kraven inkluderas i beräkningskallen Mål_Inv och Mål_Sam samt i några av beräkningsfallen i känslighetsanalyserna. Kraven inkluderas inte i Ref_Inv och Ref_Sam.

I maj 2024 trädde det reviderade EPBD i kraft.^{114,115} EPBD anger att alla byggnader inom EU bör vara ”nollutsläppsbyggnader” senast år 2050. Nollutsläppsbyggnader skall ha en hög energieffektivitet och inte har några fossila koldioxidutsläpp på plats. Den genomsnittliga energianvändningen i bostadsbeståndet ska minskas med 16 procent till 2030 och 20–22 procent till 2035 jämfört med 2020, för att därefter fortsatt minska. Målet är uttryckt i termer av primärenergianvändning. Vilka primärenergifaktorer som skall användas för att beräkna primärenergianvändningen anges inte i överenskommelsen utan detta definieras av medlemsstaterna. Det bör noteras att den exakta utformningen av krav på den svenska

¹¹³ Merparten av anläggningarna inom el- och fjärrvärmeproduktionen antas idag vara utrustade med tillräckligt avancerad svavelrening. Därmed torde heller inte svavelskatten vara en ekonomisk faktor av relevans inom åtminstone el- och fjärrvärmeproduktionen. Detta antagande har viss betydelse för i synnerhet torv, som ju i Sverige inte omfattas av några andra bränsleskatter förutom just svavelskatt.

¹¹⁴ https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/energy-performance-buildings-directive_en

¹¹⁵ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401275.

byggnadsstocken som konsekvens av EPBD inte är klarlagd, och att regeringen nyligen gav Boverket i uppdrag att fastställa metoder och definitioner kopplat till EPBD.¹¹⁶

I den här föreliggande analysen antas i aktuella beräkningsfall effektiviseringskrav (baserat på EPBD) enligt Tabell 14 med avseende på minskning av den genomsnittliga primärenergianvändningen. Viktningsfaktorer enligt Boverkets byggregler antas som viktningen till primärenergi, se Tabell 15. Effektiviseringskraven sätts på byggnadernas energianvändning och inkluderar energi till uppvärmning, komfortkyla, tappvarmvatten och byggnadens fastighetsenergi men exkluderar hushållsel och verksamhetsel i lokaler. Egenanvändning av egenproducerad sol/solvärme bidrar till att uppfylla krav.

Tabell 14. Antagna krav för procentuell minskning av genomsnittlig (primär)energianvändning i byggnader i måluppfyllande scenario (procent minskning i förhållande till år 2020).

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Småhus	0	–8	–16	–21	–31	–40	–50
Flerbostadshus	0	–8	–15	–21	–31	–40	–50
Lokaler	0	–6	–11	–15	–21	–28	–25

Tabell 15. Viktning av olika energibärare för effektiviseringskrav. Viktningsfaktorer enligt Boverkets byggregler (BBR).

Energibärare	Viktningsfaktor
El	1,8
Fjärrvärme	0,7
Fjärrkyla	0,6
Biobränsle	0,6
Fossil olja och gas	1,8

EU-regleringar i transportsektorn

Det finns ett flertal EU-regleringar med bäring på transportsektorns utveckling. Exempel på viktiga regleringar som inkluderas i modellen (och antaganden kring dessa) är:

- Förbud nyförsäljning förbränningsmotorfordon (personbilar och lätta lastbilar) från 2035.¹¹⁷ Undantag för e-bränslen (elektrobränslen) bortses här ifrån då det bedöms ha liten påverkan.
- Minskad växthusgasintensitet för bränslen i sjöfart enligt FuelEU Maritime. Växthusgasintensitet minskar med från 2 procent 2025 till 80 procent 2050.¹¹⁸
- Kvoter för hållbara bränslen inom flyg enligt ReFuelEU Aviation. Andelen hållbara flygbränslen ökar från 2 procent år 2025 till 70 procent år 2050, varav delmandat för syntetiska bränslen på 1,2 procent år 2030 till 35 procent år 2050.¹¹⁹

¹¹⁶ Regeringsbeslut KN2024/01304.

¹¹⁷ <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/851/oj>

¹¹⁸ <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/1805/oj>

¹¹⁹ <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/10/09/refueleu-aviation-initiative-council-adopts-new-law-to-decarbonise-the-aviation-sector/>

- Ny CO₂-standard för tunga fordon som innebär att tillverkarna måste minska de genomsnittliga utsläppen från nya lastbilar med 45 procent år 2030, 65 procent år 2035 och 90 procent år 2040.¹²⁰

Uppvärmningstekniker i bostäder och service

Värmebehovet är i TIMES-Nordic uppdelat på sex byggnadstyper: befintliga och nya småhus, befintliga och nya flerbostadshus, samt befintliga och nya lokaler. I modellen finns ett antal uppvärmningstekniker för vardera representerad byggnadstyp. Då den befintliga byggnadsstocken har den allra största betydelsen avseende energiförbrukning fram till 2050 har särskild vikt lagts vid att ha en god detaljeringsgrad för uppvärmningstekniker (och konverteringsåtgärder) i detta segment. För nya byggnader är antalet uppvärmningstekniker i modellbeskrivningen färre.

Uppvärmning med fjärrvärme är tillsammans med bergvärme den idag viktigaste uppvärmningsformen. Av det skälet har särskild vikt lagts vid detaljeringsgraden för dessa uppvärmningsalternativ vilka båda är representerade av ett antal olika kostnadsklasser för varje byggnadstyp. Dessa klasser representerar i huvudsak den spridning i investeringskostnad som finns idag på marknaden för bergvärme och den spridning i produktionskostnad, och därmed kundpris, beroende på produktionssystem som idag finns på fjärrvärmesidan (mer om fjärrvärme längre fram). För exempelvis bergvärme i det befintliga småhusbeståndet har vi antagit ett kostnadsintervall på 125 000–150 000 SEK (exklusive moms) fördelat på tre kostnadsklasser, givet ett värmebehov på 25 MWh/år. För nya byggnader utnyttjar vi endast en kostnadsklass per teknik. I Tabell 16 redovisas teknikerna på uppvärmningssidan som ingår i modellen.

I verkligheten är förutsättningarna inför varje investering, som till exempel en konvertering på värmesidan, unika. I TIMES-Nordic, liksom i energisystemmodeller generellt, hanteras av naturliga skäl ett begränsat antal tekniker i modellbeskrivningen. Ofta används ett antal kostnads- och prestandaklasser för varje teknik som antas vara representativa för hela spannet och i många fall antas också en viss övre gräns ("marknadspotentialen") för hur stor andel av, i detta fall värmemarknaden, en teknik kan ta i anspråk. Den övre gränsen gör att man kan exkludera de allra dyraste investeringarna som i verkligheten rimligen "straffar ut" sig själva. Det finns också andra skäl till att en typ av teknik inte når 100 procent av marknaden, exempelvis personliga preferenser. Den övre gränsen säkerställer att en viss teknik inte kan ta en orimligt stor del av marknaden om det i modellberäkningarna skulle visa sig att just den tekniken är billigare än de konkurrerande teknikerna, och kan sägas representera faktorer som på annat sätt inte fångas av modellen. Ju fler teknikslag och ju fler olika kostnads- och prestandaklasser för de olika teknikslagen desto större blir likheten med verkligheten. Och därmed minskar också betydelsen av valet av övre gräns för marknadspotential.

¹²⁰ <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-29-2024-INIT/en/pdf>

Tabell 16. Uppvärmningstekniker i bostäder och lokaler representerade i modellen.

Byggnadstyp	Uppvärmningsteknik	
Småhus	Bergvärme VP, 3 klasser	Olika investeringskostnader
	Luft-vatten VP	
	Luft-luft VP	
	Frånluft VP	
	Fjärrvärme, 5 klasser	Olika produktionskostnader för fjärrvärme
	Vattenburen elvärme	
	Direktel	
	Pelletspanna	
	Vedpanna	
	Solvärme	
Flerbostadshus	Bergvärme VP, 3 klasser	Olika investeringskostnader
	Luft-vatten VP	
	Frånluft VP	
	Fjärrvärme, 5 klasser	Olika produktionskostnader för fjärrvärme
	Vattenburen elvärme	
	Direktel	
	Pelletspanna	
	Solvärme	
	Oljepanna	
	Gaspanna	
Lokaler	Bergvärme VP, 3 klasser	Olika investeringskostnader
	Luft-vatten VP	
	Frånluft VP	
	Fjärrvärme, 5 klasser	Olika produktionskostnader för fjärrvärme
	Vattenburen elvärme	
	Direktel	
	Pelletspanna	
	Solvärme	
	Oljepanna	
	Gaspanna	

Vad gäller värmepumpar så kan dessa som grupp betraktat i princip nå mycket höga marknadsandelar i modellen – för befintliga småhus kan i modellen upp till 90 procent av hushållen installera någon typ av värmepumpslösning och för befintliga flerbostadshus uppgår den övre gränsen för värmepumpar som grupp till 70 procent. Detta gäller dock för samtliga värmepumpstekniker (luft-luft, luft-vatten, frånluft och bergvärme) och inbördes kostnadsklasser sammantaget. Enskilda alternativ har alltså en lägre potential i modellen

(till exempel ”bergvärme, kostnadsklass 1” etc.). För typiska modellscenarier kommer modellresultaten inte uppvisa marknadsandelar nära den totala maximala potentialen eftersom de dyraste värmepumpsalternativen då måste tas i anspråk. I stället används då andra mer konkurrenskraftiga värmealternativ. Antagna marknadspotentialvärden för värmepumpar i modellen är framtagna under utvecklingsarbete inom flera olika projekt, till exempel kopplat till Energimyndighetens långsiktiga scenarier, och är bland annat baserade på input från Värmemarknad Sverige-projektet¹²¹.

I modellbeskrivningen ingår även ett stort antal värmeeffektiviseringsåtgärder med ett relativt brett kostnadsspann. Det omfattar åtgärder som exempelvis behovsstyrd ventilation, tilläggsisolering, fönsterbyten, snålspolande armaturer med mera. Åtgärderna är specifika för respektive (befintlig) byggnadstyp.

Elproduktion

Modellverktyget omfattar en lång rad av olika tekniker för elproduktion (och för annan energitillförsel), såväl befintliga tekniker som en omfattande katalog av nya tekniker som kan väljas genom investeringar. De enskilda teknikerna beskrivs med ett antal prestanda- och kostnadsparametrar såsom investeringskostnader (för nya anläggningar), drift- och underhållskostnader, livslängd, verkningsgrader, bränslekostnader (styrs av bränsleval och verkningsgrad), tillgänglighet med mera. Dataunderlaget är till stor del hämtat från publikt tillgängligt material såsom den återkommande publikationen El från nya anläggningar (i Energiforsks regi; med uppdateringar baserat på Profus egna antaganden), IEA:s återkommande rapporter World Energy Outlook eller Energy Technology Perspectives, men även från Profus egna marknadsbevakningar och via Profus branschnätverk. Utöver kostnads- och teknikrelaterade data kopplas de olika teknikerna i förekommande fall till potentialbegränsningar till följd av exempelvis begränsningar i utbyggnadstakt, kommersialiseringsgrad samt politiskt satta mål och begränsningar.

Vattenkraft

Vi antar att normalårsproduktionen i befintliga verk uppgår till 67 TWh. Vidare antar vi en ökad tillrinning, och en säsongsviss något förändrad tillrinningsprofil, till följd av klimatförändringar på nästan 2 TWh till 2050 och enligt KLIVA-projektets beräkningar för RCP4,5-scenariot.¹²² Dessutom antar vi att miljöanpassningen av all vattenkraft reducerar vattenkraftproduktionen med 1,5 TWh till 2040 motsvarande det som kommit till uttryck i den nationella planen för omprövning av vattenkraften. Detta innebär alltså att vattenkraftsproduktionen i framtiden påverkas av två krafter som verkar i motsatt riktning. Sammantaget och sett över hela beräkningsperioden blir därmed den årliga normalårsproduktionen tämligen lik den nuvarande på 67 TWh.

Potentialen för tillkommande energiproduktion i vattenkraftverk genom investeringar antar vi är noll. Däremot är det i modellbeskrivningen möjligt att investera i effekthöjning på maximalt 2 GW i befintliga storskaliga stationer.

För Norges del antar vi en normalårsproduktion på ca 135 TWh. Till detta läggs ett antagande om ökad tillrinning på ca 12 TWh (+9 procent) fram till 2040 vilket också baseras på

¹²¹ <https://www.varmemarknad.se/>

¹²² För mer information om KLIVA, se <https://energiforsk.se/program/klimatforandringarnas-inverkan-pa-vattenkraften/>

bedömningar utförda inom KLIVA-projektet för RCP4,5-scenariot.¹²³ I tillägg till detta finns en potential för nyinvesteringar i norsk vattenkraft som uppgår till drygt 10 TWh till 2035, förutsatt att modellen finner dessa investeringar lönsamma.

Kärnkraft

Den tekniska livslängden för de sex befintliga reaktorerna antas uppgå till 60 år sedan driftstart. Det innebär att befintlig kärnkraft finns tillgänglig ända fram till 2045. Därefter finns möjlighet till livstidsförlängning från 60 år till 80 års drifttid för samtliga reaktorer. Livstidsförlängningar antas kosta mellan omkring 7 000–10 000 SEK/kW el.¹²⁴

Förutom livstidsförlängningar i de befintliga reaktorerna antar vi också att investeringar i helt nya reaktorer är möjliga, förutsatt att modellen finner det lönsamt, i samtliga scenarier. Potentialen för nyinvesteringar motsvarar två nya reaktorer (à 1,2 GW) tidigast 2035 och totalt 9,6 GW till 2050. Den totalt installerade effekten kan därmed år 2050 uppgå till maximalt 16,5 GW (6,9+9,6 GW). Dessa antaganden har bestämts i samråd med Energimyndigheten.

Uppskattade kostnader för ny kärnkraft återfinns i Tabell 17. Med de här använda kalkylräntorna, livslängderna och antaganden om typiska utnyttjningstider så blir den totala produktionskostnaden för ny kärnkraft omkring 60–65 öre/kWh el beroende på utnyttjningstid. För ny kärnkraft antar vi dessutom att räntekostnader uppstår under byggnationen där byggtiden antas uppgå till fem år. Inget annat kraftslag omfattas av en sådan extra räntekostnad i modellbeskrivningen vilket innebär att de fem årens byggtid för ny kärnkraft närmast kan betraktas relativt andra konkurrerande kraftslag såsom vindkraft (däremot omfattas investeringar i elnät av liknande byggtider som för ny kärnkraft i modellbeskrivningen). Generellt går det betydligt snabbare att uppföra exempelvis vindkraft än kärnkraft, åtminstone i västvärlden.

Tabell 17. Antagna kostnader för ny kärnkraft.

Investeringskostnad (SEK/kW el)	Fast D&U (SEK/kW el)	Rörlig D&U och bränslekostnad (SEK/MWh el)	Teknisk livslängd (år)
58 000	750	100	60

Vi antar att man kan bygga ny kärnkraft i Finland, Polen och i de tre baltiska staterna om det är lönsamt.

Biobränslebaserad elproduktion

Ny biobränslebaserad kraftproduktion kan i modellen ske i en lång rad olika tekniker och olika storleksutföranden omfattande bland annat konventionella kraftvärmeverk, IGCC-anläggningar (Integrated Gasification Combined Cycles), BECCS (biobränsle i kombination med CO₂-avskiljning), sodapannor (med och utan förgasning), biogasmotorer samt samförbränningsanläggningar som kan sameldas med torv och kol. De huvudsakliga begränsningarna för biobränslebaserad kraft relateras till bränsleresurser och bränslepriser samt fjärrvärmeunderlag (även kondensproduktion ingår i modellen men är generellt avsevärt dyrare än kraftvärmeproduktion). Typiska data för ett konventionellt biobränslekraftvärmeverk återfinns i Tabell 18.

¹²³ Ibid.

¹²⁴ Baserat på uppgifter i Qvist (2020), "Modellering av svensk elförsörjning – Teknisk underlagsrapport".

Med rökgaskondensering, vilket förutsätts för dessa anläggningar, landar totalverkningsgraden på omkring 105–110 procent räknat på det undre värmevärdet.

Tabell 18. Typiska data för ett konventionellt biobränslekraftvärmeverk med rökgaskondensering i tre storleksutföranden (vissa parametrar, exempelvis verkningsgrad och alfavärde antas utvecklas över tid).

	Investering (SEK/kW _{el})	Fast D&U (SEK/kW _{el})	Rörlig D&U (SEK/MWh _{el})	Verknings- grad (%)	Alfavärde (-)	Livslängd (år)
Stort verk (ca 80 MW _{el})	35 000	380	80	30–32 (el)	0,38–0,41	30
Mellanstort verk (ca 30 MW _{el})	45 000	580	85	28–30 (el)	0,35–0,39	30
Litet verk (ca 10 MW _{el})	60 000	920	85	25–27 (el)	0,32–0,34	30

För biobränslebaserade tekniker antas generellt ingen reduktion av investeringskostnaderna över tiden till följd av teknisk utveckling, med undantag för IGCC-anläggningar.

Som nämnts omfattar modellbeskrivningen även koldioxidavskiljning i samband med biobränsleförbränning i kraftvärmeverk (avfall och biobränsle) och inom skogsindustrin (industriellt mottryck). Mer om detta i kapitlet om CCS längre fram i texten.

I modellbeskrivningen ingår även avfallsbaserad kraft- och värmeproduktion. Trots höga investeringskostnader så är detta generellt ett lönsamt alternativ på grund av de negativa bränslekostnaderna (det vill säga mottagningsavgifterna).

I modellbeskrivningen för Danmark och länderna utanför Norden är beskrivningen av biobränslemarknaden samt el- och fjärrvärmeproduktion baserad på biobränsle beskriven med en lägre detaljeringsgrad än i framför allt Sverige och Finland. I Norge antas potentialen för biobränslebaserad el- och fjärrvärmeproduktion vara relativt begränsad på grund av det begränsade fjärrvärmeunderlaget. Vi antar i beräkningarna att biobränsle kan användas i sameldning i såväl existerande som nya stenkolskraftverk med en maximal inblandning på mellan 10–20 procent räknat i energienheter.

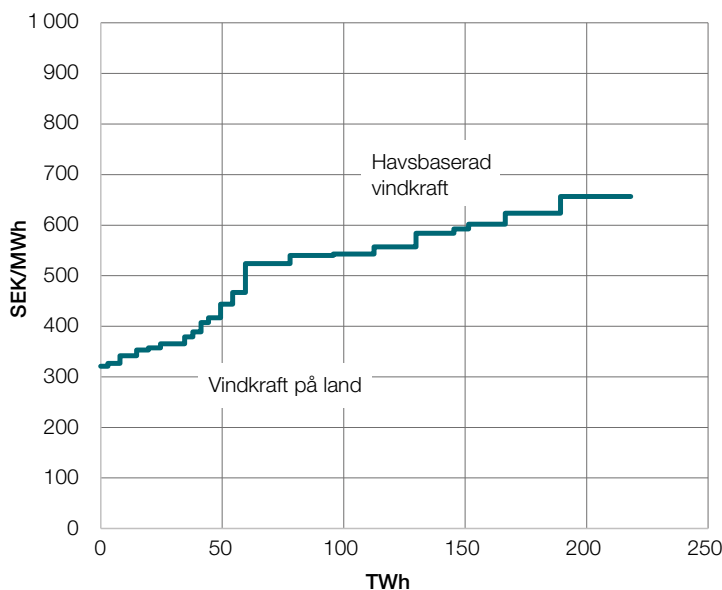
Vindkraft

I modellen ingår 12 olika landbaserade klasser respektive 9 olika havsbaserade klasser i Sverige för ny vindkraft. Dessutom finns en beskrivning av den befintliga vindkraften som med pågående byggnationer antas uppgå till ca 50 TWh i modellår 2025. Kostnadsantaganden för ny vindkraft i Sverige är ursprungligen baserade på underlag från Energimyndigheten (2016)¹²⁵, en något mindre omfattande uppdatering av Energimyndigheten från år 2018 samt en kostnads- och potentialrevision inför detta beräkningsuppdrag. Omkring 70 TWh landbaserad vindkraft antas vara tillgänglig för utbyggnad (se Figur 62) utöver de ca 50 TWh som antas utgöra projekt under uppförande och vara på plats 2025. Potentialen för havsbaserad vindkraft antas vara mycket stor, över 150 TWh till 2040.

Vi antar också att de vid år 2025 befintliga omkring 50 TWh kan ersättas med nya turbiner när de gamla turbinerna tjänat ut på grund av den uppnådda livslängden. Detta sker alltså för en relativt stor del av den befintliga parken vid slutet av modellperioden. Vi antar då att de nya turbinerna har en högre utnyttjningstid än de gamla och att man kan återutnyttja

¹²⁵ Energimyndigheten (2016).

en del av infrastrukturen på plats såsom vägar, anslutning till elnät med mera. Till följd av detta antar vi att investeringskostnaden för sådana utbytesprojekt utgör ca 80 procent av motsvarande investeringskostnad för en ”greenfield”-anläggning.

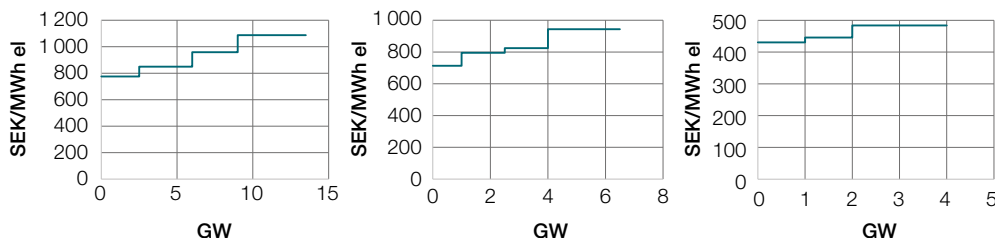


Figur 62. Produktionskostnad och potential för ny vindkraft i Sverige år 2040, givet 25 års livslängd och 6 procent kalkylränta (realt).

Vindkraft i länder utanför Sverige beskrivs på liknande sätt i modellverktyget, det vill säga ett antal olika kostnadsklasser med olika potential. Generellt är dock detaljeringsgraden lägre än i beskrivningen för ny vindkraft i Sverige.

Solel

På samma sätt som för vindkraft beskrivs investeringar i ny solexel med ett relativt stort antal kostnadsklasser. Underlaget bygger på en studie som Profu utförde åt Energimyndigheten under 2018.¹²⁶ Därefter har uppdateringar gjorts inte minst avseende kostnader. De olika kostnadsklasserna täcker in solexel på tak (villor, flerbostadshus och lokaler) samt friliggande solexelparker på mark, se Figur 63. En mindre del av potentialen för solexel på mark antas vara samlokaliserad med vindkraft eller annan verksamhet där man kan dra fördel av befintlig infrastruktur. I övrigt antas potentialen för solcellsanläggningar på mark vara i det närmaste obegränsad.



Figur 63. Produktionskostnader (exklusive stöd) för solexel i Sverige på villatak (till vänster), flerbostadshus och lokaler (i mitten) och på mark samlokaliserade med exempelvis vindkraftsparker (till höger). För samtliga investeringar räknar vi med en livslängd på 30 år och en kalkylränta på 6 procent (diagrammen avser modellår 2030).

¹²⁶ Profu (2018), Teknisk-ekonomisk kostnadsbedömning av solceller i Sverige, studie på uppdrag av Energimyndigheten.

Som nämnts i det tidigare avsnittet om styrmedel, så antar vi i modellberäkningarna att man erhåller en skatterabatt på 60 öre/kWh såld el för takapplikationer. I skrivande stund är inget sagt om fortvarigheten för detta stöd. Vi antar dock att denna skatterabatt finns kvar under hela modellperioden (bestämde i samråd med Energimyndigheten). Vid egenförbrukning slipper man också betala elskatt och rörlig elnätsavgift.

Carbon Capture and Storage (CCS)

Avskiljning och deponering av CO₂ finns med som en option för att väsentligt minska utsläppen från vissa fossila kraftslag i samtliga modellerade länder. Vi antar av praktiska och modelltekniska skäl att CCS endast är tillgänglig i nya anläggningar (alternativet kan utgöras av en ny konventionell anläggning utan CCS). Att tilläggsinvestera i CCS i en redan befintlig anläggning inkluderas därmed inte. För CCS-anläggningar antas en avskiljningsgrad på 90 procent samt en minskning i elverkningsgrad med typiskt 10 procentenheter jämfört med en konventionell anläggning.

I modellbeskrivningen ingår även möjligheten till avskiljning av biogena utsläpp (BECCS) från biobränsleeldade anläggningar i Sverige. Detta inkluderar kraftvärmeverk baserade på biobränslen och avfall (där den biogena andelen räknas in) i fjärrvärmenäten samt biobränsleeldade mottrycksanläggningar inom skogsindustrin. Kostnaden för BECCS-anläggningar antas vara klart högre än för konventionella anläggningar och kräver därför antingen ett riktat stöd eller en efterfrågan på negativa utsläpp för att bli lönsamma i modellberäkningarna.¹²⁷

Vi antar att lagringspotentialen för avskild CO₂ (fossil respektive biogen) är i det närmaste oändlig för de modellerade länderna. Man ska dock komma ihåg att det i nuläget råder tämligen stora osäkerheter beträffande kostnader och potentialer för CCS i samband med kraftproduktion. Detta eftersom det helt enkelt saknas kommersiell erfarenhet även om det pågår försöksverksamhet i såväl Sverige som Norge. Med tanke på detta har vi valt en relativt konservativ ansats i våra antaganden.

Fjärrvärme – Hetvattenpannor

Fjärrvärme kan produceras i kraftvärmeverk, hetvattenpannor (bränsle eller el) och värmepumpar. Även industriell spillvärme och solvärme antas (inom vissa begränsningar) vara tillgängligt för fjärrvärmeförsörjning. Vi har i tidigare avsnitt redogjort för några viktiga antaganden för kraftvärme. I Tabell 19 presenteras nyckeldata för två typiska hetvattenpannor, en fastbränsleeldad och en gaseldad (bränslekostnader och styrmedel är bränslespecifika och tillkommer i modellen men redovisas inte i tabellen).

Tabell 19. Typiska produktionskostnader för fjärrvärme i värmeverk (hetvattenpannor).

	Investering (SEK/kW _{värme})	Fast D&U (SEK/kW _{värme})	Rörlig D&U (SEK/MWh _{värme})	Verkningsgrad (%)	Livslängd (år)
Naturgas	4 000	25	15	90	30
Biobränsle, torv eller stenkol	8 000	100	20	90–95	30

¹²⁷ Kostnadsuppskattningarna för BECCS är delvis tagna från den Klimatpolitiska vägvalsutredningen från 2020 (SOU 2020:4) som anger ett kostnadsspann på 650–1 100 SEK/t inklusive transport och lagring av avskild CO₂.

Industriell spillvärme

Potentialen för industriell (högtempererad) spillvärme är i modellen en kombination av exogena antaganden och endogena beräkningsresultat. Dels finns en tillgänglig potential som representerar konventionella spillvärmekällor från industrin, dels finns en potentiellt tillgänglig mängd spillvärme från produktion av förnybara drivmedel i bioraffinaderier. Potentialen för de konventionella industriella spillvärmekällorna bygger på exogena antaganden. Potentialen för spillvärme från bioraffinaderier är ett endogent beräkningsresultat och därmed kan skilja mellan olika beräkningsfall beroende på hur mycket och vilka biodrivmedel som efterfrågas och vilka processer som används för produktionen. Exempel på ingående produktionsprocesser för biodrivmedel och andra förnybara drivmedel, samt möjlig spillvärmeproduktion från dessa, presenterades i Tabell 10.

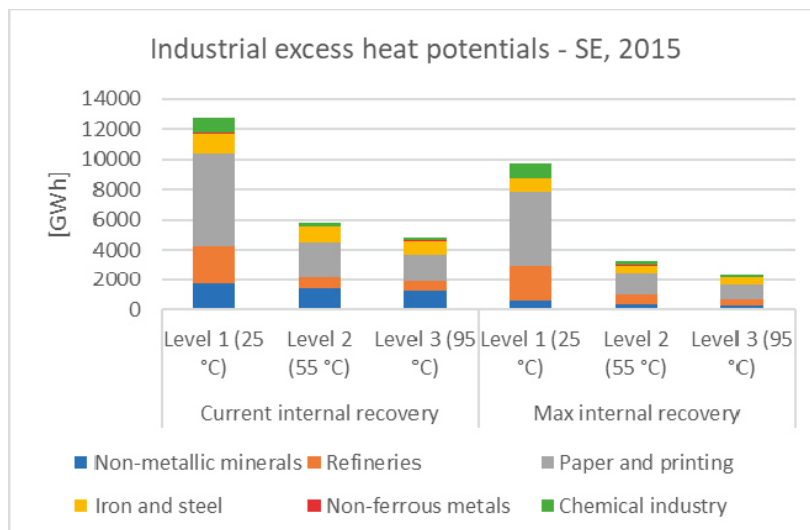
Antagen potential för konventionell industriell spillvärme redovisas i Tabell 20. Kostnaden för att använda den industriella spillvärmerna är låg i modellen och avser inte att representera ett marknadspris utan i stället kostnaden för att ta tillvara värmen.

Tabell 20. Industriell spillvärmepotential (TWh) från konventionella källor. Denna potential är exogent antagen i modellen. Därutöver tillkommer spillvärme från bioraffinaderier.

Modellår	2020	2030	2040	2050
Industriell spillvärme – konventionell (exogen)	4,7	4,9	5,1	5,3

Potential från konventionella industriella spillvärmekällor kan jämföras med resultat från EU-projektet Seenergies¹²⁸. Inom detta projekt sammanställdes spillvärmepotentialen från industrisajter i EU28 (totalt 1 842) baserat på år 2015. För Sverige ingick 84 industrisajter. Spillvärmepotentialer är kvantifierade för tre nivåer för kyltemperatur och för olika grad av intern värmeåtervinning inom industrin – dagens nivå av intern värmeåtervinning respektive maximal grad av intern värmeåtervinning. I Figur 64 åskådliggörs de spillvärmepotentialer som har beräknats för Sverige inom Seenergies-projektet. Resultaten visar hur minskande temperaturer i fjärrvärmenäten innebär ökande potentialer för industriell spillvärme. Å andra sidan innebär en högre grad av intern värmeåtervinning inom industrierna en lägre nivå av möjlig spillvärme till fjärrvärmesystem. Med antagande om en viss sänkning av den generella temperaturen i fjärrvärmesystem, en ökande grad av intern värmeåtervinning inom industrin, samt en ökad industriproduktion under den modellerade perioden bedöms potentialnivån i TIMES-Nordic (Tabell 20) vara väl avvägd gentemot Seenergies-projektets uppgifter.

¹²⁸ <https://www.seenergies.eu/>



Figur 64. Industriell spillvärmepotential i Sverige för olika temperaturnivåer och grad av intern värmeåtervinning enligt projektet Seenergies (baserat på år 2015).

Värmepumpar i fjärrvärmeproduktion

Föregående avsnitt behandlade industriell spillvärme med relativt höga temperaturer redo att användas mer eller mindre direkt i fjärrvärmeproduktionen. I detta avsnitt redogör vi i stället kort för modellbeskrivningen av värmekällor med lägre temperaturer som växlas upp med hjälp av värmepumpar i fjärrvärmeproduktionen. Temperaturen för dessa källor, och därmed den insats som behövs för temperaturhöjning, varierar emellertid, från förhållandevis låga till medelhöga.

Värmekällorna utgörs i modellen av:

- Vätgasproduktion genom elektrolys, både avseende vätgas till industriprocesser och vätgas till transportändamål.
 - Spillvärme från vätgasproduktion till industriprocesser begränsas till 30 procent av den totala industriella vätgasproduktionen då det bedöms att lokaliseringsaspekter begränsar det möjliga utnyttjandet av denna resurs i fjärrvärmesystem. Potentialen från denna resurs är exogen och scenariorberoende (beror av storlek på industriellt vätgasbehov och vätgasefterfrågan i transportsektorn).
- Annan (lågtempererad) industriell spillvärme.
 - Max potential: 0,2 TWh fjärrvärmeproduktion.
 - Potential baserat på nuvarande situation med antagande om viss möjlig tillväxt.
- Vattenrening.
 - Max potential: 5,3 TWh fjärrvärmeproduktion.
 - Potential baserat på projektet ”Reuseheat”.
- Datahallar.
 - Max potential: 1,6 TWh fjärrvärmeproduktion.
 - Potential baserat på Sweco, projektet ”Reuseheat” samt egna bedömningar.
- Omgivande vatten (sjöar, etc.).
 - Max potential: 2,7 TWh fjärrvärmeproduktion.
 - Potential baserat på nuvarande situation med antagande om viss möjlig tillväxt.

- Övriga värmekällor.
 - Max potential: 0,7 TWh fjärrvärmeproduktion.
 - Potential baserat på nuvarande situation med antagande om viss möjlig tillväxt.

Värmepumpsteknikerna som kopplar till de olika värmekällorna skiljer sig i modellen åt avseende COP-värden på grund av olika temperaturer hos värmekällorna. Potentialerna som anges ovan är på årsbasis och antas vara jämnt ”fördelad” över året (det är således inte möjligt att utnyttja hela potentialen exempelvis under vintern). I bedömningen av värmepotentialen ingår i vissa fall antaganden kring lokaliseringsaspekter (det vill säga närhet till fjärrvärmesystem med möjliga avsättningsmöjligheter). Nuvarande situation (enligt ovan) baseras bland annat på en tidigare undersökning av värmepumpar i svenska fjärrvärmesystem.¹²⁹

Fjärrkyla

Figur 65 visar en schematisk bild över ingående tekniker och energiflöden i modellens beskrivning av kyla. Fjärrkyla är i fokus, men för lokaler finns också individuell kyla representerad. Fyra alternativ för produktion av fjärrkyla är inkluderade: fri kyla (från sjöar, etc.), kompressorkyla/kylmaskin (utan värmeåtervinning), kyla från värmepumpar (där värmen går till fjärrvärmesystem) och absorptionskyla (som drivs av fjärrvärme). Modellens ”kylamodul” är en integrerad del av modellen och el och fjärrvärme som används för fjärrkylaproduktion kopplar således till modellens beskrivning av fjärrvärme- och elsystem.

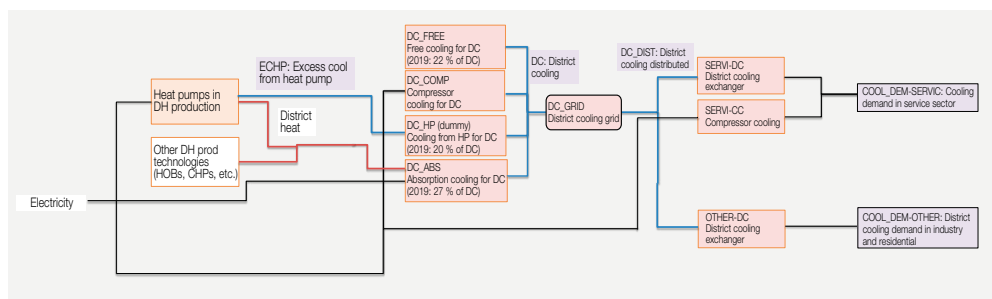
Liksom för fjärrvärme har modellen en aggregerad beskrivning av fjärrkyla på Sverige-nivå (det vill säga inte som ett stort antal skilda mindre system som i verkligheten). Tabell 21 visar antagna kostnader och verkningsgrader för kompressor- respektive absorptionskyla samt livslängd. Användning av frikyla är i modellen förknippat med låga kostnader men begränsas så att andelen produktion från detta alternativ är likartad med dagens situation även för framtida år. När det gäller det fjärde alternativet för fjärrkyla, värmepumpar i fjärrvärmeproduktionen, så kan detta i princip betraktas som frikyla om värmepumpen har byggts av värmeproduktionsskäl. I modellens optimering kommer emellertid både produkterna (fjärrvärme och fjärrkyla) bidra till teknikens kostnadseffektivitet och konkurrenskraft.

Efterfrågan på kyla utgörs i modellen till största delen av en efterfrågan på komfortkyla i lokaler, som kan tillgodoses antingen av fjärrkyla eller av kylmaskiner (kompressor) i byggnaden (individuell kyla). Därutöver finns en mindre restpost för annan fjärrkyla-användning, det vill säga inom industri och bostäder. Individuella kyla-lösningar för industri och bostäder representeras inte specifikt i modellbeskrivningen utan elanvändning kopplat till detta ingår i annan typ av elanvändning för dessa sektorer. Ca 80 procent av fjärrkyla-användningen antas idag ske i lokaler (baserat på aktuell statistik). Vidare antas ca 25 procent av komfortkylan i lokaler i dagsläget tillgodoses av fjärrkyla (baserat på uppgifter från Värmemarknad Sverige-projektet).

Framskrivning av kyla-efterfrågan för framtida år har för lokaler gjorts utifrån antaganden kring förändring av lokalbeståndet (total area), förändring av andelen kyld area i lokaler, och förändring av kylbehov per kyld area. Den sistnämnda parametern antas bland annat bero av ett varmare klimat. Sammantaget antas det totala behovet av komfortkyla dubblas från 2015 till 2050. Av det totala kylbehovet för lokaler antas i modellen minst 20 procent och maximalt 50 procent kunna mötas med fjärrkyla till 2050. Ökande marknadsandel för fjärrkyla är i

¹²⁹ Averfalk, H. et al. (2017). Large heat pumps in Swedish district heating systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79, 1275–1284.

modellen kopplad till en ökande distributionskostnad, för att simulera att områden med lägre kyla-densitet (en glesare efterfrågan på kyla) då behöver exploateras. Litteraturunderlaget för denna bedömning har varit begränsad och här finns således osäkerheter. En översikt av antagna indata kopplat till fjärrkyladistribution ges i Tabell 22.



Figur 65. Schematisk bild av modellrepresentationen av kyla.

Tabell 21. Data för kompressorkyla och absorptionskyla i modell (fjärrkyla).

	Investering (SEK/kW kyla)	Fast D&U (SEK/kW kyla)	Verkningsgrad	Livslängd (år)
Kompressorkyla	4 000	160	5,1–5,5 (COP)	20
Absorptionskyla	4 500	180	80–85 (%; från FV)	25

Tabell 22. Data för fjärrkyladistribution.

	Investering (SEK/kW _{kyla})	Fast D&U (SEK/kW _{värme})	Rörlig kostnad (SEK/MWh _{kyla})	Verkningsgrad (%)	Livslängd (år)
Fjärrkylanät	8 000	300	0–75	92	50

Övriga länder

Modellbeskrivningen för länderna som omger Sverige (det vill säga Norge, Danmark, Finland, Tyskland, Polen, Estland, Lettland och Litauen) inkluderar el- och fjärrvärmeförsörjningen i dessa länder (se Figur 66). Här ingår alltså inte en beskrivning av hela energisystemet som i Sverige. Av resursmässiga skäl är detaljrikedomen i modellverktyget lägre i de övriga länderna jämfört med den svenska beskrivningen. Stöden för förnybart är generellt beskrivna som produktionsmål. I Tyskland och Polen antar vi att andelen förnybar elproduktion växer till följd av sådana produktionsmål, ca 80 procent av bruttoelförbrukningen i Tyskland till 2030 (i enlighet med den tyska regeringens mål) respektive drygt 30 procent i Polen fram till 2030 och minst 40 procent fram till 2040.¹³⁰ I dessa bägge länder ingår därmed ingen explicit beskrivning av stödsystemen.

¹³⁰ För Tyskland baserar vi detta antagande på den tyska regeringens reviderade energipolitiska mål från 2022, se <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/energie-wende-beschleunigen-2040310>, och för Polen på den polska regeringens ”Energy Policy of Poland until 2040 (EPP2040)”, <https://www.gov.pl/web/climate/energy-policy-of-poland-until-2040-epp2040>

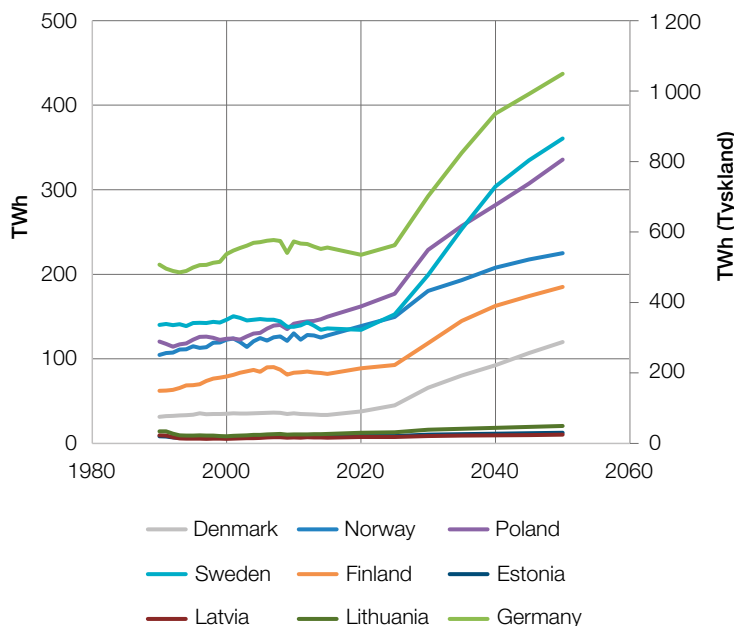


Figur 66. Länder i norra Europa som ingår i TIMES-Nordic (mörkblått).

I modellen representeras ingående länder aggregerat på nationsnivå och är alltså inte ytterligare uppdelade i underregioner eller elprisområden. I stället utgör varje land ett unikt elprisområde. Det gör också att exempelvis Sverige, inom detta uppdrag, behandlas som ett elprisområde och inte, som i verkligheten, fyra olika elprisområden.

De antagna bränslepriserna (förutom vissa transmissions- och distributionspåslag samt kostnadsfördelar beroende på skalfördelar) och vissa centrala teknikdata (kostnader och prestanda) är gemensamma för samtliga i modellen beskrivna länder. Tillgång till vind, sol och biomassa är dock exempel på parametrar som antas skilja sig mellan länderna.

Förutsättningarna i de övriga länderna i modellverktyget har signifikant påverkan på den gemensamma elmarknaden och därmed på utvecklingen i Sverige. Förnybarhetspolitiken i grannländerna är en sådan faktor som vi redan nämnt och elefterfrågeutvecklingen utgör en annan faktor. Den antagna (brutto)elbehovsutvecklingen för samtliga länder presenteras i Figur 67 för referensfallet (en del av elförbrukningen i de nordiska länderna är ett modellresultat). Underlaget bygger på underlag från Energimyndigheten, ”The European Hydrogen Backbone (EHB)” initiative, och på egna antaganden. I figuren kan man se att samtliga länder förväntas öka sin efterfrågan på el de kommande åren. Utvecklingen i Sverige antas dock vara särskilt accentuerad.



Figur 67. Bruttoelförbrukning i de inkluderade länderna. Elförbrukningen är delvis ett modellresultat för de nordiska länderna (exemplet visar referensfallet för detta uppdrag) medan elförbrukningen för övriga länder utgör indata (Källa 1990–2016: Eurostat). Observera att elförbrukningen i Tyskland läses av till höger.

Elhandel med grannländerna

Elhandeln mellan de ingående länderna begränsas initialt av existerande överföringskapaciteter. Från och med modellår 2030 antar vi att den planerade förstärkningen mellan Tyskland och Sverige, Hansa Powerbridge på 700 MW, är på plats. Om det är ekonomiskt lönsamt så finns det i modellverktyget också en möjlighet att ytterligare förstärka överföringsförbindelserna genom nya investeringar.¹³¹ I modellen finns dessutom ett antagande om en rimlig övre utbyggnadstakt för ny överföringskapacitet om den blir lönsam i beräkningarna. Elhandeln mellan länderna inom Norden och mellan de nordiska länderna och Tyskland/ Polen/Baltikum är med andra ord ett modellresultat.

I modellen ingår för Norge import- och exportmöjlighet med Storbritannien och Nederländerna med idag befintliga överföringskapaciteter. Elsystemen i Storbritannien och Nederländerna ingår inte i modellen och elpriset i dessa länder är exogena antaganden. I modellen ingår också en importmöjlighet från Ryssland in till Finland som tidigare uppgick till ca 5 TWh. Som följd av Rysslands anfallskrig mot Ukraina och därav införda sanktioner har denna importmöjlighet tagits bort för framtida modellår.

Den kortsiktiga balanshandeln mellan länderna omfattas inte av modellbeskrivningen eftersom tidsindelningen inom ett kalenderår är för ”trubbig”. Modellen använder sig av 12 tidssteg eller perioder inom ett modellår och det är följaktligen elprisskillnaderna mellan de olika länderna för dessa 12 perioder som driver import/export och utbyggnad av överföringskapaciteten. Vi har därför i modellbeskrivningen inte använt oss av hela den existerande överföringskapaciteten utan antagit att en mindre del (omkring 10 procent) reserveras för den kortsiktiga balanshandeln, vilken med andra ord inte inkluderas i modellen. Tillgängligheten

¹³¹ För ny överföringskapacitet mellan länderna i modellen antar vi en investeringskostnad (omräknad till öre/kWh) på omkring 5–10 öre/kWh överförd el beroende på vilka länder som knyts samman. I denna kostnadsuppskattning ingår även ett antagande om att de nationella stamnäten inom respektive land måste förstärkas något.

till den återstående kapaciteten antas också vara något begränsad på grund av eventuella driftavbrott, svagheter i respektive lands nät och så vidare (vi antar en maximal utnyttjningsgrad på ca 75 procent till och från Kontinenten och ca 85 procent mellan de nordiska länderna; delvis baserat på statistik).

Övrigt

Livslängder och kalkylräntor

Livslängderna för olika tekniker skiljer sig åt, och det gäller också om det är befintliga tekniker eller om det rör sig om nyinvesteringar. Typiska tekniska livslängder för ny el- och fjärrvärmeproduktion är 30 år. För ny kärnkraft och vattenkraft antas längre livslängder än så, typiskt 50–60 år. För småskaliga och användarnära tekniker antar vi kortare tekniska livslängder, till exempel 20 år för bergvärmepumpar och pellets pannor. För infrastruktur som elnät och fjärrvärmenät antar vi däremot klart längre livslängder. Kalkylräntorna ligger inom 3–10 procent beroende på inom vilken sektor investeringen görs. För investeringar i nätinфраstruktur förutsätts en ränta i den nedre delen av det intervallet medan investeringar i exempelvis effektiviseringsåtgärder inom byggnadsstocken förutsätter en kalkylränta i den övre delen av intervallet. För el- och fjärrvärmeproduktion antas en real kalkylränta på 6 procent. Detsamma gäller investeringar inom industrin.

Modellperiod och tidsupplösning

Modellens tidshorisont sträcker sig mellan 2005 och 2050 i steg om fem år. Fram till 2020 beskrivs därmed det befintliga systemet. Vi utgår dock från normalår (med avseende på tillrinning i vattenmagasin och temperatur) såväl mellan 2005 och 2015 som fram till 2050. Beräkningsresultaten för exempelvis 2015 kan därmed skilja sig från det verkliga utfallet (det finns naturligtvis ytterligare faktorer som modellen inte förmår beskriva och som därmed leder till skillnader mellan beräknade värden och verkligheten).

Som vi nämnt tidigare så delas ett modellår in i 12 perioder: fyra årstider samt dag, eftermiddag (det vill säga ”peak”) respektive natt per årstid när det gäller efterfrågan på och tillförsel av el och fjärrvärme. För varje period beräknar därmed modellen en unik marginalkostnad. För de flesta andra energibärare, som exempelvis fossila bränslen och biobränslen, antar vi ingen säsongsuppdelning i prisbild (eller efterfrågan och utbud) inom ett modellår. Däremot ändras priserna, som vi redovisat tidigare, generellt över modellåren.

Bilaga B: Direktivet om energieffektivitet – Bilaga X

BILAGA X

POTENTIAL FÖR VÄRME- OCH KYLEFFEKTIVITET

Den heltäckande bedömning av den nationella potentialen för uppvärmning och kylning som avses i artikel 25.1 ska innefatta och vara baserad på nedanstående:

Del I

ÖVERSIKT ÖVER VÄRME OCH KYLA

1. Värme- och kylbehovet i form av en bedömning av nyttiggjord energi ⁽¹⁾ och kvantifierad slutlig energianvändning i GWh per år ⁽²⁾ fördelat på enskilda sektorer:
 - a) Bostäder.
 - b) Tjänster.
 - c) Industri.
 - d) Andra sektorer som ensamma svarar för mer än 5 % av det totala nationella behovet av nyttiggjord värme och kyla.
2. Fastställande eller, i fråga om leda i, fastställande eller uppskattning av nuvarande värme- och kylförsörjning:
 - a) Fördelat på teknik, i GWh per år ⁽³⁾, inom de sektorer som avses i punkt 1 och om möjligt fördelat på energi från fossila respektive förnybara källor:
 - i) Intern värme- och kylförsörjning inom tjänste- och bostadssektorn, fördelat på rena hetvattenpannor, högeffektiv kraftvärme, värmepumpar, andra interna tekniker och energikällor.
 - ii) Intern värme- och kylförsörjning inom andra sektorer än tjänste- och bostadssektorn, fördelat på rena hetvattenpannor, högeffektiv kraftvärme, värmepumpar, andra interna tekniker och energikällor.
 - iii) Extern värme- och kylförsörjning, fördelat på högeffektiv kraftvärme, spillvärme, andra externa tekniker och energikällor.
 - b) Identifiering av anläggningar som producerar spillvärme eller spillkyla och deras potentiella värme- eller kylförsörjning, i GWh per år:
 - i) Anläggningar för termisk kraftproduktion som kan leverera eller utrustas för att leverera spillvärme med en total tillförd värmeeffekt på mer än 50 MW.
 - ii) Kraftvärmeanläggningar som använder den teknik som avses i del II i bilaga 11 med en total tillförd värmeeffekt på mer än 20 MW.
 - iii) Avfallsförbränningsanläggningar.

(1) Mängd värmeenergi som krävs för att tillgodose slutanvändarnas värme- och kylbehov.

(2) Senast tillgängliga uppgifter ska användas.

(3) Senast tillgängliga uppgifter ska användas.

- iv) Anläggningar för förnybar energi med en total tillförd värmeeffekt på mer än 20 MW, utom de anläggningar som anges i leden i och ii som producerar värme eller kyla med hjälp av energi från förnybara energikällor.
- v) Industrianläggningar med en total tillförd värmeeffekt på mer än 20 MW som kan leverera spillvärme.
- c) Rapporterad andel av fjärrvärme- och fjärrkylsektorns slutliga energianvändning som kommit från förnybara energikällor, spillvärme eller spillkyla ⁽⁴⁾ under de senaste fem åren i enlighet med direktiv (EU) 2018/2001.
- 3. Aggregerade uppgifter om kraftvärmepannor i befintliga nät för fjärrvärme och fjärrkyla i fem kapacitetsintervall som omfattar
 - a) primärenergianvändning,
 - b) total effektivitet,
 - c) primärenergibesparingar,
 - d) emissionsfaktorer för koldioxid.
- 4. Aggregerade uppgifter om befintliga nät för fjärrvärme och fjärrkyla som levereras genom kraftvärme i fem kapacitetsintervall som omfattar
 - a) total primärenergianvändning,
 - b) primärenergianvändning i kraftvärmepannor,
 - c) andelen kraftvärme i försörjningen av fjärrvärme eller fjärrkyla,
 - d) förluster i system för fjärrvärme,
 - e) förluster i system för fjärrkyla,
 - f) anslutningstäthet,
 - g) andel system per olika driftstemperaturgrupper.
- 5. En karta över hela det nationella territoriet som utan att röja kommersiellt kansliga uppgifter visar
 - a) efterfrågan på värme och kyla i olika områden med utgångspunkt i analysen i punkt 1, med tillämpning av enhetliga kriterier för att ringa in energitäta områden i kommuner och storstadsområden,
 - b) befintliga leveranspunkter för värme och kyla som fastställts enligt punkt 2b och anläggningar för fjärrvärmedistribution!
 - c) planerade leveranspunkter för värme och kyla av det slag som beskrivs i punkt 2b och identifierade nya områden för fjärrvärme och fjärrkyla.
- 6. En prognos över hur efterfrågan på värme och kyla kan utvecklas de närmaste 30 åren, angiven i GWh och, särskilt, med beaktande av prognoser för de närmaste tio åren, förändring av efterfrågan i byggnader och olika industrisektorer samt effekten av politik och strategier för efterfrågestyrning, t.ex. långsiktiga strategier för renovering av byggnader enligt Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2018/844 ⁽⁵⁾.

(4) Identifieringen av "förnybar kyla" ska, efter det att metoden för beräkning av mängden förnybar energi som används för kyla och fjärrkyla fastställts i enlighet med artikel 35 i direktiv (EU) 2018/2001, göras i enlighet med det direktivet. Fram till dess ska fastställandet göras enligt en lämplig nationell metod.

(5) Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2018/844 av den 30 maj 2018 om ändring av direktiv 2010/H/EU om byggnaders energiprestanda och av direktiv 2012/27/EU om energieffektivitet (EUT L 156, 19.6.2018, s. 75).

Del II

MÅL, STRATEGIER OCH POLITISKA ÅTGÄRDER

7. Medlemsstatens planerade bidrag till sina nationella målsättningar, mål och bidrag för energiunionens fem dimensioner i enlighet med artikel 3.2 b i förordning (EU) 2018/1999, vilka ska uppnås genom värme- och kyleffektivitet, i synnerhet när det gäller artiklarna 4 b.1–4 och 15.4 b i den förordningen, och med angivande av vad som tillkommit utöver den integrerade nationella energi- och klimatplan som anmälts i enlighet med artiklarna 3 och 7–12 i den förordningen.
8. Allmän översikt över nuvarande politik och åtgärder som beskrivs i den senaste rapport som inlämnats i enlighet med artiklarna 3, 20, 21 och 27 a i förordning (EU) 2018/1999.

Del III

ANALYS AV DEN EKONOMISKA POTENTIALEN FÖR VÄRME- OCH KYLEFFEKTIVITET

9. En analys av den ekonomiska potentialen ⁽⁶⁾ hos olika tekniker för värme och kyla ska göras för hela det nationella territoriet med hjälp av den kostnads-nyttoanalys som avses i artikel 25.3 och identifiera alternativa scenarier för mer effektiva tekniker för värme och kyla från förnybara energikällor, i förekommande fall fördelat på energi från fossila respektive förnybara energikällor.

Följande tekniker bör beaktas:

- a) Industriell spillvärme och spillkyla.
- b) Avfallsförbränning.
- c) Högeffektiv kraftvärme.
- d) Förnybara energikällor, t.ex. jordvärme, solenergi och biomassa, utom sådana som används för högeffektiv kraftvärme.
- e) Värmepumpar.
- f) Minskning av värme- och kylforluster från befintliga fjärrnät.
- g) Fjärrvärme och fjärrkyla.

10. Analysen av den ekonomiska potentialen ska inbegripa följande steg och överväganden:

- a) Överväganden:
 - i) Kostnads-nyttoanalysen enligt artikel 25.3 ska innehålla en ekonomisk analys som tar hänsyn till socioekonomiska faktorer och miljöfaktorer ⁽⁷⁾, samt en finansiell analys som bedömer projekt ur investerarnas synvinkel, varvid nettonuvärdet ska användas som kriterium för bedömningen både i den ekonomiska och den finansiella analysen.
 - ii) Grundscenariot bör tjäna som utgångspunkt och ta hänsyn till nuvarande politik när den heltäckande bedömningen sammanställs ⁽⁸⁾ och vara kopplad till uppgifter som samlas in enligt del I och del II punkt 6 i denna bilaga.

(6) Analysen av den ekonomiska potentialen bör ange volymen energi (i GWh) som varje analyserad teknik kan producera per år. Hänsyn bör även tas- begränsningar och inbördes kopplingar inom energisystemet. Analysen kan utgå från modeller baserade på antaganden om driften hos vanliga typer av tekniker eller system.

(7) Inbegripet den bedömning som avses i artikel 15.7 i direktiv (EU) 2018/2001.

(8) Brytdatumet för att ta hänsyn till politiska åtgärder i grundscenariot är utgången av det år som föregår det år före vars utgång den heltäckande bedömningen ska göras. Politiska åtgärder som genomförs under de tolv månader som föregår tidsfristen för inlämning av den heltäckande bedömningen behöver alltså inte beaktas.

iii) Andra scenarier än grundscenariot ska ta hänsyn till målen avseende energieffektivitet och förnybar energi i förordning (EU) 2018/1999 och varje scenario ska innefatta följande jämfört med grundscenariot:

- Ekonomisk potential hos de tekniker som undersökts med nettonuvärde som kriterium.
- Minskning av växthusgasutsläpp.
- Primärenergibesparingar i GWh per år.
- Inverkan på andelen förnybar energi i den nationella energimixen.

Scenarier som av tekniska eller finansiella skäl eller på grund av nationell reglering inte är genomförbara får uteslutas i ett tidigt skede av kostnads-nyttanalysen om detta är berättigat på grundval av noggranna, uttryckliga och väldokumenterade överväganden.

Bedömningen och besluten bör i de analyserade scenarierna beakta kostnader och energibesparingar till följd av den ökade flexibiliteten i energiförsörjningen och en mer optimal drift av elnäten, inbegripet kostnader som undvikits och besparingar från minskade infrastrukturinvesteringar.

b) Kostnader och nytta

De kostnader och den nytta som avses i leda ska åtminstone omfatta följande:

i) Kostnader:

- Kapitalkostnader för anläggningar och utrustning. Kapitalkostnader för de tillhörande energinäten. Rörliga och fasta driftskostnader.
- Energikostnader.
- Kostnader för miljö, hälsa och säkerhet, om detta är möjligt.
- Arbetsmarknadskostnader, trygg energiförsörjning och konkurrenskraft, om detta är möjligt.

ii) Nyttä:

- Produktionsvärdet för användaren (värme, kyla och el).
- Extern nytta såsom positiva miljöeffekter, minskade växthusgasutsläpp och positiva hälso- och säkerhets effekter, om detta är möjligt.
- Arbetsmarknadseffekter, trygg energiförsörjning och konkurrenskraft, om detta är möjligt.

c) Scenarier som är relevanta i jämförelse med för grundscenariot:

Alla scenarier som är relevanta i jämförelse med grundscenariot ska övervägas, inbegripet rollen för effektiv individuell uppvärmning och kylning. Kostnads-nyttanalysen kan omfatta antingen en bedömning av ett projekt eller en bredare lokal, regional eller nationell bedömning för en grupp av projekt, för att i planeringssyfte fastställa den mest kostnads-effektiva och gynnsamma värme- eller kyllösningen för ett visst geografiskt område utifrån ett grundscenario.

d) Gränser och samordnad strategi:

- i) Den geografiska gränsen ska omfatta ett lämpligt, väl avgränsat geografiskt område.
- ii) Kostnads-nyttanalyserna ska ta hänsyn till alla relevanta centraliserade eller decentraliserade leveransresurser som är tillgängliga inom systemet och den geografiska gränsen, inbegripet tekniker som beaktas enligt del III punkt 9 i denna bilaga samt uppvärmnings- och kylnings efterfrågans kännetecken och utvecklingstendenser.

e) Antaganden:

- i) Medlemsstaterna ska för upprättandet av kostnads-nyttanalyser göra antaganden om priserna på de viktigaste input- och outputfaktorerna och om diskonteringsräntan.

- ii) Den diskonteringsränta som används i den ekonomiska analysen för att beräkna nettonuvärdet ska väljas i enlighet med europeiska eller nationella riktlinjer.
- iii) Medlemsstaterna ska använda nationella, europeiska eller internationella prognoser för utvecklingen av energipriserna om så är tillämpligt i det nationella, regionala eller lokala sammanhanget.
- iv) De priser som används i den ekonomiska analysen ska ta hänsyn till socio-ekonomisk kostnad och nytta. Externa kostnader, såsom miljö- och hälsoeffekter, bör ingå i den mån det är möjligt, dvs. då ett marknadspris finns eller redan ingår i europeisk eller nationell lagstiftning.
- f) Känslighetsanalys: En känslighetsanalys ska ingå för att utvärdera kostnaderna och nyttan med ett projekt eller en grupp av projekt och baseras på variabla faktorer med en betydande inverkan på resultatet av beräkningarna, t.ex. olika energipriser, efterfrågenivåer, diskonteringsräntor och annat.

Del IV

POTENTIELLA NYA STRATEGIER OCH POLITISKA ÅTGÄRDER

11. En översikt över nya lagstiftningsåtgärder och andra politiska åtgärder ⁽⁹⁾ för att infria den ekonomiska potential som fastställts i enlighet med punkterna 9 och 10 tillsammans med en prognos om följande:
- a) Minskningar av växthusgasutsläpp.
 - b) Primärenergibesparingar i GWh per år.
 - c) Inverkan på andelen från högeffektiv kraftvärme.
 - d) Inverkan på andelen från förnybara energikällor i den nationella energimixen och i värme- och kylsektorn.
 - e) Kopplingar till nationell finansiell programplanering och kostnadsbesparingar för offentliga budgetar och marknadsaktörer.
 - f) En uppskattning av eventuella offentliga stödåtgärder, med en årsbudget och identifiering av potentiella stödelement.

⁽⁹⁾ Denna översikt ska innefatta finansieringsåtgärder och finansieringsprogram som kan komma att anta under den period som den heltäckande bedömningen omfattar, utan att föregripa separata anmälningar av offentliga stödprogram för en bedömning av statligt stöd.

Hållbar energi för alla

Energimyndighetens uppdrag är att förena ekologisk hållbarhet, konkurrenskraft och försörjningstrygghet i energisystem, som är hållbara och kostnadseffektiva med en låg påverkan på hälsa, miljö och klimat.

Vi bidrar med fakta, kunskap och analyser om tillförsel och användning av energi i samhället, och arbetar för en trygg energiförsörjning.

Forskning om framtidens energisystem och teknik får stöd av oss. Vi stöttar också affärsutveckling som gör det möjligt att kommersialisera innovationer och ny teknik, och ser till att goda lösningar kan exporteras.

Vi ansvarar för Sveriges officiella statistik på energiområdet, och hanterar stödsystem så som elcertifikatsystemet och handeln med utsläppsrätter. Dessutom deltar vi i internationella klimatsamarbeten, och förmedlar fakta om effektivare energianvändning till hushåll, företag och myndigheter.

Energimyndigheten är också beredskapsmyndighet och sektorsansvarig myndighet inom energiområdet.



Energimyndigheten, Box 310, 631 04 Eskilstuna

Telefon 016-544 20 00

E-post registrator@energimyndigheten.se

energimyndigheten.se