Energimyndigheten

2026

Fjärrvärmens och kraftvärmens roll i ett föränderligt energisystem

Redovisning av uppdrag till Statens energimyndighet att genomföra och föreslå åtgärder för att stärka fjärr- och kraftvärmen

Energimyndighetens publikationer kan laddas ner
eller beställas via energimyndigheten.se

Statens energimyndighet, oktober 2026
ER 2026:23
ISSN 1403-1892
ISBN (pdf) 978-91-7993-290-9

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

Förord

Svensk fjärr- och kraftvärme har under många decennier varit en viktig del av energiomställningen. Genom effektiv användning av resurser och en successiv omställning från fossila bränslen har fjärr- och kraftvärmen bidragit till både klimatomställning och försörjningstrygghet. För många människor är fjärrvärmen en självklar del av vardagen, men dess betydelse för energisystemet sträcker sig betydligt längre än till den lokala värmeförsörjningen.

Mot bakgrund av energisystemets snabba förändring har regeringen gett Energimyndigheten i uppdrag att analysera fjärr- och kraftvärmens framtida roll och betydelse för energisystemets utveckling.

Sverige står nu inför en omfattande elektrifiering samtidigt som kraven på konkurrenskraft, robusthet och hållbarhet ökar. I det läget behöver energisystemets olika delar ses i ett sammanhang. Beslut som påverkar fjärrvärme och kraftvärme påverkar också elsystemet, eleffektbehovet, nätutbyggnaden och samhällets samlade motståndskraft.

Vi ser att fjärr- och kraftvärmen kan avlasta elsystemet under ansträngda timmar, bidra med lokal och planerbar elproduktion, ta tillvara restflöden och stärka robustheten i lokala och regionala energisystem. Samtidigt står sektorn inför förändrade förutsättningar kopplade till bland annat elektrifiering, bränslemarknader och konkurrensen om biomassa.

Dessa olika värden måste synliggöras bättre i framtida planering och beslutsfattande. Vägvalen bör utgå från systemperspektiv, lokala förutsättningar och de funktioner som energisystemet behöver leverera, snarare än från enskilda tekniker.

Denna rapport kompletterar Energimyndighetens analys av hur leveranssäkerheten i fjärr- och kraftvärmesektorn kan stärkas. Medan den rapporten fokuserar på beredskap och motståndskraft, fokuserar denna rapport på sektorns betydelse på både kort och lång sikt. Tillsammans visar de att fjärr- och kraftvärmen inte bara är en fråga om värmeförsörjning, utan också om eleffekt, resurseffektivitet, försörjningstrygghet och totalförsvar. Därmed utgör de ett viktigt underlag för framtida beslut om utvecklingen av Sveriges energisystem.

Caroline Asserup
Generaldirektör

Innehåll

Förord ... 3

Sammanfattning ... 5

Begrepp och förkortningar ... 11

FÖRSLAG OCH BEDÖMNINGAR ... 14

1 Inledning ... 15

2 Förslag, inriktningar och ställningstaganden ... 18

3 Tvärgående analys ... 39

4 Samlad bedömning och slutsatser ... 46

UNDERLAG OCH FÖRDJUPAD ANALYS ... 49

5 Underlag och metod ... 50

6 Del 1 – Konsekvenser för elsystemet av minskad fjärrvärme- och biobränsleanvändning ... 54

7 Del 2 – Fjärrvärmens nytta för elsystemet ... 68

8 Del 3 – Tillgången på hållbara skogsbränslen ... 76

9 Del 4 – Redovisning av fossila utsläpp från fjärrvärme ... 83

Referenser ... 104

Bilagor ... 108

Sammanfattning

Denna rapport analyserar fjärrvärmens och kraftvärmens roll i ett energisystem som präglas av ökad elektrifiering, förändrade behov av eleffekt, förändrade bränsleflöden samt skärpta klimat-, hållbarhets- och beredskapskrav. Energimyndighetens samlade bedömning är att fjärrvärmen och kraftvärmen även framöver kan bidra med viktiga systemnyttor. På kortare sikt behöver dessa nyttor synliggöras och beaktas i energiplanering, regelutveckling och fortsatt beredning. På längre sikt behöver sektorn anpassas till förändrade värmebehov, bränsle- och avfallsflöden, konkurrens mellan olika uppvärmningslösningar samt klimat-, hållbarhets- och beredskapskrav.

Energimyndighetens analyser visar att fjärrvärmen och kraftvärmen har funktioner som är viktiga för elsystemets kapacitet och eleffektbalans, för resurseffektivitet samt för robusthet och energiberedskap. Betydelsen är ofta störst lokalt och regionalt under de timmar då el- och värmesystemen är som mest ansträngda.

Samtidigt förändras sektorns förutsättningar. Rapportens utgångspunkt är inte att fjärr- och kraftvärmesektorn ska bevaras i oförändrad form. Energimyndighetens samlade bedömning är att samhällsekonomiskt motiverade systemfunktioner behöver synliggöras och tas till vara, samtidigt som sektorn anpassas till ett energisystem under förändring.

Mot denna bakgrund lämnar Energimyndigheten ett paket av förslag, inriktningar och ställningstaganden. Vissa åtgärder kan Energimyndigheten, själv eller tillsammans med andra myndigheter och aktörer, genomföra inom eller i nära anslutning till befintliga myndighetsuppgifter. För andra frågor föreslår Energimyndigheten att regeringen låter bereda, utreda eller se över frågan vidare innan slutlig utformning kan fastställas. Paketets olika delar har därför olika mognadsgrad.

Rapportens huvudsakliga förslag, inriktningar och ställningstaganden

Område	Förslag/inriktning	Typ och status	Ansvar/fortsatt hantering
Fjärrvärmens nytta för elsystemet	Dokumentera, tillgängliggöra och förvalta den framtagna metodiken för att synliggöra fjärrvärmens elsystemnytta som analysstöd i kommunal och regional energiplanering samt i dialoger om eleffekt, nätkapacitet och robusthet.	Förslag för genomförande	Energimyndigheten. Svenska kraftnät rådfrågas i relevanta delar.
Robusthet, beredskap och leveranssäkerhet	Bedöma fjärr- och kraftvärmens bidrag till robusthet, beredskap och leveranssäkerhet funktionsbaserat.	Inriktning/ bedömning	Energimyndigheten inom det parallella regeringsuppdraget om fjärr- och kraftvärmens leveranssäkerhet.
Energiskatt på el för fjärrvärme-produktion	Bereda en tidsbegränsad och avgränsad nedsättning av energiskatten på el som används i värmepumpar och elpannor för produktion av fjärrvärme.	Förslag för fortsatt beredning/ översyn	Regeringen.
Strategiska fjärrvärme-investeringar	Se över och vid behov utveckla befintliga stöd- och riskdelningsinstrument för strategiska investeringar i värmelager, sammankopplingsledningar mellan fjärrvärmesystem och nyttiggörande av restvärme.	Förslag för fortsatt beredning/ översyn	Regeringen, med berörda myndigheter i den fortsatta beredningen.
Försörjnings-kedjor för hållbara skogsbränslen	Utveckla kunskaps- och planeringsunderlag om försörjningskedjorna för hållbara skogsbränslen, med särskilt fokus på logistiska flaskhalsar, terminalbehov, mellanlagring och långväga transporter.	Förslag för genomförande	Energimyndigheten i samverkan med berörda myndigheter och aktörer.
Forskning, demonstration och kompetens om hållbara skogsbränslen	Prioritera forskning, demonstration och kompetensuppbyggnad som stärker förutsättningarna för kostnadseffektivt och miljömässigt hållbart uttag, lagring och hantering av grot och sly.	Förslag för genomförande	Energimyndigheten tillsammans med berörda forsknings-, utbildnings- och branschaktörer.
Marknads-information om hållbara skogsbränslen	Stärka marknadsinformationen genom bättre tillgång till aktuella pris- och volymdata, utvecklad marknadsuppföljning och statistik samt fördjupad analys och relevanta standardiseringsinsatser.	Förslag för genomförande	Energimyndigheten i samverkan med berörda myndigheter och aktörer.
EU-regler och nationell tillämpning för skogsbränslen	Bidra till ökad förutsebarhet i regelutvecklingen genom analysunderlag, expertstöd, samordnad information och fortsatt myndighetssamverkan om svenska förutsättningar i EU-arbetet och den nationella tillämpningen.	Inriktning/ bedömning	Regeringen ansvarar för Sveriges positioner i EU-arbetet. Energimyndigheten och andra berörda myndigheter bidrar med analys och expertstöd.
Riktade åtgärder i försörjnings-kedjan för hållbara skogsbränslen	Utreda behovet av riktade och tidsbegränsade åtgärder för att undanröja identifierade hinder i försörjningskedjan, med särskilt fokus på skogsvårdande röjning och klen gallring, kritisk maskin- och entreprenörskapacitet samt miljömässigt motiverad askåterföring.	Förslag för fortsatt beredning/ översyn	Regeringen. Utredningen bör genomföras tillsammans med Skogsstyrelsen och andra berörda myndigheter.
Byggnaders energiprestanda	Följa upp och vid behov se över den nationella tillämpningen av regler och beräkningsmetoder för byggnaders energiprestanda, med fokus på nationellt handlingsutrymme, transparens mellan uppvärmningslösningar och relevanta energisystemeffekter.	Förslag för fortsatt beredning/ översyn	Regeringen. Boverket bör ha en central roll, med stöd av Energimyndigheten och andra berörda myndigheter.
Emissions-faktorer för el och fjärrvärme	Ta fram en myndighetsgemensam vägledning för användning av emissionsfaktorer för el och fjärrvärme.	Förslag för genomförande	Energimyndigheten tar initiativ till och samordnar arbetet tillsammans med Boverket och Naturvårdsverket.
Hållbarhets-redovisning av avfallsbaserad fjärrvärme	Förorda en förändring av praxis för hållbarhetsredovisning av avfallsbaserad fjärrvärme, så att utsläpp från fossilt avfall i större utsträckning redovisas av den verksamhet som ger upphov till avfallet, inom gällande regelverk.	Ställnings-tagande	Förändringen behöver få genomslag i svensk branschpraxis. Energimyndigheten och andra berörda aktörer följer utvecklingen och bidrar vid behov i metod- och standardiseringsarbetet.

Minskad fjärrvärmeanvändning och kraftvärmeproduktion kan öka eleffektbehovet och minska lokal elproduktion

Analysen visar att en utveckling med minskad fjärrvärmeanvändning och lägre kraftvärmeproduktion kan få betydande konsekvenser för elsystemets kapacitet och effektsituation. Effekterna uppstår framför allt under kalla vinterperioder, när värmebehovet är högt och eleffektbehovet för uppvärmning är stort. Om fjärrvärme ersätts av individuell elbaserad uppvärmning ökar elbehovet i dessa lägen. Vid minskad kraftvärmeproduktion minskar samtidigt också tillgången till lokal och planerbar elproduktion. Sammantaget kan detta leda till högre eleffekttoppar, ökade behov av elnätförstärkningar och större sårbarhet i lokala och regionala energisystem.

Samtidigt skiljer sig förutsättningarna åt mellan olika fjärrvärmesystem. Produktionsmix, kundunderlag, investeringsförutsättningar och tillgång till alternativa värmekällor varierar. I vissa system kan restvärme, stora värmepumpar, värmelager och elpannor bidra till ökad flexibilitet och resurseffektivitet. I andra kan beroende av biobränslen eller avfall, begränsad tillgång till alternativa produktionsresurser eller svaga lokala marknadsförutsättningar innebära större sårbarhet. Konsekvenserna behöver därför bedömas utifrån lokala och regionala förutsättningar i det enskilda systemet.

De uppdaterade långsiktiga scenarier som Energimyndigheten tagit fram under tiden för uppdragets genomförande visar en mindre kraftig nedgång för fjärrvärme och kraftvärme än de scenarier som låg till grund för den ursprungliga analysen. Det förändrar inte de samband som analyseras i rapporten, men understryker osäkerheten i den långsiktiga utvecklingen och behovet av att beakta flera möjliga utvecklingsvägar.

Fjärr- och kraftvärmens systemnyttor behöver synliggöras lokalt och i kritiska timmar

Fjärrvärmen och kraftvärmen bidrar till lokal och regional värmeförsörjning, kan avlasta elsystemet under kalla perioder och möjliggör resurseffektiv användning av restflöden. Kraftvärme kan dessutom bidra med lokal elproduktion när värmebehovet är stort.

De mest betydelsefulla effekterna uppstår ofta lokalt och under de timmar då el- och värmesystemen är som mest ansträngda. I kommunal och regional energiplanering och i dialoger om eleffekt, nätkapacitet och robusthet behöver nationella och årsvisa energibalanser därför kompletteras med plats- och tidsupplösta analyser.

Den metodik som tagits fram inom uppdraget visar hur förändringar i fjärrvärmens värmelast kan översättas till förändringar i elanvändning och eleffektbehov samt till indikativa elnätskostnader. Metodiken är inte avsedd att ersätta lokala nätanalyser eller ligga till grund för en generell ersättningsmodell. Energimyndigheten föreslår att myndigheten dokumenterar,

tillgängliggör och förvaltar metodiken som analysstöd. Kommuner, regioner, elnätsföretag och fjärrvärmeaktörer kan använda den som ett gemensamt analys- och dialogunderlag och därmed som stöd för mer informerade beslut om energiplanering, elektrifiering och nätkapacitet.

Flera styrmedelsfrågor behöver beredas vidare

Stora värmepumpar och elpannor kan öka fjärrvärmesystemens flexibilitet och minska beroendet av biobränslen, särskilt när de kan användas när elpriser och belastning i elsystemet är låga. Energimyndigheten föreslår därför att regeringen låter bereda en tidsbegränsad och avgränsad nedsättning av energiskatten på el som används i värmepumpar och elpannor för produktion av fjärrvärme. Modellanalysen visar att en sådan nedsättning främst påverkar produktionsmixen och ökar användningen av elbaserad värmeproduktion, men i det analyserade fallet inte ger någon tydlig effekt på den samlade fjärrvärmeefterfrågan eller kraftvärmeproduktionen.

Energimyndigheten föreslår också att regeringen ser över och vid behov utvecklar befintliga stöd- och riskdelningsinstrument för strategiska investeringar i värmelager, sammankopplingsledningar mellan fjärrvärmesystem och nyttiggörande av restvärme. Sådana investeringar kan bidra till flexibilitet, robusthet och resurseffektivitet, samtidigt som nyttorna delvis kan tillfalla andra aktörer eller energisystemet som helhet. Utgångspunkten bör vara att i första hand använda eller utveckla befintliga instrument.

Därutöver föreslår Energimyndigheten att regeringen låter följa upp och vid behov se över den nationella tillämpningen av regler och beräkningsmetoder för byggnaders energiprestanda, med fokus på transparens mellan olika uppvärmningslösningar och relevanta energisystemeffekter.

Robusthet och beredskap bör bedömas funktionsbaserat

Fjärr- och kraftvärmesystem kan under rätt förutsättningar bidra till robusthet och energiberedskap, bland annat genom uthållig värmeleverans, lokal elproduktion och där tekniska och organisatoriska förutsättningar finns till ö-drift eller dödnätsstart.

Dessa förmågor finns dock inte generellt i alla system. De varierar med anläggningarnas tekniska utformning, lokala förhållanden, bränsle- och elförsörjning, reservkapacitet, reparationsförmåga och försörjningskedjor. Energimyndigheten bedömer därför att robusthet, beredskap och leveranssäkerhet bör bedömas funktionsbaserat och utifrån faktiska tekniska, lokala och organisatoriska förutsättningar.

Energimyndigheten behandlar frågor om konkreta mål och krav, ansvar, finansiering och ytterligare beredskapshöjande åtgärder närmare inom det parallella regeringsuppdraget om stärkt leveranssäkerhet för fjärr- och kraftvärmesektorn.

Tillgången på hållbara skogsbränslen begränsas framför allt av försörjningskedjorna

Fjärr- och kraftvärmens utveckling påverkas av tillgången till hållbara bränslen. Analysen visar att det finns betydande hållbara potentialer för ökat uttag av primära skogsbränslen, särskilt grot och sly. Begränsningen ligger i första hand inte i den biologiska potentialen utan i den praktiska realiserbarheten.

En central utmaning är den geografiska obalansen mellan större outnyttjade potentialer i norra Sverige och större efterfrågan i södra och mellersta Sverige. Transportavstånd, terminalstruktur, möjligheter till lagring, kvalitet, maskin- och entreprenörskapacitet, och varierande efterfrågan påverkar vilken del av potentialen som faktiskt kan nå marknaden.

Energimyndigheten bedömer därför att åtgärderna som vidtas framför allt bör stärka försörjningskedjorna. Energimyndigheten bör, i samverkan med berörda myndigheter och aktörer, utveckla kunskaps- och planeringsunderlag, stärka marknadsuppföljning och statistik samt prioritera forskning, demonstration och kompetensuppbyggnad. Därutöver föreslår Energimyndigheten att regeringen låter utreda behovet av riktade och tidsbegränsade åtgärder mot särskilt identifierade flaskhalsar.

Ett ökat uttag behöver samtidigt bedömas i relation till hållbarhetskriterier, biologisk mångfald, markens långsiktiga produktionsförmåga, Sveriges åtaganden inom LULUCF och konkurrensen om bioråvara från andra sektorer. Åtgärderna kan förbättra förutsättningarna för att mobilisera hållbara skogsbränslen, men de undanröjer inte behovet av en långsiktig anpassning till ökad konkurrens om bioråvara.

Utsläppsredovisningen bör rikta incitament mot aktörer med rådighet

Hur fossila utsläpp från avfallsbaserad fjärrvärme redovisas i hållbarhetsredovisningar påverkar vilka aktörer som får incitament att minska utsläppen. Dagens praxis innebär att utsläppen från förbränning av fossilt avfall redovisas hos fjärrvärmekunder, trots att dessa i begränsad utsträckning kan påverka uppkomsten av avfallet.

Energimyndigheten bedömer att hållbarhetsredovisningen behöver utvecklas så att incitamenten i större utsträckning riktas mot de aktörer som har rådighet över uppkomsten av det fossila avfallet. Myndigheten förordar därför, inom ramen för gällande regelverk, en förändrad praxis där utsläppen redovisas av den verksamhet som ger upphov till avfallet. Berörda branschaktörer behöver ta förändringen vidare i svensk branschpraxis. Energimyndigheten och andra berörda aktörer följer utvecklingen och bidrar vid behov i metod- och standardiseringsarbetet.

En sådan förändring ersätter inte andra styrmedel för minskad plastanvändning, ökad återanvändning och materialåtervinning men kan bidra till ökad transparens och mer ändamålsenligt riktade incitament. Separat från frågan om avfallsbaserad fjärrvärme bör Energimyndigheten ta initiativ till och samordna ett myndighetsgemensamt arbete med Boverket och Naturvårdsverket för att ta fram en vägledning om användningen av emissionsfaktorer för el och fjärrvärme för olika redovisnings- och analysändamål.

Den fortsatta styrningen bör vara stegvis, funktionsbaserad och platsanpassad

Rapportens analyser visar flera avvägningar. Minskad förbränning och minskat biobränsleberoende kan bidra till klimat- och miljömål men samtidigt påverka eleffekt och leveranssäkerhet. Elektrifiering av uppvärmning kan minska biobränsleanvändningen men öka lokal elnätbelastning. Ett ökat uttag av skogsbränslen kan stärka bränsleförsörjningen men behöver vägas mot miljö- och klimatmål. Redovisningsprinciper behöver både vara transparenta och ge incitament som riktas mot aktörer med faktisk rådighet.

Energimyndighetens samlade bedömning är därför att den fortsatta styrningen bör vara stegvis, funktionsbaserad och platsanpassad. Åtgärder bör utgå från identifierade problem och systemfunktioner snarare än från ambitionen att bevara en viss teknik eller struktur. Energimyndigheten och andra berörda myndigheter kan inom sina ansvarsområden ta vissa analys-, planerings-, kunskaps- och samverkansinsatser vidare relativt direkt. För mer ingripande skatte-, stöd- och regelverksåtgärder föreslår Energimyndigheten att regeringen låter genomföra ytterligare rättslig, ekonomisk och teknisk analys före beslut.

På kortare sikt handlar det om att synliggöra fjärrvärmens och kraftvärmens systemnyttor och hantera identifierade hinder. På längre sikt behöver sektorn anpassas till förändrade värmebehov, bränsle- och avfallsflöden, elektrifiering samt klimat-, hållbarhets- och beredskapskrav. Ett sådant arbetssätt ger bättre förutsättningar att ta till vara samhällsekonomiskt motiverade systemnyttor samtidigt som ett långsiktigt handlingsutrymme för energisystemets fortsatta utveckling värnas.

Begrepp och förkortningar

I rapporten används ett antal tekniska och regelverksrelaterade begrepp. Nedan förklaras de begrepp och förkortningar som är centrala för att följa rapportens resonemang. Begrepp som endast används i avgränsade metodavsnitt förklaras i första hand där de förekommer.

Begrepp

Additionalitet: I vilken utsträckning en åtgärd leder till investeringar eller andra insatser som inte skulle ha genomförts utan åtgärden.

Dödnätsstart: Förmåga att starta elproduktion utan tillgång till extern elförsörjning, exempelvis som ett led i att återstarta ett lokalt eller regionalt elsystem.

Eleffekt och eleffektbalans: Eleffekt anger hur mycket el som används eller produceras vid en viss tidpunkt och uttrycks exempelvis i MW. Eleffektbalansen beskriver förhållandet mellan tillgänglig elproduktion och eleffektbehov vid en given tidpunkt.

Emissionsfaktor: Faktor som används för att beräkna utsläpp i förhållande till exempelvis en mängd använd eller producerad energi.

End-of-waste: Den punkt då ett material enligt avfallsregelverket upphör att vara avfall och i stället betraktas som en produkt eller resurs.

Funktionsbaserat synsätt: Bedömning utifrån vilka funktioner ett system faktiskt kan upprätthålla, snarare än utifrån en viss teknik eller anläggningstyp. För fjärr- och kraftvärme kan det exempelvis handla om uthållig värmeleverans, lokal elproduktion och, där förutsättningar finns, ö-drift eller dödnätsstart.

Grot: Grenar och toppar från skogsavverkning som kan tas till vara bland annat för energiändamål.

Marginalmetodik: Den metod som används i rapporten för att uppskatta hur elsystemet påverkas om en del av befintlig fjärrvärmeanvändning ersätts med individuell elbaserad uppvärmning.

Primära skogsbränslen: Skogsbränslen som tas ut direkt i samband med skogsbruk eller andra röjningsåtgärder, exempelvis grot och delar av de flöden som benämns sly, till skillnad från skogsindustriella biprodukter.

Restvärme och spillvärme: Restvärme används i rapporten som en bred benämning på värme från andra verksamheter som kan tas till vara. I avsnitt som behandlar EU-regelverk används spillvärme i den särskilda betydelse som följer av regelverket, bland annat RED III.

Rådighet: Faktisk möjlighet för en aktör att påverka exempelvis uppkomsten av ett utsläpp eller ett avfallsflöde.

Scope 1–3: Indelning av växthusgasutsläpp enligt GHGP. Scope 1 avser direkta utsläpp från den egna verksamheten, scope 2 indirekta utsläpp från inköpt energi och scope 3 övriga indirekta utsläpp i organisationens värdekedja.

Sly: Tätt växande klena träd och ungträd som bland annat kan tas ut vid röjning längs vägar, i skogsbruk eller i samband med naturvårdsåtgärder.

Systemnytta: Nytta för energi- eller elsystemet utöver den direkta leveransen av värme eller el, exempelvis påverkan på eleffektbehov, lokal elproduktion, flexibilitet eller robusthet.

Värmeunderlag: Den efterfrågan på värme som ger grund för produktion och drift i ett fjärrvärmesystem och som bland annat påverkar förutsättningarna för kraftvärmeproduktion.

Ö-drift: Drift av ett avgränsat elnät som tillfälligt är frånkopplat det omgivande elsystemet och försörjs av lokal elproduktion.

Förkortningar

CCS: Carbon Capture and Storage – avskiljning och lagring av koldioxid

CCU: Carbon Capture and Utilisation – avskiljning och användning av koldioxid

CSRD: Corporate Sustainability Reporting Directive – EU:s direktiv om hållbarhetsrapportering

EED: Energy Efficiency Directive – energieffektivitetsdirektivet

EoW: End-of-waste – se begreppslistan

EPBD: Energy Performance of Buildings Directive – direktivet om byggnaders energiprestanda

EPD: Environmental Product Declaration – miljövarudeklaration

ESRS E1: European Sustainability Reporting Standards, E1 Climate Change – standarden för klimatrelaterad rapportering inom CSRD

EUDR: EU:s förordning om avskogningsfria produkter

EU ETS: EU:s system för handel med utsläppsrätter

GHGP: Greenhouse Gas Protocol

IED: Industrial Emissions Directive – industriutsläppsdirektivet

ISO 14064: Standard för kvantifiering och rapportering av växthusgasutsläpp på organisationsnivå

LULUCF: EU:s regelverk för utsläpp och nettoupptag inom markanvändning, förändrad markanvändning och skogsbruk

OEF: Organisation Environmental Footprint – EU-kommissionens metodramverk för organisationers miljöavtryck

RED: Renewable Energy Directive – EU:s förnybartdirektiv, RED III är den tredje versionen av direktivet

SBTi: Science Based Targets initiative

FÖRSLAG OCH BEDÖMNINGAR

1 Inledning

Fjärrvärmen och kraftvärmen är en viktig del av den lokala och regionala energiinfrastrukturen. Systemen levererar värme, kan begränsa eleffektbehovet under kalla perioder, möjliggör nyttiggörande av restflöden och kan, under rätt förutsättningar, bidra till robusthet och energiberedskap. Regeringens uppdrag till Energimyndigheten handlar därför om att analysera fjärr- och kraftvärmens systemroll och att föreslå åtgärder som kan stärka systemen i ett energisystem under förändring.

Regeringen framhåller i propositionen *Energipolitikens långsiktiga inriktning* att fjärr- och kraftvärmen även framöver har en central roll i ett energisystem med snabb elektrifiering och högre krav på försörjningstrygghet (Regeringen, 2023). Samtidigt förändras förutsättningarna för sektorn. Värmebehov, biobränslepriser, konkurrens om bioråvara, avfallsflöden, restvärmepotentialer och klimat- och hållbarhetskrav påverkar fjärrvärmens konkurrenskraft och kraftvärmens produktionsförutsättningar. Dessa förändringar kan i sin tur påverka elsystemets kapacitet, lokala och regionala energisystem samt förutsättningarna för energiberedskap.

Mot denna bakgrund beslutade regeringen i augusti 2025 att ge Energimyndigheten i uppdrag att genomföra analyser och ta fram förslag på åtgärder för att stärka och värna fjärrvärmen och kraftvärmen (Regeringen, 2025). Uppdraget skulle genomföras i dialog med berörda aktörer och i samråd med bland andra Svenska kraftnät, Energimarknadsinspektionen, Skogsstyrelsen, Sveriges lantbruksuniversitet (SLU) och Naturvårdsverket.

Uppdraget omfattar fyra delområden: konsekvenser för elsystemet av minskad fjärrvärme- och biobränsleanvändning, fjärrvärmens nytta för elsystemet, tillgången på hållbara skogsbränslen samt redovisningen av fossila utsläpp med fokus på avfallsbaserad värme. Arbetet integrerar nationella, regionala och lokala perspektiv med en tidshorisont till 2050, kompletterat med bedömningar på kortare sikt där det är relevant. Tyngdpunkten ligger på kopplingarna mellan el- och värmesystem, fjärrvärmens nytta för elsystemet, kraftvärmens bidrag, energiberedskap, hållbara skogsbränslen och redovisningsprinciper som påverkar incitament och investeringsbeslut.

Rapporten behandlar frågorna i två tidsperspektiv. På kortare sikt handlar det om att synliggöra fjärr- och kraftvärmens systemnyttor, stärka energiplanering och samverkan samt utreda, bereda eller se över avgränsade frågor där dagens styrning kan ge oönskade incitament eller där viktiga nyttor inte fångas tillräckligt väl. På längre sikt handlar det om

hur fjärr- och kraftvärmen kan anpassas till förändrade värmeunderlag, bränsle- och avfallsflöden, elektrifiering, klimatkrav och beredskapsbehov. De förslag, inriktningar och ställningstaganden som redovisas i rapporten syftar därför både till att hantera närliggande hinder och till att förbättra förutsättningarna för en mer långsiktig omställning.

Arbetet bygger på Energimyndighetens egna analyser, fyra fördjupade underlagsrapporter, dialoger med berörda myndigheter och aktörer samt skriftliga inspel från branschaktörer och andra intressenter. Metoder, antaganden och underlag redovisas översiktligt i kapitel 5. De fördjupade analyserna av uppdragets fyra delar redovisas i kapitel 6–9, medan metodik, data och antaganden redovisas mer utförligt i underlagsbilagorna.

Uppdraget omfattar inte förslag om ändrat ansvar för utsläppsrätter inom EU ETS, ändrad nationell utsläppsstatistik eller nya redovisningsprinciper utanför befintlig reglering. Rapporten prövar inte heller samtliga tänkbara styrmedel för fjärr- och kraftvärmesektorn. Förslagen är i stället inriktade på åtgärder och frågor som bedöms vara relevanta att genomföra, utreda, bereda eller se över vidare utifrån uppdragets avgränsning och det analysunderlag som tagits fram.

Slutredovisningen består av en huvudrapport och fyra underlagsbilagor. Huvudrapportens första del, FÖRSLAG OCH BEDÖMNINGAR, omfattar kapitel 1–4. Kapitel 1 ger en orientering om uppdraget och rapportens inriktning. Kapitel 2 innehåller förslag, inriktningar, ställningstaganden och en samlad konsekvensbedömning. Kapitel 3 redovisar den tvärgående analysen och kapitel 4 redovisar Energimyndighetens samlade bedömning och slutsatser. Den andra delen, UNDERLAG OCH FÖRDJUPAD ANALYS, redovisar underlag och metod i kapitel 5 samt de fördjupade analyserna av uppdragets fyra delområden i kapitel 6–9. Bilagor 1–4 utgör underlagsrapporter för respektive delområde.

Uppdaterade långsiktiga scenarier

Energimyndigheten tar vartannat år fram långsiktiga scenarier som beskriver möjliga utvecklingsvägar för Sveriges energisystem framåt. Scenarierna används som underlag för klimatrapportering, analys och strategiskt beslutsfattande. De utforskande analyserna belyser hur olika antaganden om teknik, styrmedel, energipriser, internationell utveckling och resursanvändning kan påverka energiområdet. Ett återkommande resultat är att elektrifiering, ökade klimatkrav och förändrad användning av biomassa driver omfattande strukturförändringar i det svenska energisystemet.

En uppdatering av långsiktiga scenarier togs fram under hösten 2025 och våren 2026 med nya antaganden om industrins utveckling, utsläppsrättspriser och ekonomiska drivkrafter. Energimyndighetens rapport (ER 2026:20) omfattar en sammanställning av resultat och känslighetsanalys av import- och exportpriser på förnybara drivmedel samt en analys av tillgång och efterfrågan på bio- och elektrobränslen i EU och globalt.

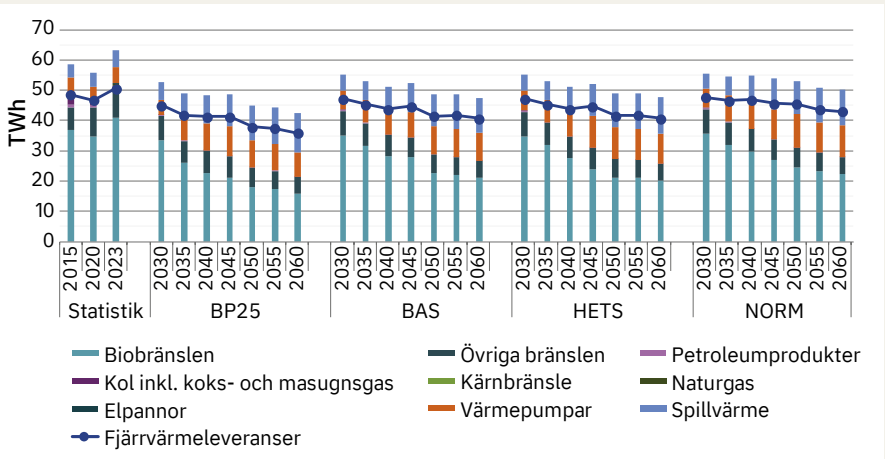
Det uppdaterade BAS-scenariot visar bland annat en mindre kraftig nedgång för fjärrvärmen än scenariot Beslutad policy från våren 2025, eftersom biobränslepriserna inte stiger lika kraftigt (se Figur 1). Bakom detta ligger bland annat:

- något lägre efterfrågan på förnybara bränslen,
- mer försiktiga antaganden om utvecklingen av träbaserad drivmedelsproduktion,
- reviderade antaganden om industrins expansion, och
- lägre konkurrens om biomassa.

Känslighetsanalysen visar att lägre importpriser på förnybara drivmedel kan minska den svenska produktionen av biodrivmedel och därmed konkurrensen om inhemsk biomassa. Det förbättrar förutsättningarna för fjärrvärme och särskilt kraftvärme, som är beroende av biobränslen. Resultaten visar därmed att utvecklingen för fjärrvärmen och särskilt kraftvärmen påverkas i hög grad av utvecklingen på internationella marknader för biodrivmedel och bioenergi.

Marknadsanalysen visar att efterfrågan på bio- och elektrobränslen väntas öka kraftigt, särskilt inom flyg, sjöfart och energiintensiv industri. Samtidigt är tillgången på biomassa, biogen koldioxid och fossilfri el begränsad, vilket skapar konkurrens mellan sektorer och länder. Detta innebär att framtida scenarier behöver belysa hur knappa resurser används och vilka avvägningar som kan uppstå.

Sammantaget innebär de uppdaterade scenarierna att omfattningen av en möjlig nedgång för fjärrvärme och kraftvärme framstår som mindre än i de tidigare scenarierna. De förändrar däremot inte de samband som analyseras i detta uppdrag: om fjärrvärmeunderlaget minskar och kraftvärmeproduktionen blir lägre kan konsekvenser uppstå för eleffekt, nätkapacitet och lokala energisystem, särskilt under ansträngda driftlägen. Skillnaderna mellan scenarierna understryker samtidigt osäkerheten i den långsiktiga utvecklingen och behovet av att beakta flera möjliga utvecklingsvägar.



Figur 1. Fjärrvärmeleveranser och tillförd energi för fjärrvärmeproduktion 2015, 2020, 2023 samt i respektive scenario 2030–2060.

Källa: Energimyndigheten, 2026a.

Not: BP25 är scenariot Beslutad policy från Energimyndighetens långsiktiga scenarier från 2025. BAS är ett justerat BP25 och grundscenario i uppdaterade långsiktiga scenarier från hösten 2025 och våren 2026. HETS har sin utgångspunkt i BAS och är ett scenario med högre utsläppsrättspriser. NORM har sin utgångspunkt i BAS och är ett scenario med normativa antaganden. För mer information om scenariernas utformning se Energimyndighetens rapport ER 2026:20.

2 Förslag, inriktningar och ställningstaganden

Detta kapitel redovisar Energimyndighetens förslag, inriktningar och ställningstaganden. Kapitlet innehåller dels åtgärder som kan genomföras inom eller i nära anslutning till befintliga myndighetsuppgifter, dels förslag om fortsatt beredning av skatte-, stöd- och regelverksfrågor.

Förslagen syftar sammantaget till att synliggöra och ta till vara fjärrvärmens och kraftvärmens systemnyttor, förbättra förutsättningarna för flexibilitet och strategiska investeringar, stärka försörjningskedjorna för hållbara skogsbränslen samt utveckla regler och redovisningsprinciper som påverkar konkurrensförutsättningar och incitament.

Förslagen syftar inte till att bevara fjärr- och kraftvärmesektorns nuvarande utformning oförändrad. Syftet är i stället att förbättra sektorns förmåga att anpassas till förändrade biobränslemarknader, tekniska förutsättningar och behov i energisystemet, samtidigt som samhällsekonomiskt motiverade systemfunktioner kan tas till vara.

2.1 Utgångspunkter för förslag, inriktningar och ställningstaganden

Rapportens analyser visar att fjärrvärmens och kraftvärmens framtida roll påverkas av flera samverkande faktorer. Det gäller bland annat elsystemets kapacitetsbehov, konkurrensen mellan olika uppvärmningsalternativ, tillgången till hållbara bränslen, EU-regler och nationell reglering, lokala och regionala förutsättningar samt krav på energiberedskap och minskad klimat- och miljöpåverkan.

Flera av de mest betydelsefulla systemeffekterna är plats- och tidsberoende. De framträder under kalla perioder och andra ansträngda driftlägen och kan därför inte bedömas enbart utifrån årsvisa energivolymer eller genomsnittliga kostnader. Samtidigt behöver åtgärder som stärker en viss systemfunktion vägas mot andra energi-, klimat-, miljö- och näringspolitiska mål. Även ekonomiska konsekvenser, investeringsincitament och konkurrenseffekter behöver beaktas.

Följande utgångspunkter har väglett Energimyndighetens bedömningar:

- Åtgärderna bör bidra till att identifiera och synliggöra systemnyttor där och när de uppstår.
- Regler och styrmedel bör så långt möjligt vara teknik- och konkurrensneutrala, samtidigt som mätbara skillnader i systempåverkan ska kunna beaktas.
- Åtgärderna bör undvika omotiverad inlåsning och värna ett långsiktigt handlingsutrymme.
- Statliga åtgärder ska svara mot ett identifierat problem och vara samhällsekonomiskt motiverade och proportionerliga.
- Förslag och inriktningar ska vara förenliga med EU-rätten, statsstödsreglerna, nationell lagstiftning och relevanta internationella standarder.
- Marknadens aktörer har även fortsättningsvis huvudansvaret för affärsbeslut, investeringar och såväl den strategiska som operativa utvecklingen av verksamheten.

För att tydliggöra åtgärdernas och ställningstagandenas olika mognadsgrad används fyra kategorier i kapitlet och i den sammanfattande tabellen:

- **Förslag för genomförande** avser åtgärder som Energimyndigheten bedömer är tillräckligt preciserade för att kunna genomföras eller hanteras vidare inom en angiven ansvarsfördelning.
- **Förslag för fortsatt beredning eller översyn** avser frågor där analysen visar ett behov eller en möjlig åtgärdsinriktning, men där ytterligare rättslig, ekonomisk eller teknisk analys behövs innan den slutliga utformningen kan fastställas.
- **Inriktningar och bedömningar** avser frågor där analysen visar ett tydligt behov eller en principiell riktning, men där Energimyndigheten inte lämnar ett fristående operativt förslag.
- **Ställningstaganden** uttrycker Energimyndighetens principiella bedömning i en fråga där myndigheten inte föreslår ett bindande styrmedel eller en författningsändring.

Tabell 1. Översikt över myndighetens förslag, inriktningar och ställningstaganden.

Område	Förslag/inriktning	Typ och status	Ansvar/fortsatt hantering
Fjärrvärmens nytta för elsystemet	Dokumentera, tillgängliggöra och förvalta den framtagna metodiken för att synliggöra fjärrvärmens elsystemnytta som analysstöd i kommunal och regional energiplanering samt i dialoger om eleffekt, nätkapacitet och robusthet.	Förslag för genomförande	Energimyndigheten. Svenska kraftnät rådfrågas i relevanta delar.
Robusthet, beredskap och leveranssäkerhet	Bedöma fjärr- och kraftvärmens bidrag till robusthet, beredskap och leveranssäkerhet funktionsbaserat.	Inriktning/ bedömning	Energimyndigheten inom det parallella regeringsuppdraget om fjärr- och kraftvärmens leveranssäkerhet.
Energiskatt på el för fjärrvärme-produktion	Bereda en tidsbegränsad och avgränsad nedsättning av energiskatten på el som används i värmepumpar och elpannor för produktion av fjärrvärme.	Förslag för fortsatt beredning/ översyn	Regeringen.
Strategiska fjärrvärme-investeringar	Se över och vid behov utveckla befintliga stöd- och riskdelningsinstrument för strategiska investeringar i värmelager, sammankopplingsledningar mellan fjärrvärmesystem och nyttiggörande av restvärme.	Förslag för fortsatt beredning/ översyn	Regeringen, med berörda myndigheter i den fortsatta beredningen.
Försörjnings-kedjor för hållbara skogsbränslen	Utveckla kunskaps- och planeringsunderlag om försörjningskedjorna för hållbara skogsbränslen, med särskilt fokus på logistiska flaskhalsar, terminalbehov, mellanlagring och långväga transporter.	Förslag för genomförande	Energimyndigheten i samverkan med berörda myndigheter och aktörer.
Forskning, demonstration och kompetens om hållbara skogsbränslen	Prioritera forskning, demonstration och kompetensuppbyggnad som stärker förutsättningarna för kostnadseffektivt och miljömässigt hållbart uttag, lagring och hantering av grot och sly.	Förslag för genomförande	Energimyndigheten tillsammans med berörda forsknings-, utbildnings- och branschaktörer.
Marknads-information om hållbara skogsbränslen	Stärka marknadsinformationen genom bättre tillgång till aktuella pris- och volymdata, utvecklad marknadsuppföljning och statistik samt fördjupad analys och relevanta standardiseringsinsatser.	Förslag för genomförande	Energimyndigheten i samverkan med berörda myndigheter och aktörer.
EU-regler och nationell tillämpning för skogsbränslen	Bidra till ökad förutsebarhet i regelutvecklingen genom analysunderlag, expertstöd, samordnad information och fortsatt myndighetssamverkan om svenska förutsättningar i EU-arbetet och den nationella tillämpningen.	Inriktning/ bedömning	Regeringen ansvarar för Sveriges positioner i EU-arbetet. Energimyndigheten och andra berörda myndigheter bidrar med analys och expertstöd.
Riktade åtgärder i försörjnings-kedjan för hållbara skogsbränslen	Utreda behovet av riktade och tidsbegränsade åtgärder för att undanröja identifierade hinder i försörjningskedjan, med särskilt fokus på skogsvårdande röjning och klen gallring, kritisk maskin- och entreprenörskapacitet samt miljömässigt motiverad askåterföring.	Förslag för fortsatt beredning/ översyn	Regeringen. Utredningen bör genomföras tillsammans med Skogsstyrelsen och andra berörda myndigheter.
Byggnaders energiprestanda	Följa upp och vid behov se över den nationella tillämpningen av regler och beräkningsmetoder för byggnaders energiprestanda, med fokus på nationellt handlingsutrymme, transparens mellan uppvärmningslösningar och relevanta energisystemeffekter.	Förslag för fortsatt beredning/ översyn	Regeringen. Boverket bör ha en central roll, med stöd av Energimyndigheten och andra berörda myndigheter.
Emissions-faktorer för el och fjärrvärme	Ta fram en myndighetsgemensam vägledning för användning av emissionsfaktorer för el och fjärrvärme.	Förslag för genomförande	Energimyndigheten tar initiativ till och samordnar arbetet tillsammans med Boverket och Naturvårdsverket.
Hållbarhets-redovisning av avfallsbaserad fjärrvärme	Förorda en förändring av praxis för hållbarhetsredovisning av avfallsbaserad fjärrvärme, så att utsläpp från fossilt avfall i större utsträckning redovisas av den verksamhet som ger upphov till avfallet, inom gällande regelverk.	Ställnings-tagande	Förändringen behöver få genomslag i svensk branschpraxis. Energimyndigheten och andra berörda aktörer följer utvecklingen och bidrar vid behov i metod- och standardiseringsarbetet.

2.2 Åtgärder för att synliggöra och stärka fjärr- och kraftvärmens systemnyttor

De fördjupade analyserna i kapitel 6 och 7 (uppdragets delar 1 och 2) visar att en minskad fjärrvärmeanvändning och kraftvärmeproduktion kan påverka elsystemets kapacitet, eleffektbalans och robusthet. Effekterna varierar mellan olika lokala och regionala system och beror bland annat på produktionsmix, kundstruktur, nätförutsättningar och vilka uppvärmningsalternativ som ersätter fjärrvärmen.

Det finns därför behov av både bättre analysunderlag och av att pröva åtgärder som kan stärka sektorns flexibilitet och omställningsförmåga.

2.2.1 Metodiken för fjärrvärmens elsystemnytta bör tillgängliggöras och förvaltas

Energimyndigheten föreslår att den metodik som tagits fram tillgängliggörs som ett analysstöd i vägledningen för kommunal energiplanering, för att synliggöra fjärr- och kraftvärmens betydelse för elsystemet, särskilt avseende eleffektbehov, nätkapacitet och robusthet i ansträngda driftlägen.

Skälen för förslaget

Analysen visar att förändringar i fjärrvärmens omfattning och drift kan få betydande konsekvenser för elbehovet, särskilt under kalla perioder när elsystemet redan är högt belastat. Kraftvärmen kan samtidigt bidra med lokal elproduktion under perioder då värmebehovet är stort.

Den framtagna metodiken visar hur en förändrad värmelast kan översättas till förändringar i eleffektbehov och indikativa kostnader för elnätet. Metodiken kan därmed användas som ett gemensamt analys- och dialogunderlag för kommuner, regioner, elnätsföretag, fjärrvärmeföretag och andra aktörer som arbetar med energiplanering, kapacitetsfrågor och lokal eller regional systemutveckling.

Metodiken ska inte ersätta detaljerade lokala elnätsanalyser och ska inte användas som direkt grund för en generell ersättningsmodell. Den kan däremot synliggöra storleksordningar, samband och möjliga konsekvenser av olika utvecklingsvägar. Metodiken kan utvecklas vidare när den har prövats i fler lokala och regionala sammanhang och kompletteras med ytterligare data, erfarenheter och tillämpningsexempel.

Konsekvenser och fortsatt hantering

Förslaget innebär inte något nytt bindande krav för kommuner, regioner eller företag. Energimyndigheten bör ansvara för dokumentation, tillgängliggörande och förvaltning. Arbetet bedöms i huvudsak kunna genomföras inom ramen för myndighetens befintliga analys- och energiplaneringsuppgifter, men kan kräva viss omprioritering och löpande förvaltning. Svenska kraftnät bör rådfrågas i de delar som rör metodikens användning i frågor om eleffekt och nätkapacitet.

Energimyndigheten har övervägt en generell ersättningsmodell för fjärrvärmens elsystemnytta men bedömer att den framtagna metodiken inte ger tillräckligt underlag för en sådan modell. Nyttorna är plats-, tids- och systemspecifika och behöver verifieras i det enskilda fallet.

2.2.2 Ett funktionsbaserat synsätt bör användas för robusthet, beredskap och leveranssäkerhet

Energimyndigheten bedömer att fjärrvärmens och kraftvärmens bidrag till robusthet och beredskap bör bedömas utifrån vilka funktioner systemen faktiskt kan upprätthålla, snarare än utifrån en viss teknik eller anläggningstyp. Relevanta förmågor kan exempelvis vara uthållig värmeleverans under kalla perioder, lokal elproduktion och, där tekniska och organisatoriska förutsättningar finns, ö-drift eller dödnätsstart.

Förmågorna varierar mellan olika anläggningar och system och behöver därför bedömas utifrån faktiska tekniska och organisatoriska förutsättningar. Beredskapsförmågan är dessutom beroende av ett samspel mellan flera funktioner, exempelvis bränsle- och elförsörjning, reservkapacitet, reparationsförmåga och fungerande försörjningskedjor. Det finns därför inte en enskild generell lösning för att stärka fjärr- och kraftvärmens robusthet och leveranssäkerhet.

Energimyndigheten bedömer att sådana beredskapsrelevanta förmågor behöver synliggöras i planering och vid bedömningen av fjärr- och kraftvärmesystemens fortsatta utveckling. Detta ligger i linje med det parallella regeringsuppdraget om leveranssäkerhet inom fjärr- och kraftvärmesektorn (Regeringen, 2024), där dessa frågor analyseras närmare utifrån ett systemperspektiv, lokala och regionala förutsättningar och ett stegvis arbete för stärkt leveranssäkerhet. Frågor om konkreta mål och krav, ansvar, finansiering och ytterligare beredskapshöjande åtgärder behandlas närmare inom det uppdraget.

2.2.3 En tidsbegränsad och avgränsad nedsättning av energiskatten på el för fjärrvärmeproduktion bör beredas

Energimyndigheten föreslår att regeringen låter bereda en tidsbegränsad och avgränsad nedsättning av energiskatten på el som används i värmepumpar och elpannor för produktion av fjärrvärme.

Skälen för förslaget

Fjärrvärmesektorn är i dag i stor utsträckning beroende av biobränslen. Höga och osäkra biobränslepriser kan öka produktionskostnaderna och försämra fjärrvärmens konkurrenskraft i förhållande till andra uppvärmningsalternativ.

Stora värmepumpar och elpannor kan komplettera andra produktionsslag och öka fjärrvärmesystemens flexibilitet. De kan användas när elpriserna och belastningen i elsystemet är låga och begränsas när elsystemet är mer ansträngt. Stora värmepumpar kan också vara en förutsättning för att

tillvarata lågtempererad restvärme från exempelvis industriella processer och andra verksamheter. En diversifierad och flexibel produktionsportfölj kan även bidra till fjärrvärmesektorns resiliens och beredskap, bland annat genom att frigöra bränsle till kritiska tidpunkter och upprätthålla såväl el- som värmeförsörjningen vid störningar.

Modellanalyserna i del 1 visar att en tidsbegränsad sänkning av energiskatten på el i första hand påverkar produktionsmixen: användningen av biobränslen och fossila bränslen minskar och produktionen i värmepumpar och elpannor ökar. I det analyserade fallet syns ingen tydlig effekt på den samlade efterfrågan på fjärrvärme eller på kraftvärmeproduktionen. En i tid längre nedsättning av elskatten ger en viss ökning av fjärrvärmeefterfrågan. Resultaten visar att en skattenedsättning kan förbättra förutsättningarna för flexibel elbaserad värmeproduktion, men inte bör betraktas som en generell lösning på fjärrvärmens konkurrenskraftsutmaningar.

Frågor för fortsatt beredning

Den fortsatta beredningen bör särskilt omfatta:

- vilka anläggningar och användningsfall som bör omfattas,
- skattenedsättningens nivå och varaktighet,
- tekniska krav på mätning och avgränsning,
- förenligheten med EU-rätten och statsstödsreglerna,
- samhällsekonomiska och offentligfinansiella konsekvenser,
- påverkan på lokal och nationell elbelastning, inklusive effektkostnader i elnäten,
- effekter på kraftvärmens drifttider och investeringsförutsättningar,
- konkurrensen mellan olika uppvärmningsalternativ,
- incitamenten för värmelager och annan styrbarhet, och
- hur åtgärden kan följas upp och utvärderas så att dess effekter på produktionsmix, fjärrvärmeefterfrågan, flexibilitet och kraftvärmens drift kan bedömas.

En tidsbegränsad utformning kan ge erfarenheter som förbättrar kunskapsunderlaget om styrmedlets effekter och därmed bidra till en mer välgrundad bedömning av behovet av eventuella fortsatta eller justerade åtgärder.

Energimyndigheten lämnar inte förslag till författningstext, slutlig skattenivå eller teknisk utformning. Det tillgängliga underlaget medger inte en fullständig rättslig och samhällsekonomisk konsekvensutredning. De möjliga system- och konkurrenskraftsnyttorna bedöms dock vara tillräckligt betydande för att motivera fortsatt statlig beredning. Den slutgiltiga utformningen av en skattenedsättning innefattar även politiska avvägningar vad gäller ambitionsnivå och värdering av olika nyttor för energisystemet.

Preliminära konsekvenser

Om en skattenedsättning införs kan den medföra offentligfinansiella kostnader och påverka konkurrensen mellan produktions- och uppvärmningsalternativ. En skattenedsättning kan ge störst effekt i fjärrvärmesystem som redan har, eller har förutsättningar att integrera, värmepumpar och elpannor. Mindre eller ekonomiskt mer utsatta system kan ha sämre förutsättningar att tillgodogöra sig åtgärder om den förutsätter nya investeringar i flexibel produktion. Detta bör beaktas i den fortsatta beredningen. Utformningen behöver vara proportionerlig, tidsbegränsad och förenlig med statsstödsreglerna samt motverka överkompensation.

2.2.4 Befintliga stöd- och riskdelningsinstrument för strategiska fjärrvärmeinvesteringar bör ses över och vid behov utvecklas

Energimyndigheten föreslår att regeringen låter se över hur befintliga stöd- och riskdelningsinstrument kan användas eller utvecklas för strategiska investeringar i värmelager, sammankopplingsledningar mellan fjärrvärmesystem samt nyttiggörande av restvärme.

Skälen för förslaget

Strategiska investeringar i värmelager, sammankopplingsledningar samt för nyttiggörande av restvärme kan bidra till flera nyttor samtidigt. Värmelager kan öka möjligheten att frikoppla tidpunkten för värmeproduktion från värmeanvändningen. I kraftvärmesystem kan detta ge större utrymme att anpassa elproduktionen till elsystemets behov. Nyttans storlek beror samtidigt på systemets tekniska utformning och driftförutsättningar. Sammankopplingsledningar kan ge tillgång till fler produktionsresurser och öka robustheten. Investeringar för att ta till vara restvärme kan öka resurseffektiviteten och minska behovet av både bränsle och annan energitillförsel.

Nyttorna kan tillfalla flera aktörer eller energisystemet som helhet, medan kostnaden i huvudsak bärs av den aktör som genomför investeringen. Det kan innebära att investeringar med samhällsekonomisk nytta inte genomförs eller skjuts upp.

Frågor för fortsatt hantering

Översynen bör klarlägga:

- i vilken utsträckning relevanta investeringar kan stödjas genom befintliga instrument,
- om investeringar med betydande systemnytta faller mellan nuvarande stödsystem, eller missgynnas av befintliga bedömningskriterier,
- om kriterierna tillräckligt beaktar flexibilitet, försörjningstrygghet, minskat bränslebehov, lokal eleffekt och resurseffektivitet,
- hur erfarenheter från befintliga stöd- och riskdelningsinstrument, inklusive Kraftlyftet, kan tas till vara för att bedöma kvarstående investeringshinder och hur olika systemnyttor beaktas,

- om det finns identifierade risker eller marknadsmisslyckanden som motiverar statlig riskdelning, och
- hur instrumenten kan utformas utan omotiverade konkurrenssnedvridningar eller överkompensation.

Utgångspunkten bör vara att i första hand använda eller utveckla befintliga instrument. Nya stödformer bör övervägas endast om det finns tydligt identifierade hinder som inte kan hanteras inom nuvarande system.

Preliminära konsekvenser

Översynen medför främst utrednings- och samordningskostnader. Om stöd eller garantier senare utvidgas kan statliga kostnader och statsstödsfrågor uppstå. Additionalitet, konkurrensneutralitet och risken för att stöd tränger undan kommersiellt genomförbara investeringar behöver då analyseras.

2.3 Åtgärder för ökad tillgång till hållbara skogsbränslen

Analysen visar att det finns betydande hållbara potentialer för ett ökat uttag av primära skogsbränslen, särskilt grot och sly. Den praktiskt tillgängliga volymen begränsas dock av bland annat transportavstånd, terminalstruktur, kvalitet, lagring, maskin- och entreprenörskapacitet, investeringsosäkerhet och varierande efterfrågan.

Åtgärderna bör därför inte endast inriktas på att identifiera teoretiska potentialer. De behöver förbättra förutsättningarna för att hållbara volymer ska kunna mobiliseras och föras till marknaden där det finns efterfrågan.

Ett ökat uttag behöver samtidigt bedömas mot hållbarhetskriterier, biologisk mångfald, markens långsiktiga produktionsförmåga, Sveriges åtaganden enligt LULUCF och konkurrensen om bioråvara från andra sektorer.

2.3.1 Kunskaps- och planeringsunderlag om försörjningskedjor för hållbara skogsbränslen bör utvecklas

Energimyndigheten föreslår att kunskaps- och planeringsunderlagen om försörjningskedjorna för hållbara skogsbränslen utvecklas, med särskilt fokus på logistiska flaskhalsar, terminalbehov, mellanlagring och möjligheter till långväga transporter.

Skälen för förslaget

En central utmaning är den geografiska obalansen mellan områden med större outnyttjade potentialer och områden där efterfrågan är hög. Långa transportavstånd, höga hanteringskostnader och begränsade möjligheter till lagring kan göra potentiella volymer ekonomiskt eller praktiskt otillgängliga.

Arbetet bör bland annat belysa:

- strategiska terminaler och omlastningspunkter,
- förutsättningar för mellanlagring och säsongsutjämning,
- sönderdelning och kvalitetssäkring,
- möjligheter att använda järnväg eller andra transportslag för längre avstånd, och
- hur logistiklösningar kan bidra till robusthet och försörjningsberedskap.

Konsekvenser och fortsatt hantering

Energimyndigheten bör bidra med samlade analys- och kunskapsunderlag. Trafikverket, Skogsstyrelsen, regionerna och marknadens aktörer bör medverka inom sina respektive ansvarsområden.

Arbetet bedöms i huvudsak kunna bedrivas inom ramen för befintliga analys-, samverkans- och planeringsuppgifter. Det innebär inga nya bindande krav, men kan kräva resurser för datainsamling, samordning och återkommande uppdatering.

2.3.2 Forskning, demonstration och kompetensuppbyggnad bör prioriteras

Energimyndigheten föreslår att forskning, utveckling, demonstration och kompetensuppbyggnad inom hållbara skogsbränslen även fortsättningsvis prioriteras, med särskilt fokus på kostnadseffektivt och skonsamt uttag av grot och sly, förbättrad lagring och hantering, minskade substansförluster, minskad markpåverkan samt praktiknära kunskap i entreprenörsledet.

Skälen för förslaget

Teknikutveckling, demonstration och kunskapsspridning är viktiga för att över tid förbättra lönsamheten och minska miljöpåverkan vid uttag av både grot och sly. Det gäller bland annat mer kostnadseffektiva och skonsamma maskin- och logistiklösningar, förbättrade metoder för lagring och hantering som bland annat bidrar till minskade substansförluster samt åtgärder för att minska körskador och andra negativa miljöeffekter.

Förslaget syftar till att stärka den långsiktiga förmågan att öka tillgången på hållbara skogsbränslen på ett ekonomiskt och miljömässigt hållbart sätt. Demonstration och tillämpad utveckling bör ges en tydlig roll, eftersom flera av hindren är praktiska och organisatoriska snarare än enbart kunskapsmässiga. Demonstrations- och kunskapsspridningsinsatser kan även belysa möjligheter till sektorsövergripande samverkan kring gemensam infrastruktur och logistik, exempelvis där vägar och transportlösningar kan nyttjas för flera ändamål.

Kompetensutveckling bör också ges en tydlig plats i åtgärdsarbetet. Det gäller särskilt praktiknära kunskap om effektiva och hållbara arbetsmetoder, inklusive hänsyn till mark, vatten och biologisk mångfald. Det finns även värde i att hålla kunskapsplattformar, vägledningar och annat stödmaterial aktuella och tillgängliga.

Konsekvenser och fortsatt hantering

Energimyndigheten har en central roll i att stödja och prioritera relevanta forsknings- och innovationsinsatser inom sitt ansvarsområde. Skogsstyrelsen, forskningsaktörer, utbildningsanordnare och branschaktörer ansvarar för viktiga delar av genomförande och kunskapsspridning.

Arbetet bör i huvudsak kunna genomföras inom ramen för befintliga program och samverkansformer. Prioriteringarna kan dock behöva tydliggöras i kommande utlysningar och programutveckling.

2.3.3 Marknadsinformationen om hållbara skogsbränslen bör stärkas genom aktuella marknadsdata, uppföljning och statistik

Energimyndigheten föreslår att marknadsinformationen om hållbara skogsbränslen stärks genom bättre tillgång till aktuella och relevanta pris- och volymdata, utvecklad marknadsuppföljning och statistik samt fördjupad analys och fortsatt stöd till relevanta standardiseringsinsatser.

Skälen för förslaget

Bättre marknadsinformation kan minska informationsasymmetrier och förbättra förutsättningarna för långsiktiga avtal och investeringar. Behovet gäller bland annat information om produktion och uttag, lager och lagringskapacitet, handel och transportflöden, priser och prisutveckling, kvalitet och bränsleegenskaper samt kontinuitet och stabilitet i försörjningskedjan.

Handeln med skogsbränslen sker i dag i stor utsträckning bilateralt och lokalt, med begränsad öppenhet kring priser, volymer och kvalitet.

Förslaget syftar till att förbättra det gemensamma kunskapsunderlaget om marknadens funktionssätt, utan att staten tar en aktiv roll i handeln som sådan. Aktuella marknadsdata och löpande marknadsuppföljning kan ge stöd för beslut på kortare sikt, medan statistik och fördjupad analys behövs för att följa marknadens utveckling och försörjningskedjans stabilitet över tid.

Det finns också skäl att fortsatt stödja standardiseringsarbete och gemensamma specifikationer som kan minska osäkerhet och underlätta nya affärsrelationer, exempelvis i frågor om kvalitet, provning och informationsutbyte. Erfarenheter från digitala handelslösningar, även från andra sektorer, och andra marknadsstödjande informationslösningar bör följas och analyseras.

Konsekvenser och fortsatt hantering

Energimyndigheten har en central roll i att utveckla marknadsuppföljning, statistik, analys och andra kunskapsunderlag inom sitt ansvarsområde. Skogsstyrelsen, Trafikverket, branschaktörer och andra relevanta aktörer bidrar inom sina respektive ansvarsområden med information och underlag samt i standardiseringsarbete.

Arbetet bör främst bedrivas inom ramen för Energimyndighetens befintliga analys- och kunskapsuppdrag. Energimyndigheten bör, med fokus på användarnas behov och affärsnytta, analysera behovet av samlade digitala

informations- eller kunskapslösningar och hur sådana i så fall bör förhålla sig till befintlig statistik, marknadsaktörernas egna lösningar och andra myndigheters ansvar. Analysen bör inte på förhand utgå från att staten ska utveckla eller tillhandahålla en särskild handelsplattform.

Förslaget kan medföra viss administration för de aktörer som lämnar uppgifter. Datainsamlingen bör därför utformas proportionerligt och så långt möjligt bygga på befintliga uppgifter och rapporteringskanaler.

2.3.4 Ökad förutsebarhet i regelutvecklingen bör främjas genom tydligare underlag i EU-arbetet och den nationella tillämpningen

Energimyndigheten bedömer att ökad förutsebarhet i regelutvecklingen bör eftersträvas genom analysunderlag, expertstöd, samordnad information och fortsatt myndighetssamverkan.

Skälen för bedömningen

Osäkerhet kring EU-regler och deras nationella tillämpning kan påverka investeringar i logistik, teknik och kapacitet. Det gäller bland annat hållbarhetskriterier och kaskadprincipen i förnybartdirektivet, spårbarhetskrav och administrativa krav för olika biomassaflöden. Ökad förutsebarhet i regelutvecklingen är därför central för långsiktiga investeringsbeslut i försörjningskedjan för skogsbränslen.

Det finns behov av tydligare nationell analys, bättre samordning i Sveriges EU-påverkan och en mer samlad bild av hur svenska förhållanden bör beaktas i fortsatt regelutveckling. Det gäller särskilt frågor där svenska förhållanden skiljer sig från många andra medlemsstaters, både vad gäller skogsbrukets struktur och energisystemets användning av skogsbränslen.

Det finns också behov av ökad tydlighet i den nationella tillämpningen där sådan tydlighet är möjlig och ändamålsenlig. Det kan handla om vägledningar, samordnad information, gemensamma tolkningar eller andra stödjande insatser som gör regelverket mer förutsebart för marknadens aktörer, särskilt för mindre aktörer med begränsade administrativa resurser.

Praktisk innebörd och fortsatt hantering

Regeringen och berörda departement ansvarar för Sveriges positioner i EU-arbetet. Energimyndigheten och andra berörda myndigheter bör inom sina ansvarsområden bidra med analyser av hur föreslagna regler påverkar svenska försörjningskedjor och energisystemet.

I EU-arbetet kan det vara relevant att kontinuerligt och systematiskt samverka med medlemsstater som har liknande förutsättningar när det gäller skogsbrukets struktur, användning av skogsbränslen och fjärrvärmens roll. En sådan samverkan kan ge större tyngd åt svenska och nordiska erfarenheter.

I den nationella tillämpningen bör myndigheterna, där det är möjligt och ändamålsenligt, bidra med vägledning, samordnad information och tydliga tolkningar. Det är särskilt viktigt för mindre aktörer med begränsade administrativa resurser.

Detta är en inriktning för löpande regerings- och myndighetsarbete och innebär inte något nytt fristående styrmedel. Resursbehovet bör i första hand hanteras inom befintliga uppgifter, men kan behöva beaktas om nya omfattande regelverk ska genomföras.

2.3.5 Behovet av riktade åtgärder i försörjningskedjan bör utredas samlat

Energimyndigheten föreslår att regeringen låter utreda behovet av riktade och tidsbegränsade åtgärder för att undanröja identifierade hinder i försörjningskedjan för hållbara skogsbränslen.

Utredningen bör särskilt omfatta behovet av åtgärder för skogsvårdande röjning och klen gallring där uttag av skogsbränsle kan ingå, investeringar i kritisk maskin- och entreprenörskapacitet samt ökad miljömässigt motiverad askåterföring till skogsmark.

Skälen för förslaget

Skogsvårdande röjning och klen gallring i skogsbruket

I Sverige finns betydande arealer där skogsvårdande röjning och gallring är eftersatt i den dominerande skötselmodellen med trakthyggesbruk (SLU, 2026). Åtgärderna genomförs för att koncentrera tillväxten till färre och grövre stammar och förbättra den framtida produktionen, men återbetalningstiden för skogsägaren kan vara lång. Den skogspolitiska utredningen (SOU, 2025) har pekat på behovet av förbättrad information och uppföljning av ungskogarnas tillstånd samt riktad rådgivning till markägare.

Finland har sedan 2024 ett stödsystem för skogsvårdande insatser, det så kallade Metka-stödet (Skogscentralen, 2026). Stödet omfattar bland annat slyröjning, gallring av plantbestånd och ungskog samt ihopsamling av klenträd. Enligt de nivåer som anges för 2026 uppgår grundstödet till 200 euro per hektar och förhöjda stödet, när klenträd samlas in, till 250 euro per hektar.

En ökad röjning och gallring kan ge större tillgång till klenträd och andra sortiment för energiändamål. Ved eller virke från röjning och tidig gallring har ofta begränsad alternativ användning, medan material från senare gallringar även kan konkurrera med massaved eller klentimmer. Om ett stöd utformas behöver det därför säkerställas att huvudsyftet är skogsvård och att åtgärden är förenlig med kaskadprincipen.

De svenska stöd som idag riktas till skogsägare är huvudsakligen kopplade till natur- och kulturmiljöåtgärder, ädellövskog, samt rådgivning och kompetensutveckling (Skogsstyrelsen, 2026). Ett stöd till röjning och gallring skulle innebära en viss förskjutning av principen att skogsbruket ska bära sina egna kostnader och skulle medföra behov av handläggning och tillsyn hos ansvarig myndighet.

Kritisk maskin- och entreprenörskapacitet för flisning

Hanteringen av primära skogsbränslen utförs i stor utsträckning av entreprenörer. Marknaden för grot kan variera betydligt mellan år, vilket medför risker för aktörer som investerar i specialiserad utrustning.

Ett flisaggregat kan enligt det underlag som använts i rapportarbetet innebära en investering i storleksordningen fem miljoner kronor, och leveranstiden kan uppgå till omkring sex månader. Finansiering av skogsmaskiner sker ofta genom leasing eller avbetalning, med en kontantinsats på omkring 20–25 procent och en löptid på fem till sju år. Dessa förhållanden kan bidra till att investeringar skjuts upp, men visar inte i sig att ett direkt stöd är det mest lämpliga instrumentet.

Askåterföring till skogsmark

Askåterföring innebär att aska från förbränning av skogsbränslen återförs till skogsmark för att kompensera för bortförsel av näringsämnen. Askan innehåller bland annat fosfor, kalcium, magnesium och kalium och kan motverka försurning. Skogsstyrelsen har anvisningar för hur askåterföring bör genomföras.

Askan behöver normalt förbehandlas genom befuktning och härdning innan den transporteras och sprids. Spridningen sker vanligen med anpassade skogsmaskiner eller traktorer, men kan även ske med helikopter. Hänsyn behöver tas till markförhållanden, väderlek och risken för körskador.

I rapportunderlaget anges kostnaden för planering, samråd och spridning till omkring 300–500 kronor per hektar, beroende på förutsättningarna och eventuella startavgifter. Ett alternativ för värmeverk är deponering eller användning som täckmaterial, där deponiavgifter i underlaget anges till omkring 1 000–1 400 kronor per ton.

Det är inte klarlagt var det främst ekonomiska hindret finns eller vilken aktör som i så fall bör vara stödmottagare. Det kan vara värmeverket, skogsägaren eller den entreprenör som behandlar och sprider askan. Den frågan behöver analyseras innan en stödform kan bedömas.

Frågor för fortsatt utredning

Det är inte tillräckligt klarlagt att direkta stöd är den mest kostnadseffektiva åtgärden inom de tre områdena. Utredningen bör därför jämföra riktade stöd med garantier eller andra riskdelningsinstrument, rådgivning, informationsinsatser, forsknings- och demonstrationsstöd, samordning, gemensamma upphandlingar, regeländringar och förenklad administration.

För varje åtgärdsområde behöver följande analyseras:

- vilket problem eller marknadsmisslyckande som ska åtgärdas,
- vilken aktör som bör vara mottagare eller ansvarig,
- additionalitet och risken för att staten finansierar åtgärder som annars skulle ha genomförts,
- kostnadseffektivitet och samhällsekonomiska konsekvenser,

- miljöeffekter och krav på hållbarhet,
- förenlighet med EU-rätten och statsstödsreglerna,
- administrativa kostnader och tillsynsbehov, och
- möjliga undanträngnings- och konkurrenseffekter.

Utredningen bör genomföras tillsammans med Skogsstyrelsen och andra berörda myndigheter. Den bör inte på förhand utgå från att tre separata stödsystem ska inrättas.

Preliminära konsekvenser

Om åtgärder senare införs kan de medföra statsfinansiella kostnader, administrativa kostnader och konkurrenseffekter. Effekternas omfattning kan inte bedömas innan åtgärdernas målgrupp, nivå, varaktighet och ansvarsfördelning har fastställts.

2.3.6 Samlad bedömning om hållbara skogsbränslen

Åtgärderna för hållbara skogsbränslen bör ses som ett sammanhängande paket. Ingen enskild åtgärd är tillräcklig för att väsentligt öka den praktiskt tillgängliga volymen.

En kombination av förbättrad logistik, stärkt forskning och kompetens, bättre marknadsinformation, förutsebar regelutveckling och riktade åtgärder mot särskilt betydande hinder kan förbättra förutsättningarna för att successivt tillgängliggöra en större del av den hållbara potentialen.

Statens roll bör i första hand vara att förbättra ramvillkor, kunskapsunderlag och samordning samt att hantera tydligt identifierade hinder som marknaden inte kan lösa effektivt. Marknadens aktörer ansvarar även fortsättningsvis för affärsbeslut, investeringar och den operativa utvecklingen av försörjningskedjan.

2.4 Den nationella tillämpningen av regler och metoder för byggnaders energiprestanda bör följas upp och vid behov ses över

Energimyndigheten föreslår att regeringen låter följa upp och vid behov se över den nationella tillämpningen av regler och beräkningsmetoder för byggnaders energiprestanda och energideklarationer, med fokus på de delar där det finns nationellt handlingsutrymme. Översynen bör särskilt belysa hur nationella metodval påverkar transparensen och jämförbarheten mellan olika uppvärmningslösningar samt elanvändning, eleffektbehov och lokal nätkapacitet.

Viktningsfaktorer används i beräkningen av byggnaders energiprestanda, medan emissionsfaktorer används för att beräkna klimatpåverkan. Metoderna svarar på olika frågor och bör behandlas åtskilt. Detta avsnitt gäller energiprestanda och energideklarationer. Emissionsfaktorer och redovisningen av fossila utsläpp behandlas i avsnitt 2.5.

Skälen för förslaget

Regler och beräkningsmetoder för byggnaders energiprestanda kan påverka jämförelsen mellan olika uppvärmningslösningar och därmed även investeringsbeslut. Val av systemgränser, viktningsfaktorer och andra metodantaganden kan också få betydelse för elanvändning, eleffektbehov och lokal nätkapacitet. Analysen i denna rapport visar därför att den nationella tillämpningen bör följas upp ur ett samlat byggnads- och energisystemperspektiv.

En översyn bör särskilt analysera:

- vilka delar av reglerna och beräkningsmetoderna som följer direkt av EU-regelverket och inom vilka delar det finns nationellt handlingsutrymme,
- hur nationellt fastställda viktningsfaktorer och andra metodval påverkar transparensen och jämförbarheten mellan olika uppvärmningslösningar,
- sambanden mellan energiprestandamått, energideklarationer, energiklasser och användningen av energiklasser inom hållbar finansiering,
- hur nationella metodval kan påverka eleffekt, lokal nätkapacitet, energianvändning och investeringsbeslut, och
- behovet av att inom det nationella handlingsutrymmet följa upp och vid behov uppdatera systemgränser, antaganden och viktningsfaktorer när energisystemet, tekniken och EU-regelverket utvecklas.

Energimyndigheten lämnar inte förslag till specifika viktningsfaktorer eller en viss beräkningsmodell. Syftet är inte heller att föregripa genomförandet av direktivet om byggnaders energiprestanda. Myndigheten bedömer däremot att de nationella metodval som påverkar värderingen av tillförd energi bör kunna följas upp utifrån såväl byggnadsperspektivet som energisystemets utveckling.

Konsekvenser och fortsatt hantering

Boverket bör, inom sitt ansvarsområde för byggregler och energideklarationer, ha en central roll i uppföljningen och en eventuell översyn. Energimyndigheten bör bidra med energisystemanalyser och relevant sakkunskap, och andra berörda myndigheter bör medverka utifrån sina ansvarsområden.

Förslaget medför i första hand kostnader för analys och myndighetssamverkan och innebär inte i sig någon ändring av bindande regler. Eventuella förändringar av den nationella tillämpningen behöver vara förenliga med EU-rätten och konsekvensutredas med avseende på bland annat bygg- och fastighetssektorn, energiföretag, energianvändning, eleffekt, lokal nätkapacitet och konkurrensen mellan uppvärmningsalternativ.

2.5 Behov av vägledning kring emissionsfaktorer och en hållbarhetsredovisning som riktar incitament mot aktörer med rådighet

Den fördjupade analysen i kapitel 9 behandlar hållbarhetsredovisningen av avfallsbaserad fjärrvärme och ligger till grund för ställningstagandet i avsnitt 2.5.2. I rapportarbetet har Energimyndigheten därutöver identifierat ett behov av ett myndighetsgemensamt arbete om användningen av emissionsfaktorer för el och fjärrvärme.

2.5.1 Myndighetsgemensam vägledning för användning av emissionsfaktorer

Energimyndigheten föreslår att ett myndighetsgemensamt arbete med Boverket och Naturvårdsverket genomförs för att ta fram en vägledning för användning av emissionsfaktorer för el och fjärrvärme.

Emissionsfaktorer används för flera olika syften, bland annat för redovisning av historiska utsläpp, konsekvensbedömningar av åtgärder, livscykelanalyser, beräkningar enligt olika regelverk samt för framåtblickande besluts- och planeringsunderlag. Emissionsfaktorerna kan variera stort.

Skälen för förslaget

Energimyndigheten bedömer att det finns behov av vägledning om hur emissionsfaktorer för el och fjärrvärme kan användas för olika syften – exempelvis vid olika redovisningar, för konsekvensbedömningar vid åtgärder samt vid beräkningar inom olika lagstiftningar. Beroende på analysansats, val av systemgränser och metodik kan emissionsfaktorer för el- och fjärrvärme variera stort.

Energimyndigheten ser behov av en myndighetsgemensam genomgång av vilka emissionsfaktorer som är tillgängliga och aktuella, hur de kan användas och vilka konsekvenser olika metodansatser får. Arbetet bör tydliggöra vilka metodval som är lämpliga för olika syften och i vilka sammanhang gemensamma metodansatser är motiverade och förenliga med respektive regelverk.

Konsekvenser och fortsatt hantering

Förslaget innebär kostnader för myndigheternas analys och samordning. En gemensam vägledning kan samtidigt minska osäkerhet och dubbelarbete hos myndigheter och användare. Arbetet bör inte förutsätta att samma emissionsfaktor används för alla syften, utan tydliggöra när olika metoder är motiverade. Energimyndigheten bör ta initiativ till och samordna arbetet tillsammans med Boverket och Naturvårdsverket. Berörda aktörer bör involveras där det är relevant.

2.5.2 Ställningstagande för hållbarhetsredovisning av avfallsbaserad fjärrvärme

Energimyndigheten bedömer att dagens praxis för hållbarhetsredovisning av fossila utsläpp från avfallsbaserad fjärrvärme behöver förändras så att incitamenten i större utsträckning riktas mot de aktörer som har rådighet över uppkomsten av det fossila avfallet. Energimyndigheten förordar därför en förändrad praxis där utsläppen från förbränningen av fossilt avfall i större utsträckning redovisas i den avfallsgenererande verksamhetens scope 3, i stället för att dessa utsläpp inkluderas i fjärrvärmekundens scope 2.

Skälen för ställningstagandet

Dagens svenska praxis för hållbarhetsredovisning går emot grundläggande principer i svensk och europeisk avfallslagstiftning; principer om att förorenaren betalar samt end-of-waste-kriterier som avgör när ett avfall upphör att vara avfall. Även redovisningen av utsläpp behöver vara i linje med lagstiftning och grundläggande principer, också för att komplettera andra starkare styrmedel för minskade fossila utsläpp.

Redan idag finns möjlighet till förändring av praxis genom den flexibilitet som finns i regelverken. Redovisning enligt Greenhouse Gas Protocol (GHGP) i scope 2 är enbart en rekommendation, ett ”bör-krav”. Det bör därför vara möjligt att flytta utsläppen från fjärrvärmekundernas scope 2 (indirekt klimatpåverkan från inköpt energi) till avfallslämnarnas egna avfall i scope 3 (övriga indirekta utsläpp i en organisations upp- och nedströms värdekedja), vilket enligt Energimyndighetens bedömning är motiverat för att bättre följa grundläggande principer.

Det behöver dock vara möjligt att under en övergångsperiod även kunna redovisa enligt tidigare praxis, dvs. att avfallsförbränningens utsläpp redovisas i scope 2. Detta då många företag fått sina mål godkända av Science Based Targets initiative (SBTi), och där målen utgår från att utsläppen från avfallsförbränningen ingått i scope 2.

Praktisk innebörd och fortsatt hantering

En förändrad redovisning skulle innebära att incitamenten i större utsträckning kopplas till de aktörer som har rådighet över uppkomsten av det fossila avfallet, och att fjärrvärmekunder kan fokusera klimatarbetet på det de har rådighet över – det egna fossila avfallet. En fördel är att även avfall som uppstår i kommuner utan avfallsförbränning och som skickas till förbränning synliggörs. Det kan inledningsvis, innan en metod finns på plats, vara svårare att härleda utsläppen vid en redovisning i scope 3 i stället för i scope 2. Kunder som har klimatstrategier och hållbarhetsmål baserade på SBTi kommer troligen fortfarande behöva redovisa inköpt fjärrvärme i scope 2 eftersom SBTi utgått strikt från GHGP:s befintliga rekommendationer. Det innebär extra administration även för aktören som tillhandahåller nyckeltal, för två varianter. En förändring av praxis kan innebära att aktörer som valt bort fjärrvärme som uppvärmningssätt, utifrån konsekvenser av tidigare praxis, kan ha gjort investeringar för annan uppvärmning som inte hade behövt göras.

Det finns skäl att följa och vid behov bidra till pågående internationellt metodutvecklingsarbete, särskilt revideringen av GHGP och relaterade standardiseringsprocesser. Det svenska fjärrvärme- och avfallsperspektivet bör synliggöras i dessa processer. Det internationella metodutvecklingsarbetet bör enligt Energimyndighetens bedömning i första hand följas av branschen.

Ställningstagandet innebär inte förslag om ändrat ansvar inom EU ETS eller i den nationella utsläppsstatistiken.

2.6 Samlad konsekvensbedömning

Förslagen i detta kapitel har olika karaktär och mognadsgrad. Några innebär konkreta insatser inom eller i nära anslutning till befintliga myndighetsuppgifter. Andra innebär att regeringen bör låta bereda eller se över möjliga skatte-, stöd- och regelverksåtgärder.

Konsekvenserna behöver därför skiljas mellan dels genomförandet av föreslagna analys-, vägledning- och samverkansinsatser, dels de skatte-, stöd- eller regeländringar som kan följa efter fortsatt beredning.

2.6.1 Statliga kostnader och myndigheternas administration

Förslagen om metodik för elsystemnytta, utvecklade kunskapsunderlag, forskning, statistik och myndighetssamverkan bedöms i huvudsak kunna hanteras inom befintliga myndighetsuppgifter och program. Förslagen kan dock kräva omprioriteringar och vissa ytterligare resurser, särskilt om arbetet ska genomföras inom kort tid eller med större omfattning.

Förslagen om fortsatt beredning av energiskatt, investeringsinstrument, åtgärder i skogsbränslekedjan och regler för byggnaders energiprestanda medför initialt kostnader för utredning, samordning och konsekvensanalys.

Om skattenedsättning, ekonomiska stöd, garantier eller andra styrmedel senare införs kan de medföra mer betydande offentligfinansiella kostnader och administrativa behov. Dessa kostnader kan inte beräknas innan åtgärdernas omfattning, nivå, målgrupp och varaktighet har fastställts.

2.6.2 Konsekvenser för företag och marknadens funktionssätt

Förbättrade analysunderlag, statistik och vägledning kan minska osäkerhet och underlätta företagens planering. Samtidigt kan deltagande i samverkansprocesser och tillhandahållande av uppgifter medföra viss administration.

En nedsättning av energiskatten på el för fjärrvärmeproduktion kan förbättra villkoren för elbaserad fjärrvärme men också påverka konkurrensen mellan olika produktions- och uppvärmningsalternativ. Utformningen behöver därför motverka överkompensation och omotiverade konkurrenssnedvridningar.

Ekonomiska åtgärder i skogsbränslekedjan kan minska vissa investeringströsklar, men kan också påverka konkurrensen mellan entreprenörer, bränslesortiment och användningsområden. Åtgärderna behöver därför vara proportionerliga, transparenta och tydligt kopplade till identifierade hinder.

Utvecklad klimatredovisning i hållbarhetsredovisningar kan ge mer ändamålsenliga incitament men kan under en övergångsperiod innebära att vissa företag behöver redovisa enligt flera metoder.

2.6.3 Konsekvenser för kommuner och regioner

Metodiken för fjärrvärmens elsystemnytta kan förbättra underlagen för kommunal och regional energiplanering. Förslaget innebär inte något nytt bindande krav på kommunerna att använda metodiken.

Utvecklade planeringsunderlag kan bidra till bättre samordning mellan kommuner, regioner, elnätsföretag och fjärrvärmeföretag. Samtidigt kan en mer systemorienterad planering kräva kompetens och resurser hos berörda aktörer.

2.6.4 Samhällsekonomiska konsekvenser

Förslagen kan bidra till att minska risken för beslut som leder till onödigt höga systemkostnader eller förlust av infrastruktur och produktionsförmåga som senare är kostsam att återuppbygga.

Ett tydligare synliggörande av fjärrvärmens och kraftvärmens systemnyttor kan förbättra beslut om elnätskapacitet, uppvärmningslösningar och lokal energiplanering. Värmelager, restvärme och sammankopplingar kan bidra till resurseffektivitet och flexibilitet, men nyttan behöver bedömas i förhållande till kostnaden i varje enskilt fall.

Åtgärder för hållbara skogsbränslen kan förbättra försörjningskedjans funktion och robusthet. Ett större uttag är dock inte samhällsekonomiskt motiverat oberoende av kostnad, miljöpåverkan eller alternativ användning av råvaran.

2.6.5 Miljö- och klimatkonsekvenser

Förslagen kan bidra till minskad användning av bränslen genom ökad användning av restvärme, värmelager och flexibel elbaserad produktion. Effekten beror på när och var elen används, vilken värmeproduktion som ersätts och vilken elproduktion som möter den ökade elanvändningen.

Ett ökat uttag av skogsbränslen kan påverka biologisk mångfald, markens näringsbalans, försurning, kolbalans och nettoupptag. Riktade åtgärder behöver därför utformas med tydliga hållbarhets- och miljövillkor.

Askåterföring kan bidra till att återföra näringsämnen och motverka försurning, men behöver genomföras med hänsyn till askans kvalitet, markförhållanden och risken för andra miljöeffekter.

En utvecklad redovisning av kunders utsläpp vid avfallsbaserad fjärrvärme i hållbarhetsredovisningar kan bidra till att minska utsläppen, genom att rikta uppmärksamhet och incitament till den verksamhet som genererar det fossila avfallet.

2.6.6 EU-rätt och statsstöd

Förslagen om analys, vägledning, statistik och myndighetssamverkan bedöms i sig inte innebära statligt stöd till företag.

En nedsättning av energiskatten på el för fjärrvärmeproduktion och ekonomiska stöd eller garantier kan däremot omfattas av EU:s statsstödsregler. Den fortsatta beredningen behöver bland annat analysera om åtgärden innebär en selektiv ekonomisk fördel, vilken statsstödsrättslig grund som kan användas, behovet av notifiering eller tillämpning av gruppundantag, proportionalitet och stödintensitet, kumulering med andra stöd samt mekanismer för att undvika överkompensation.

Även förenligheten med energi- och miljöskatteregler, förnybartdirektivet och andra relevanta EU-regler behöver analyseras.

2.6.7 Alternativa lösningar som har övervägts

Energimyndigheten har övervägt men inte föreslagit en generell ersättningsmodell för fjärrvärmens elsystemnytta. Det nuvarande underlaget visar att nyttorna är plats-, tids- och systemberoende och att den framtagna metodiken inte bör användas direkt som ersättningsmodell.

Energimyndigheten har inte heller föreslagit att en ny statlig digital handelsplattform för skogsbränslen ska inrättas. Behovet och ansvarsfördelningen behöver analyseras innan en sådan lösning kan bedömas.

De tre identifierade ekonomiska åtgärderna inom skogsbränsleområdet har inte utformats som tre separata stöd. Skälet är att det ännu inte är klarlagt att direktstöd är det mest lämpliga instrumentet eller hur stöden i så fall bör avgränsas.

När det gäller strategiska fjärrvärmeinvesteringar bör befintliga instrument först ses över och vid behov utvecklas innan nya stödformer övervägs.

2.7 Uppföljning och fortsatt arbete

Det fortsatta arbetet bör följa den ansvarsfördelning och mognadsgrad som anges för respektive förslag, inriktning och ställningstagande.

Energimyndigheten bör inom sina befintliga uppgifter särskilt:

- dokumentera och tillgängliggöra metodiken för fjärrvärmens elsystemnytta,
- utveckla kunskaps- och planeringsunderlag om skogsbränslenas försörjningskedjor,
- prioritera relevant forskning, demonstration och kompetensuppbyggnad,

- utveckla statistik och marknadsuppföljning,
- bidra med analys och expertstöd i EU-arbetet, och
- ta initiativ till och samordna det myndighetsgemensamma arbetet med vägledning för användning av emissionsfaktorer för el och fjärrvärme.

Regeringen bör, i enlighet med förslagen ovan, låta bereda, utreda eller se över följande frågor:

- en tidsbegränsad och avgränsad nedsättning av energiskatten på el för fjärrvärmeproduktion,
- en översyn av befintliga stöd- och riskdelningsinstrument för strategiska fjärrvärmeinvesteringar,
- en utredning av behovet av riktade och tidsbegränsade åtgärder mot identifierade hinder i försörjningskedjan för hållbara skogsbränslen, och
- en samlad översyn av regler och metoder för byggnaders energiprestanda.

Utvecklingen av redovisningsprinciper för avfallsbaserad fjärrvärme bör följas i svensk branschpraxis och i internationella metod- och standardiseringsprocesser. Energimyndigheten och andra berörda aktörer bör vid behov bidra med svenska erfarenheter och systemperspektiv.

Den tvärgående analys som ligger till grund för förslagen, inriktningarna och ställningstagandena utvecklas i kapitel 3.

3 Tvärgående analys

Detta kapitel sammanfattar de viktigaste iakttagelserna från uppdragets fyra delar och analyserar hur resultaten hänger samman. Analysen ligger till grund för de förslag, inriktningar och ställningstaganden som redovisas i kapitel 2 och för den samlade bedömningen och slutsatserna i kapitel 4. De fördjupade analyserna av respektive del redovisas i kapitel 6–9.

En samlad slutsats är att fjärrvärmens och kraftvärmens roll i energisystemet inte kan bedömas enbart utifrån årliga energivolymer, genomsnittliga kostnader eller enskilda tekniker. Flera av de mest betydelsefulla systemeffekterna uppstår i samspelet mellan värmeförsörjning, eleffekt, nätkapacitet, bränsleförsörjning, avfallsflöden, klimatredovisning och beredskap. Dessa samband är ofta lokala eller regionala.

3.1 Fjärr- och kraftvärmen behöver analyseras som del av flera sammanhängande system

Uppdragets fyra delar belyser olika aspekter av fjärrvärmens och kraftvärmens systemroll och långsiktiga marknadsförutsättningar. Del 1 visar att en utveckling med minskad fjärrvärmeanvändning och lägre kraftvärmeproduktion kan få störst konsekvenser i elsystemets knapphetstimmar. Del 2 konkretiserar detta genom en marginalmetodik som visar hur minskad fjärrvärmeanvändning kan öka eleffektbehovet i lokal- och regionnät, samtidigt som minskat värmeunderlag kan påverka kraftvärmens elproduktion. Del 3 visar att tillgången till hållbara skogsbränslen inte bara beror på potentialen för hållbart uttag, utan även på logistik, terminalstruktur, marknadsförutsättningar och regelverk. Del 4 visar att redovisningsprinciper för fossila utsläpp från avfallsbaserad fjärrvärme kan påverka incitamenten att minska uppkomsten av fossilt avfall samt hur detta uppvärmningsalternativ uppfattas av kunder och investerare.

Delarna hänger samman genom flera ömsesidiga samband. Högre kostnader eller sämre tillgång till biobränslen kan försämra förutsättningarna för förbränningsbaserad fjärrvärme och kraftvärme. Om detta leder till minskad fjärrvärmevolym, ökad individuell elbaserad uppvärmning och lägre kraftvärmeproduktion påverkas eleffektbalansen och behovet av nätkapacitet, särskilt under kalla perioder. Samtidigt kan redovisningsprinciper för fossila utsläpp från avfallsbaserad fjärrvärme påverka hur fjärrvärmekunder och investerare bedömer detta uppvärmningsalternativ, vilket i sin tur kan påverka dess långsiktiga utvecklingsförutsättningar.

Det är samtidigt viktigt att skilja mellan minskad värmeanvändning och minskad fjärrvärmeanvändning. Effektivare värmeanvändning i byggnader är i regel samhällsekonomiskt, energi- och klimatpolitiskt motiverad. En sådan utveckling behöver inte i sig innebära ökade påfrestningar på elsystemet. Systemrisken uppstår framför allt om minskat fjärrvärmeunderlag leder till ökad individuell elbaserad uppvärmning under kalla perioder, minskad lokal kraftvärmeproduktion eller förlorade möjligheter till robusthet, restvärmeutnyttjande och flexibilitet utan att dessa effekter hanteras i planering och investeringar. Regler och beräkningsmetoder för byggnaders energiprestanda kan samtidigt påverka valet mellan uppvärmningssystem och bör därför utformas så att energieffektivisering främjas utan att relevanta systemeffekter förbises.

Detta innebär att fjärr- och kraftvärmens framtida roll behöver analyseras utifrån lokala, regionala och nationella förutsättningar. Aggregerade årsvisa energibalanser och genomsnittliga kostnader ger viktiga utgångspunkter, men de fångar inte fullt ut de systemeffekter som uppstår i dimensionerande driftlägen, vid lokala kapacitetsbegränsningar eller i långsiktiga investeringsbeslut.

3.2 Tre perspektiv att väga samman

I rapportens analys framträder tre perspektiv som behöver vägas samman.

Det första perspektivet gäller eleffekt, robusthet och leveranssäkerhet. Det handlar om att undvika att samtidiga förändringar, exempelvis i form av ökad individuell elbaserad uppvärmning och minskad kraftvärmeproduktion, förstärker eleffektrisker under kalla perioder. Här är det inte årsenergin som är mest avgörande, utan belastning och tillgänglig effekt i kritiska timmar.

Det andra perspektivet gäller resurser och hållbarhet. Det handlar om att säkerställa att ett ökat eller förändrat uttag av skogsbränslen är hållbart och logistiskt realiserbart, med hänsyn till bland annat biologisk mångfald, markens långsiktiga produktionsförmåga och klimatpolitiska åtaganden. Här är frågan inte bara hur stor den hållbara potentialen är, utan hur stor del av den som kan tillgängliggöras på marknaden till rimliga kostnader och med fungerande försörjningskedjor.

Det tredje perspektivet gäller klimatredovisning och incitament. Det handlar om att redovisning, styrmedel och kostnadsansvar bör ge incitament som träffar de aktörer som har rådighet över utsläpp och resursflöden. För avfallsbaserad fjärrvärme aktualiseras detta särskilt genom frågan om fossila utsläpp från avfall bör redovisas hos fjärrvärmekunden eller i tidigare led där avfallet uppstår.

Perspektiven behöver vägas samman eftersom åtgärder inom ett område kan få följder inom ett annat. Styrning och planering behöver därför utgå från systemeffekter, ansvarsfördelning och lokala förutsättningar. De viktigaste avvägningarna utvecklas i nästa avsnitt.

3.3 Centrala avvägningar, målkonflikter och genomförandefrågor

Med målkonflikt avses här situationer där åtgärder som bidrar till ett mål kan försvåra uppfyllelsen av ett annat mål, om de inte hanteras genom samordnad planering, kompletterande styrning eller tydlig ansvarsfördelning. Alla problem som identifieras i uppdraget är därmed inte målkonflikter. Vissa är snarare osäkerheter, informationsbrister eller genomförandevillkor.

Den första centrala avvägningen gäller eleffekt och leveranssäkerhet i förhållande till minskat värmeunderlag och ökad elbaserad uppvärmning. Om fjärrvärme ersätts av individuell elbaserad uppvärmning ökar eleffektbehovet särskilt under kalla perioder. Om kraftvärmens elproduktion samtidigt minskar försvagas tillgången på lokal och planerbar eleffekt. Elpannor och stora värmepumpar kan samtidigt bidra till flexibilitet och resurseffektivitet när de används i lägen där elsystemet inte är ansträngt. De kan då även användas för att ladda värmelager. Värmelager kan flytta värmeproduktion över tid och därigenom minska samtidig elanvändning eller underlätta kraftvärmedrift under perioder med högt värmebehov. Avvägningen handlar därför inte om elektrifiering som sådan, utan om driftmönster, lokal nätkapacitet och hur el- och värmesystemen samordnas över tid. Det är därmed inte nätutbyggnad eller elektrifiering i sig som beskrivs som en målkonflikt, utan behovet av att samordna värmeval, driftmönster och nätkapacitet så att omställningen inte skapar onödiga effekttoppar eller lokala flaskhalsar.

Analysen i del 1 visar samtidigt att energiskatten på el påverkar produktionsmixen och att en tidsbegränsad nedsättning kan förbättra förutsättningarna för flexibel elbaserad fjärrvärmeproduktion, utan att i det analyserade fallet ge någon tydlig effekt på den samlade fjärrvärmeefterfrågan eller kraftvärmeproduktionen. Detta är ett skäl till att Energimyndigheten föreslår att regeringen låter bereda frågan vidare i avgränsad form.

Värmelager, sammankoppling mellan fjärrvärmesystem och flexibilitet i produktionsportföljen kan minska målkonflikterna och underlätta hanteringen av sådana avvägningar. Sådana lösningar kan göra det möjligt att bättre samordna värmeproduktion, elproduktion och elanvändning över tid. De förändrar dock inte behovet av lokal analys, eftersom nyttan beror på systemets tekniska utformning, nätkapacitet, driftstrategi och lokala efterfrågemönster.

Den andra avvägningen gäller effektivare värmeanvändning i förhållande till värdet av befintlig infrastruktur. Energieffektivisering, minskat värmebehov och teknikutveckling kan bidra till lägre resursanvändning och minskade kostnader. Samtidigt kan ett snabbt minskat värmeunderlag försämra ekonomin i fjärrvärmesystem, särskilt där kraftvärme eller annan förbränningsbaserad produktion är beroende av ett tillräckligt värmeunderlag. Om infrastruktur avvecklas kan möjligheten att senare nyttiggöra restvärme, värmelager, sektorskoppling eller lokal kraftvärme minska. Avvägningen handlar därför inte om att bevara system oförändrade, utan om att undvika irreversibla beslut utan att systemkonsekvenserna är belysta.

Den tredje avvägningen gäller ökad användning av skogsbränslen i förhållande till biodiversitet, kolsänka och hållbarhetskrav. Analysen visar att det finns hållbara potentialer för ökat uttag av framför allt grot och sly, men att potentialerna är geografiskt ojämnt fördelade och beroende av fungerande logistik. Ett ökat uttag behöver samtidigt ske inom ramarna för miljöhänsyn, biologisk mångfald, markens långsiktiga produktionsförmåga och Sveriges klimatpolitiska åtaganden. Kaskadprincipen och skärpta hållbarhetskrav inom EU påverkar också vilka bränslen som kan användas och under vilka villkor. Avvägningen behöver därför göras plats- och flödesspecifikt.

Den fjärde avvägningen gäller hur klimatredovisningen kan ge träffsäkra incitament samtidigt som transparens upprätthålls och jämförbarhet beaktas. Dagens praxis för redovisning av avfallsbaserad fjärrvärme kan innebära att fossila utsläpp från avfall redovisas hos fjärrvärmekunder som i begränsad utsträckning kan påverka uppkomsten av avfallet. En utvecklad redovisning bör därför i första hand rikta incitamenten mot de aktörer som har rådighet, samtidigt som metodvalet redovisas transparent och så långt möjligt möjliggör jämförelser mellan företag och länder. Branschen bör i första hand följa den pågående revideringen av Greenhouse Gas Protocol. Energimyndigheten och andra berörda aktörer bör vid behov bidra med svenska erfarenheter och systemperspektiv, eftersom revideringen kan påverka förutsättningarna för en sådan utveckling.

Den femte avvägningen gäller kortsiktig kostnadseffektivitet i förhållande till långsiktig robusthet och beredskap. Fjärr- och kraftvärme kan ha egenskaper av betydelse för lokal robusthet, energiberedskap och uthållighet, exempelvis genom lokal styrbar värme- och elproduktion, bränslelager, termisk lagring och i vissa fall tekniska möjligheter till ö-drift eller dödnätsstart. Dessa nyttor är inte alltid prissatta i normal drift. Om beslut enbart baseras på kortsiktiga kostnader kan långsiktiga robusthetsvärden därför undervärderas. Sådana beredskapsförmågor är inte självklart prissatta i ordinarie marknadsmodeller och kan inte heller antas finnas generellt i all kraftvärme. De behöver därför bedömas funktionsbaserat, utifrån faktisk teknisk förmåga, lokala nätförutsättningar, driftförutsättningar och ansvarsfördelning.

Även CCS och CCU illustrerar behovet av ett systemperspektiv. Teknikerna kan bidra till klimatomställningen, samtidigt som koldioxidavskiljning medför ett eget energi- och effektbehov och kan påverka kraftvärmens nettoelproduktion. Den samlade nyttan behöver därför bedömas utifrån anläggningens och det lokala energisystemets förutsättningar.

En viktig utgångspunkt i samtliga avvägningar är att styrning och planering så långt möjligt bör vara teknikneutral, där förmågor, nyttor och kostnader kopplade till systemnyttor såsom eleffekt, robusthet, flexibilitet och klimatpåverkan synliggörs oavsett teknik, snarare än att en viss uppvärmningsform på förhand gynnas eller missgynnas. Teknikneutralitet innebär dock inte att alla tekniker eller verksamheter alltid ska behandlas identiskt. Om analysen visar att systemnyttor, externa effekter eller investeringshinder skiljer sig åt kan avgränsade åtgärder vara motiverade, förutsatt att de utformas utifrån funktion, additionalitet och samhällsekonomisk nytta.

3.4 Osäkerheter som påverkar tolkningen av resultaten

Resultaten i rapporten påverkas av flera osäkerheter. Dessa bör inte läsas som skäl att avstå från slutsatser, utan som skäl att utforma åtgärder stegvis och med tydliga analys- och uppföljningsinslag.

En första osäkerhet gäller värmebehovets utveckling. Uppvärmningsbehovet påverkas av befolkningsutveckling, nybyggnation, klimat, byggnaders energiprestanda och styrmedel för energieffektivisering. Utvecklingen är inte enbart exogen, utan påverkas också av styrmedel och regelverk. Därför behöver analyser av fjärrvärmens framtida roll skilja mellan minskat värmebehov genom effektivisering och minskad fjärrvärmeanvändning till följd av övergång till andra uppvärmningslösningar.

En andra osäkerhet gäller bioråvarupriser, substitutionsmönster och bränsleflöden. Fjärr- och kraftvärmens långsiktiga utveckling är känslig för priset på biobränslen och för hur marknaden substituerar mellan primära skogsbränslen, skogsindustriella biprodukter, returträ, avfall, restvärme och elbaserade tekniker. Små förändringar i efterfrågan från andra sektorer kan få betydande effekter på prisbild och investeringsförutsättningar.

En tredje osäkerhet gäller lokal nätkapacitet, tariffstrukturer och effektprofil. Konsekvenserna av ökad elbaserad uppvärmning beror på lokal och regional nätkapacitet, samtidighet i elanvändningen och hur effekttariffer och andra prissignaler utformas. Därför kan samma förändring i värmeförsörjningen få olika konsekvenser i olika delar av landet.

En fjärde osäkerhet gäller regelverksutveckling och standarder. EED, RED, LULUCF, EUDR, EU ETS, CSRD och revideringen av GHGP kan påverka både energieffektivisering, bränsleförsörjning, klimatredovisning, investeringssignaler och administrativa kostnader. Tidpunkt, tolkning och samspel mellan regelverk är därför centrala för hur aktörer agerar.

En femte osäkerhet gäller modell- och metodval. De modeller och metoder som används i underlagen ger viktiga indikationer om samband och storleksordningar, men fångar inte fullt ut lokala investeringsbeslut, trappstegsvisa nätförstärkningar, variationer i prestanda hos värmepumpar, lokala driftstrategier, extrema väderår eller alla tekniska förutsättningar för beredskap. Resultaten bör därför användas som stöd för planering och dialog, inte som direkta lokala beslutsunderlag.

En sjätte osäkerhet gäller genomförandeförmåga och ordningen mellan olika åtgärder. Terminaler, elnät, värmelager, produktionsanläggningar, bränsleförsörjningskedjor och redovisningspraxis har olika ledtider och beslutslogiker. Det innebär att ordningen i vilken åtgärder genomförs kan vara avgörande. Om vissa delar av kedjan saknas kan åtgärder som är rimliga i teorin få begränsad effekt i praktiken.

För skogsbränslen är genomförandeförmågan i försörjningskedjan en särskild osäkerhet. Ett ökat utnyttjande av outnyttjade potentialer i norra Sverige förutsätter terminaler, omlastningslösningar, järnvägs- eller andra långväga transportupplägg, säsongslager och tillräcklig kapacitet i entreprenörsledet. Om efterfrågan ökar snabbare än dessa delar kan byggas upp kan flaskhalsar uppstå, med högre kostnader, kvalitetsproblem och svagare leveranssäkerhet som följd.

3.5 Konsekvenser för förslagens utformning

Den tvärgående analysen visar att fjärr- och kraftvärmens systemnyttor behöver synliggöras tydligare och att nyttorna är plats-, tids- och systemspecifika. Åtgärder behöver samtidigt bedömas mot både kortsiktiga behov och långsiktiga scenarier för att undvika onödig inlåsning i tekniker eller strukturer. Det talar för en kombination av åtgärder: dels analys-, vägledning- och planeringsinsatser som Energimyndigheten och andra berörda myndigheter kan genomföra inom sina ansvarsområden, dels avgränsade skatte-, stöd- och regelverksfrågor som regeringen kan låta utreda, bereda eller se över vidare där analysen visar på möjliga systemnyttor, investeringshinder eller snedvridande incitament. Analysen ger däremot inte stöd för att i detta skede föreslå breda styrmedelsförändringar. Mer ingripande åtgärder behöver utgå från en tydligt avgränsad problembild och målgrupp samt föregås av en tillräcklig konsekvensanalys.

Generella nationella slutsatser behöver därför kompletteras med plats- och tidsupplöst analys av bland annat värmelast, nätkapacitet, produktionsportfölj, flexibilitet och bränslelogistik. Sådana analyser kan bidra till att tydliggöra när fjärr- och kraftvärmens systemnyttor är samhällsekonomiskt relevanta och när andra lösningar kan vara mer ändamålsenliga.

När analysen identifierar ett problem och en möjlig åtgärdsinriktning, men underlaget inte räcker för att ta ställning till åtgärdens slutliga utformning, föreslår Energimyndigheten i kapitel 2 att regeringen, beroende på frågans mognadsgrad, låter utreda, bereda eller se över frågan vidare.

Det fortsatta arbetet behöver pröva problemets omfattning, mål och målgrupp, additionalitet, alternativa styrmedel, konkurrens- och fördelningseffekter, rättsliga förutsättningar inklusive statsstödsregler samt offentligfinansiella och administrativa konsekvenser. Ett sådant stegvist arbetssätt är särskilt relevant för energiskatt på el för fjärrvärmeproduktion, stöd- och riskdelningsinstrument för strategiska investeringar, riktade åtgärder i skogsbränslekedjan och regler för byggnaders energiprestanda.

För el- och värmesystemet innebär detta dels att metodik och planeringsstöd bör användas för att synliggöra hur förändringar i fjärrvärmeanvändning påverkar eleffektbehov, nätkapacitet och lokal robusthet, dels att avgränsade skatte- och investeringsfrågor bör beredas vidare där nyttor och hinder inte fullt ut fångas av dagens incitament. Regler och beräkningsmetoder för byggnaders energiprestanda behöver samtidigt bedömas ur ett teknikneutralitets- och energisystemperspektiv. För skogsbränslen innebär det att

fokus bör ligga på försörjningskedjornas praktiska realiserbarhet, inklusive logistik, terminaler, marknadstransparens, statistik, forskning och kompetens, samt på fortsatt utredning av behovet av riktade åtgärder där konkreta flaskhalsar har identifierats. För klimatredovisning och emissionsfaktorer innebär det att gemensamma vägledningar och redovisningsprinciper bör utvecklas så att de är transparenta, jämförbara och ger incitament som i större utsträckning riktas mot aktörer med rådighet.

Den tvärgående analysen ligger sammantaget till grund för förslagen i kapitel 2 och den samlade bedömningen och slutsatserna i kapitel 4.

4 Samlad bedömning och slutsatser

Fjärrvärmen och kraftvärmen kan även framöver bidra med viktiga systemnyttor, men de kan inte tas för givna. På kortare sikt behöver nyttorna synliggöras och beaktas i planering, regelutveckling och fortsatt beredning. På längre sikt behöver sektorn anpassas till förändrade värmebehov, bränslemarknader, elektrifiering, avfallsflöden samt klimat- och beredskapskrav.

De fördjupade analyserna av uppdragets fyra delar, som ligger till grund för rapportens samlade bedömningar och förslag, redovisas i kapitel 6–9.

4.1 Två tidsperspektiv behöver beaktas

Rapportens analyser visar att fjärrvärmens och kraftvärmens betydelse behöver bedömas både utifrån deras funktion i lokala och regionala energisystem och utifrån hur sektorns långsiktiga förutsättningar förändras. Flera betydelsefulla systemeffekter uppstår under de timmar då el- och värmesystemen är som mest ansträngda, samtidigt som värmebehov, bränsleförsörjning, elektrifiering, avfallsflöden och klimat- och hållbarhetskrav förändrar sektorns förutsättningar över tid.

Den fortsatta styrningen behöver därför hantera både ett kortare och ett längre tidsperspektiv. På kortare sikt handlar det om att undvika att samhällsekonomiskt viktiga systemfunktioner försvagas på grund av bristande synlighet, otydliga incitament eller otillräcklig planering. På längre sikt handlar det om att förbättra sektorns förmåga att ställa om när värmeunderlag, bränslemarknader, teknikval och regelverk förändras.

4.2 På kortare sikt behöver systemnyttor synliggöras och hinder hanteras

På kortare sikt bör statens och myndigheternas arbete inriktas på att synliggöra fjärrvärmens och kraftvärmens systemnyttor, förbättra beslutsunderlagen och hantera avgränsade hinder där dagens incitament eller regelverk riskerar att leda till samhällsekonomiskt mindre ändamålsenliga utfall. Fokus bör ligga på att säkerställa att relevanta systemfunktioner kan bedömas och tas till vara där de är samhällsekonomiskt motiverade.

Förslag, inriktningar och ställningstaganden redovisas i kapitel 2. I det fortsatta arbetet kan Energimyndigheten och andra berörda myndigheter inom sina ansvarsområden genomföra vissa kunskaps-, planerings- och samverkansinsatser relativt direkt. För mer ingripande skatte-, stöd- och regelverksåtgärder föreslår Energimyndigheten att regeringen låter genomföra fortsatt beredning och konsekvensutredning före beslut.

4.3 På längre sikt behöver fjärr- och kraftvärmen anpassas till ett förändrat energisystem

På längre sikt är den centrala frågan inte om fjärrvärmen och kraftvärmen ska bevaras i oförändrad form, utan hur deras systemfunktioner kan utvecklas när energisystemet förändras. Utvecklingen kommer att skilja sig mellan olika lokala och regionala system. Restvärme, värmelager, stora värmepumpar, elpannor och en diversifierad produktionsmix kan i vissa system stärka flexibilitet och resurseffektivitet, medan minskat värmeunderlag, högre bränslekostnader eller begränsad tillgång till alternativa värmekällor kan försvaga förutsättningarna i andra.

En central långsiktig utmaning är sektorns beroende av skogsbaserade biobränslen samtidigt som efterfrågan på bioråvara kan öka i andra sektorer. Åtgärder som stärker försörjningskedjorna kan bidra till att en större del av den hållbara potentialen blir praktiskt tillgänglig, men de undanröjer inte behovet av att successivt anpassa produktionsmixen och stärka möjligheten att använda flera resurser. Även avfallsbaserad fjärrvärme behöver anpassas till minskade fossila avfallsflöden och utvecklade krav på återanvändning och materialåtervinning. Redovisningsprinciper kan bidra till mer träffsäkra incitament men ersätter inte andra styrmedel för att minska uppkomsten av fossilt avfall.

Den långsiktiga omställningen behöver samtidigt beakta funktioner av betydelse för robusthet och energiberedskap. Förändringar i värmeunderlag, bränsleförsörjning och produktionsmix bör därför bedömas även utifrån hur de påverkar lokal och regional försörjningsförmåga. Vilka beredskapsförmågor som är relevanta och möjliga behöver bedömas utifrån faktiska tekniska och organisatoriska förutsättningar.

CCS och CCU kan också få betydelse för fjärr- och kraftvärmens långsiktiga utveckling. Vid infångning och permanent lagring av biogen koldioxid kan bio-CCS bidra till negativa utsläpp, och avskiljd koldioxid kan genom CCU få nya användningsområden. Samtidigt varierar förutsättningarna mellan anläggningar, och koldioxidavskiljning medför ett eget energi- och effektbehov som kan påverka kraftvärmens nettoelproduktion. Teknikerna behöver därför bedömas som en möjlig del av sektorns långsiktiga anpassning utifrån lokala och systemmässiga förutsättningar.

4.4 Styrningen bör vara stegvis, funktionsbaserad och platsanpassad

Energimyndighetens samlade bedömning är att den fortsatta styrningen bör vara stegvis, funktionsbaserad och platsanpassad. Stegvis styrning behövs eftersom flera av de frågor som rapporten behandlar kräver ytterligare rättslig, ekonomisk och teknisk analys. Funktionsbaserad styrning behövs för att ta sikte på de nyttor som ska uppnås, exempelvis minskat eleffektbehov, ökad robusthet, resurseffektivitet eller minskade fossila utsläpp, snarare än på en viss teknik eller organisationsform. Platsanpassning behövs eftersom fjärrvärme- och kraftvärmesystemens förutsättningar skiljer sig kraftigt mellan olika lokala och regionala system.

Detta talar för att breda och generella styrmedelsförändringar föregås av en tydlig avgränsning och konsekvensanalys. Analysen talar samtidigt för en kombination av genomförandeinsatser, planerings- och kunskapsstöd samt fortsatt beredning av avgränsade skatte-, stöd- och regelverksfrågor. På så sätt kan regeringen och berörda myndigheter, inom sina ansvarsområden, bidra till att förbättra kunskapsunderlagen och undanröja identifierade hinder, samtidigt som marknadens aktörer även fortsättningsvis har huvudansvaret för investeringar, affärsbeslut och operativ utveckling.

4.5 Avslutande slutsats

Den samlade slutsatsen är att fjärrvärmens och kraftvärmens systemnyttor behöver bedömas utifrån funktion och lokala och regionala förutsättningar och tas till vara där de är samhällsekonomiskt motiverade. Samtidigt behöver sektorn kunna anpassas till ett energisystem där värmebehov, bränsle- och avfallsflöden, elektrifiering samt klimat- och beredskapskrav förändras. Rapportens förslag, inriktningar och ställningstaganden utgår från denna samlade bedömning.

UNDERLAG OCH FÖRDJUPAD ANALYS

5 Underlag och metod

Detta kapitel redovisar de underlag, dialoger och metodval som ligger till grund för Energimyndighetens analyser, bedömningar och förslag. Syftet är att tydliggöra vilka kunskapskällor som har använts, hur de kompletterar varandra och hur de har vägts samman.

Rapportens slutsatser baseras inte på en enskild modell, ett enskilt aktörsperspektiv eller en enskild underlagsrapport. De bygger i stället på en sammanvägd analys av Energimyndighetens egna analyser, fyra fördjupade underlagsrapporter, dialoger med berörda myndigheter och aktörer samt skriftliga inspel. Underlagsrapporterna redovisar metodik, data och antaganden mer utförligt. Huvudrapporten redovisar myndighetens synteser, avvägningar och bedömningar.

Detta innebär att kvantitativa modellresultat, kvalitativa aktörsperspektiv och myndighetens egna expertbedömningar har använts på olika sätt. Modellresultaten används främst för att belysa samband, storleksordningar och möjliga systemeffekter. Dialoger och skriftliga inspel används för att fånga praktiska förutsättningar, genomförbarhetsfrågor och målkonflikter. Den samlade bedömningen görs av Energimyndigheten.

5.1 Översikt av underlagsrapporterna

Fyra underlagsrapporter har tagits fram inom uppdraget. De motsvarar uppdragets fyra delområden och utgör centrala, men inte de enda, underlagen för huvudrapportens bedömningar.

Tabell 2. Översikt av underlagsrapporterna.

Delområde och fokus	Metod/underlag	Funktion i huvudrapporten
Del 1: Konsekvenser för elsystemet av minskad fjärrvärme- och biobränsleanvändning	TIMES-NORDIC för långsiktig systemstruktur och EPOD för timvis drift.	Underlag för bedömningar om eleffekt, energibalans, lokala konsekvenser och behov av styrning.
Del 2: Fjärrvärmens nytta för elsystemet	Marginalmetodik för att uppskatta hur förändrad fjärrvärmeanvändning påverkar elanvändning, eleffekt och indikativa elnätskostnader.	Underlag för bedömningar om planering, dialog och synliggörande av fjärrvärmens systemnytta.
Del 3: Tillgången på hållbara skogsbränslen	Analys av potentialer, efterfrågan, logistik, marknadsförutsättningar, kvalitet, regional obalans och regelverk.	Underlag för bedömningar om försörjningskedjor, marknadstransparens, kompetens och fortsatt beredning av riktade åtgärder.
Del 4: Redovisning av fossila utsläpp från fjärrvärmeanvändning	Genomgång av regelverk, standarder, praxis och möjliga utvecklingsvägar för hållbarhetsredovisning av avfallsbaserad fjärrvärme.	Underlag för ställningstagande om redovisningspraxis.

Underlagsrapporterna återfinns som bilagor och ger en fördjupning och spårbarhet till de analyser som redovisas i kapitel 6–9. I kapitel 2–4 vägs resultaten från dessa analyser samman med dialogerna, de skriftliga inspelen och Energimyndighetens övriga underlag i förslagen, den tvärgående analysen och den samlade bedömningen och slutsatserna i kapitel 2–4.

5.2 Genomförda dialoger

Uppdraget anger att Energimyndigheten ska inhämta synpunkter från ett antal utpekade myndigheter och relevanta aktörer. För uppdragets delar 1 och 2 har avstämningar genomförts med Svenska kraftnät och Energimarknadsinspektionen. Dialogerna har främst rört eleffekt, kapacitet och samspel mellan värme- och elmarknaden samt metodik i modelleringen. För uppdragets del 3 har avstämningar genomförts med Skogsstyrelsen, SLU och Naturvårdsverket, med fokus på hållbarhet och bränsleförsörjningskedjan. Inom uppdragets del 4 har dialoger genomförts med Naturvårdsverket om klimatredovisning, allokering och incitament.

Därutöver har kompletterande aktörsmöten hållits, särskilt inom uppdragets delar 3 och 4. Mötena har omfattat branschorganisationer, värme- och kraftvärmeföretag, avfallsaktörer, bränsleleverantörer, företrädare för användarsidan och andra relevanta aktörer. Syftet har varit att belysa praktiska förutsättningar, skillnader mellan system och regionala förhållanden samt aktörernas syn på nuvarande kunskapsläge och regelverk.

Energimyndigheten har genomfört tre möten med en övergripande referensgrupp. Gruppen bestod av 23 organisationer och representerade en bredd av relevanta aktörer, från energibolag, branschorganisationer och fastighetsägare till forskningsinstitut samt energi- och avfallsföretag. Referensgruppen har bidragit med inspel under arbetets gång och gett möjlighet att stämma av preliminära iakttagelser mot praktiska erfarenheter och olika systemperspektiv.

Dialogerna har inte utgjort beslutsunderlag i sig. De har behandlats som en del av den empiriska basen och har använts tillsammans med modellresultat, skriftliga källor och myndighetens egna analyser. På så sätt har dialogerna bidragit till att identifiera genomförbarhetsfrågor, målkonflikter och risker som framför allt behandlas i förslagskapitlet och den tvärgående analysen, kapitel 2 och 3.

Uppdragets koppling till Energimyndighetens tidigare strategi för fjärrvärme och kraftvärme (Energimyndigheten, 2023a), och uppdragets inriktning mot att stärka sektorn, har inneburit att vissa aktörer har tolkat uppdraget som ett steg mot mer konkreta åtgärder. Detta har beaktats genom att rapporten skiljer mellan förslag, inriktningar och ställningstaganden som Energimyndigheten bedömer kan lämnas inom ramen för uppdraget och frågor som kräver fortsatt utredning, beredning, översyn eller andra beslut.

5.3 Öppna skriftliga inspel

I ett tidigt skede bjöd Energimyndigheten in aktörer att lämna skriftliga inspel. Totalt inkom 39 inspel från företag, branschorganisationer, kommuner, myndigheter och civilsamhällesaktörer. Inspelen omfattar tillsammans omkring 240 sidor material.

Inspelen har analyserats tematiskt. Analysen har inriktats på återkommande mönster, avvägningar, genomförbarhetsfrågor och områden där det finns samsyn respektive skilda uppfattningar. Inspelen används som en kompletterande kunskapskälla för att belysa praktiska förutsättningar, hinder och aktörsperspektiv.

De skriftliga inspelen har inte använts som självständigt beslutsunderlag. De har vägts samman med övriga underlag och har särskilt bidragit till att synliggöra målkonflikter i gränssnittet mellan energi-, miljö- och näringspolitik.

5.4 Utgångspunkt för analyserna

Energimyndighetens analys av uppdragets fyra delområden bygger på en sammanvägning av både kvantitativa och kvalitativa underlag. Arbetet har utformats för att hantera systemperspektiv, osäkerheter och målkonflikter på ett transparent sätt. I analysen har myndigheten integrerat modellresultat från underlagsrapporterna med kompletterande forskningsresultat, internationella erfarenheter, skriftliga inspel, dialoger och tidigare analyser från Energimyndigheten.

Långa tidsperspektiv medför stora osäkerheter

Uppdraget omfattar utvecklingen fram till 2050. Det innebär att analysen behöver hantera betydande osäkerheter. Det gäller bland annat framtida bränslepriser, konkurrens om bioråvara, elektrifieringstakt inom industri och transporter, efterfrågan på el och värme samt framtida styrmedel och EU-reglering. Även det försämrade säkerhetspolitiska läget påverkar bedömningen, eftersom krav på redundans, robusthet och samverkan mellan el- och värmesystem kan förändras över tid.

Klimatförändringarnas påverkan på framtida temperaturer och värmelast har beaktats som en bakgrundsfaktor, men har inte varit en central känslighetsparameter i analysen. Tyngdpunkten ligger i stället på hur förändrade marknads- och systemförutsättningar kan påverka fjärr- och kraftvärmens funktion i energisystemet.

Osäkerheter hanteras genom scenarier och känslighetsanalyser

Osäkerheter har hanterats genom scenarier, känslighetsanalyser och resonemang om centrala antaganden. Syftet har inte varit att ta fram en prognos i snäv mening, utan att förstå drivkrafter, mekanismer och relativa förändringar. Analysen belyser vilka faktorer som är särskilt betydelsefulla, hur de samverkar och vilka konsekvenser som kan uppstå i olika utvecklingsvägar.

Bedömningsprinciper

Energimyndighetens bedömningar utgår från energisystemets funktion, leveranssäkerhet och samhällsekonomisk effektivitet. En central utgångspunkt är att fjärr- och kraftvärmens betydelse behöver analyseras i de situationer där systemen är mest ansträngda och där lokala och regionala förutsättningar får störst betydelse.

Bedömningarna ska också vara så konkurrensneutrala och teknikneutrala som möjligt. Det innebär att styrning bör utgå från funktion, systemnytta, additionalitet, kostnadseffektivitet och robusthet snarare än från en viss teknik eller organisationsform. Samtidigt behöver bedömningarna vara förenliga med gällande regelverk, EU-rättsliga förutsättningar och relevanta internationella standarder.

Denna analysansats ligger till grund för hela huvudrapporten. I kapitel 2 redovisas förslagen, inriktningarna och ställningstagandena, i kapitel 3 den tvärgående analysen och i kapitel 4 den samlade bedömningen och slutsatserna. I kapitel 6–9 redovisas de fördjupade analyserna av uppdragets fyra delområden.

6 Del 1 – Konsekvenser för elsystemet av minskad fjärrvärme- och biobränsle-användning

En kraftigt minskad fjärrvärme- och biobränsle-användning kan få betydande konsekvenser för elsystemets kapacitet och eleffektbalans.

Analysen visar att minskad fjärrvärmeanvändning, till följd av bland annat stigande biobränslepriser och ökad konkurrens från värmepumpar, kan leda till lägre kraftvärmeproduktion, även under de timmar då elsystemet är som mest ansträngt. Effekterna varierar tydligt mellan olika typer av fjärrvärme-system, där särskilt mindre, biobränsleberoende system är mer sårbara.

6.1 Vad analysen omfattar

Del 1 i regeringsuppdraget avser att belysa konsekvenserna för elsystemets kapacitet, effektsituation och energiförsörjning i ett scenario där fjärrvärme-leveranserna och andelen biobränslen i fjärrvärme och kraftvärme minskar kraftigt fram till 2050, samt att analysera vad detta kan innebära på lokal och regional nivå och för olika typer av fjärrvärmesystem.

Uppdragets formulering innebär att fjärrvärmen och kraftvärmen inte betraktas isolerat som en branschfråga, utan som en integrerad komponent i energisystemet där förändringar i värmeförsörjningen i sin tur påverkar elbehov, elproduktion, kapacitetsutnyttjande och systemkostnader.

Den analys som sammanfattas i detta kapitel bygger huvudsakligen på den konsultrapport (Bilaga 1) som tagits fram på uppdrag av Energimyndigheten och som utgör ett centralt underlag för uppdragets del 1.

Deluppdraget tar sin utgångspunkt i Energimyndighetens långsiktiga scenarier 2025 (Energimyndigheten, 2025), och särskilt scenariot Beslutad policy från våren 2025 som bygger på beslutade styrmedel och planer från industrin. I detta scenario, liksom i flera andra scenarier, framträder en utveckling där fjärrvärmeanvändningen minskar över tid och där kraftvärmens elproduktion sjunker tydligt. Analysens bidrag är att fördjupa förståelsen av vilka mekanismer som driver en sådan utveckling, samt att analysera vilka systemeffekter som uppstår när fjärrvärme och kraftvärme utvecklas svagare än i ett alternativt, mer fjärrvärmepositivt fall.

Två modellverktyg används i analysen. TIMES-NORDIC används för långsiktiga energisystemanalyser med helhetsperspektiv, där konkurrensen om resurser, utvecklingen av teknikval och styrmedel samt sektorövergripande anpassningar kan fångas inom en konsistent modellram. Modellen är en tekniskt detaljerad energisystemmodell inom TIMES-modellfamiljen och har vidareutvecklats och tillämpats av Profu i ett flertal svenska och nordiska analysuppdrag. EPOD, en dispatch- och produktionssimuleringsmodell, används för att analysera el- och fjärrvärmesystemets drift med timvis upplösning, vilket är särskilt relevant för att bedöma effektsituation och elpriser under perioder med hög belastning. Modellen har utvecklats i samarbete mellan Chalmers tekniska högskola och Profu, och har tillämpats av Profu i ett flertal svenska analysuppdrag. Kombinationen av dessa två modellverktyg gör att analysen både synliggör de långsiktiga strukturförändringarna (TIMES) och visar hur dessa förändringar faller ut i kritiska driftlägen (EPOD), där effektsituationen ofta är styrande för risknivå och kostnadsutfall.

Analysen är organiserad kring flera jämförelser och känslighetsfall.
En central jämförelse är mellan Beslutad policy-scenariot och det medvetet konstruerade fjärrvärmepositiva scenariot. Beslutad policy-scenariot visar på en utvecklingsbana med tydligt minskande fjärrvärme- och kraftvärmeroll. I det fjärrvärmepositiva scenariot antas förutsättningarna för fjärrvärme och biobränsleanvändning vara gynnsammare, framför allt genom ett långsiktigt lågt biobränslepris på 200 kr/MWh, vilket är avsevärt mindre än i scenariot Beslutad policy (våren 2025) där priset på skogsbränsle når 500 kr/MWh år 2040 och nästan 800 kr/MWh år 2050. Utöver detta görs en serie känslighetsanalyser där specifika omvärldsfaktorer undersöks, såsom varierade biobränsleprisnivåer, en sänkt energiskatt på el för elbaserad fjärrvärmeproduktion och olika omfattande investeringsstöd till kraftvärme. Dessa ansatser syftar inte till att modellera en mest sannolik framtid, utan till att visa på drivkrafter som kan bedömas vara särskilt styrande och vilka konsekvenser som följer om utvecklingen rör sig i en mer eller mindre gynnsam riktning för fjärrvärme och kraftvärme.

Sedan analyserna inom uppdraget inleddes har Energimyndigheten tagit fram uppdaterade långsiktiga scenarier där BAS-scenariot visar en mindre kraftig nedgång för fjärrvärme och kraftvärme än i scenariot Beslutad policy från våren 2025 (se även kapitel 1 och faktaruta). Det förändrar inte syftet med analysen i detta kapitel. Scenariot Beslutad policy från våren 2025 används som utgångspunkt för att analysera drivkrafterna och konsekvenserna vid en utveckling med minskad fjärrvärme- och kraftvärmeproduktion, inte som en prognos över den mest sannolika utvecklingen. Det uppdaterade BAS-scenariot från hösten 2025 och våren 2026 används som ett kompletterande underlag för att belysa resultatens känslighet för förändrade omvärldsförutsättningar.

Analys av eventuell nedläggning av fjärrvärmenät

I regeringsuppdraget betonas också vikten av att belysa skillnader mellan olika typer av fjärrvärmesystem och att analysera om vissa system kan komma att riskera att läggas ned samt vilka lokala och regionala konsekvenser detta i så fall kan få. Analysen hanterar detta dels genom en typfallsanalys av tre fjärrvärmesystem (stort, mellanstort och litet) med hjälp av EPOD-modellen, dels genom ett resonemang om hur produktionsmix, kundunderlag och alternativa värmekällor påverkar sårbarheten i olika system. Samtidigt identifieras vissa lokala och institutionella följdfrågor avseende möjliga nedläggningar, investeringar i byggnader och elnätsförstärkningar, men dessa ligger utanför vad som fullt ut kan kvantifieras inom den modellansats som använts för detta uppdrag, och det finns därmed begränsningar i hur långt den föreliggande undersökningen kan gå i en konsekvensanalys på faktisk lokal nivå.

6.2 Centrala iakttagelser

Analysen visar att utvecklingen för fjärrvärme och kraftvärme framför allt kan sägas styras av samspelet mellan två faktorer: förändringar i värmebehovet och de kostnads- och investeringsförutsättningar som gäller i produktionen. Båda påverkas i hög grad av omvärldsfaktorer som fjärrvärmesektorn själv inte kan styra över.

Sammantaget ger analysunderlaget en samlad bild av hur minskad fjärrvärme och biobränsleanvändning kan uppstå genom en kombination av en långsiktigt minskande värmemarknad, i huvudsak till följd av stigande biobränslepriser och ökade produktionskostnader för fjärr- och kraftvärme, energieffektivisering och förbättrad energiprestanda för byggnader, samt ökad konkurrens från individuella och fastighetskopplade värmepumpar, och hur denna utveckling i sin tur kan ge upphov till systemeffekter som framför allt blir synliga i eleffektbalansen under kalla perioder.

6.2.1 Energieffektivisering och ökad konkurrens från individuella värmepumpar

I scenarierna minskar värmebehovet successivt, dels genom energieffektivisering och tekniska förbättringar i byggnadsbeståndet, dels genom antaganden om klimatförändringars påverkan på uppvärmningsbehovet. Samtidigt ökar konkurrensen från småskaliga och fastighetsanslutna värmepumpar, vilka i scenarierna antas ha god effektivitet och gynnas av elpris- och kostnadsantaganden som gör dem konkurrenskraftiga gentemot fjärrvärme i flera situationer.

6.2.2 Biobränslepriser en avgörande kostnadsfaktor som påverkar produktionsmixen för fjärrvärme

Analysunderlaget pekar därför ut biobränslepriset som en nyckelfaktor. I Beslutad policy-scenariot bestäms priset på skogsflis av utbud och efterfrågan, och när efterfrågan ökar i andra sektorer, särskilt inom industrier med produktion av biodrivmedel, stiger priset över tid. Detta försämrar

fjärrvärmens konkurrenskraft och slår särskilt hårt mot kraftvärmen, som är beroende av både ett tillräckligt stort värmeunderlag och rimliga bränslekostnader för att el- och värmeproduktionen ska vara lönsam.

För att tydliggöra hur biobränslepriser påverkar fjärrvärmesystemet har en känslighetsanalys med priset på skogsflis genomförts. Genom att sätta biobränslepriset i modellen i ett brett intervall, allt annat lika, blir det möjligt att se hur systemet reagerar vid olika prisnivåer.

Resultaten visar ett tydligt mönster: när biobränslepriset är högre minskar den biobränslebaserade fjärrvärmeproduktionen, medan produktion från spillvärme och värmepumpar ökar. Substitutionen är samtidigt inte fullständig. En större andel spillvärme och värmepumpar kan dämpa effekten av högre biobränslepriser, men kan inte fullt ut kompensera för att fjärrvärmens totala volym minskar när konkurrenskraften försämras. Det innebär att högre biobränslepriser inte bara förändrar produktionsmixen utan även påverkar hur mycket fjärrvärme som efterfrågas, vilket i sin tur påverkar systemets ekonomi och möjligheten att upprätthålla en effektiv drift med högt kapacitetsutnyttjande.

6.2.3 Minskad fjärrvärmevolym ger lägre kraftvärmeproduktion i kritiska timmar

Kopplingen mellan fjärrvärmevolymen och systemeffekterna är viktig eftersom den påverkar kraftvärmens roll. Analysunderlaget visar att kraftvärmens elproduktion minskar tydligt i Beslutad policy-scenariot, medan minskningen är betydligt mindre i ett scenario där fjärrvärmen utvecklas mer positivt och biobränslepriset är lågt och stabilt. Minskningen bör förstås som en strukturell effekt av lägre fjärrvärmevolymer, högre biobränslekostnader och svagare investeringsförutsättningar, snarare än som ett antagande om att befintlig kraftvärme inte skulle köras när elpriserna är höga. Om värmeunderlaget minskar eller produktionskapacitet avvecklas blir det möjliga eleffektbidraget från kraftvärme lägre även i de driftlägen där elproduktion annars hade varit värdefull för elsystemet.

Skillnaden handlar inte bara om årsproduktion i terawattimmar utan också om hur mycket eleffekt kraftvärmen kan bidra med under de timmar då elsystemet är som mest ansträngt. Denna skillnad är central, eftersom systemkonsekvenser ofta avgörs av just knapphetstimmar snarare än av årsmedelvärden.

6.2.4 Kraftvärmen ger större effektbidrag i ett fjärrvärmepositivt scenario

För att illustrera skillnaden i eleffektbidrag mellan scenarierna görs en fördjupning med EPOD-modellen för en vintervecka kring den timme då efterfrågan på el är som högst.

Analysen visar att kraftvärmen ger ett betydligt större effektbidrag under dessa kritiska timmar i det fjärrvärmepositiva scenariot, samtidigt som elbehovet för uppvärmning är lägre. Sammantaget innebär detta en starkare eleffektbalans för landet i dessa situationer.

6.2.5 Små ändringar i eleffektbalansen ger stora elprisutslag under knapphetstimmar

Analysunderlaget visar att de mest systemkänsliga effekterna uppstår när en relativt liten skillnad i eleffektbalansen får stora utslag på elpriset under ett fåtal timmar.

I Beslutad policy-scenariot uppstår höga pristoppar under delar av vinterperioden, medan dessa pristoppar är både lägre och färre i det fjärrvärmepositiva scenariot. Samtidigt är skillnaden i årsmedelpris betydligt mindre.

Detta illustrerar hur elsystem med marginalprissättning reagerar när kapacitetsgränserna nås: priset blir mycket känsligt för små förändringar i tillgänglig effekt eller efterfrågan. Det innebär att minskad kraftvärmeproduktion och ökad elanvändning för uppvärmning kan få stora kostnadseffekter under knapphetstimmar, även om årsmedelvärdena förändras relativt lite.

6.2.6 Elektrifiering av fjärrvärme kan öka flexibiliteten och minska bränsleanvändningen

Analysunderlaget belyser även hur fjärrvärmens elektrifiering påverkar systemet. En reducerad energiskatt för elbaserad fjärrvärmeproduktion påverkar främst produktionsmixen och i liten grad efterfrågan på fjärrvärme. Elpannor och stora värmepumpar får ett större utrymme i fjärrvärmeproduktionen, medan biobränsleanvändningen och tillförsel av fossila bränslen minskar.

Detta innebär att fjärrvärmesystemet i högre grad blir elanvändare. Det kan vara positivt ur ett flexibilitetsperspektiv när elpriserna är låga eller mycket låga, eftersom elpannor och värmepumpar då kan bidra till att ta hand om överskott i elsystemet. Tillsammans med energilager kan en betydande flexibilitetspotential frigöras som både kan minska användningen av dyrare bränslen och bidra med flexibilitet i elsystemet, bland annat genom deltagande på stödtjänstmarknader.

Den samlade effekten beror dock på systemets driftmönster, anläggningarnas kapacitet, modellens tidsupplösning, lokal nätkapacitet, resursportfölj och ekonomiska incitament. Underlagsrapporten betonar att modellens tidsupplösning påverkar hur väl elprisvariabiliteten och kortvariga perioder med låga eller mycket låga elpriser fångas och därmed hur modellen uppfattar framför allt elpannors kostnadsfördelar. Modellens begränsade tidsupplösning påverkar hur väl den kan beräkna den ekonomiska attraktiviteten för elpannor och även värmepumpar. Den märkbara effekten av en kraftig minskning av energiskatten på el för fjärrvärmeproduktion och i förlängningen den gynnsamma effekten på fjärrvärmens konkurrenskraft på värmemarknaden kan därmed underskattas respektive överskattas något.

Modellresultaten visar framför allt att en kraftig nedsättning av energiskatten kan förändra fjärrvärmens produktionsmix genom ökad användning av värmepumpar och elpannor och en motsvarande minskning av

biobränsleanvändningen och tillförsel av fossila bränslen. I det analyserade, tidsbegränsade fallet är effekten på den samlade efterfrågan på fjärrvärme däremot liten. Resultaten ger därmed inte stöd för slutsatsen att en skattenedsättning ensam skulle säkra fjärrvärmens konkurrenskraft eller kraftvärmens långsiktiga produktionsförutsättningar.

Den faktiska systemeffekten beror också på när och var den elbaserade värmeproduktionen används. Värmepumpar och elpannor kan bidra till flexibilitet när elpriserna och belastningen i elsystemet är låga, särskilt i kombination med värmelager. Vid hög lokal elbelastning kan ökad elanvändning däremot förstärka kapacitetsbehovet eller ersätta kraftvärmeproduktion som annars skulle ha bidragit med eleffekt. En eventuell skattenedsättning kan därför behöva analyseras vidare med avseende på bland annat tidsmässig och teknisk avgränsning, lokal nätkapacitet, värmelager, kraftvärmens drift, konkurrensförhållanden och offentligfinansiella konsekvenser.

6.2.7 En bred resursportfölj blir viktigare vid höga biobränslepriser

Analysen visar att avfallsförbränningens roll i fjärrvärmesystemet ökar i betydelse vid höga biobränslepriser. Avfallsförbränning kan ge stabil och relativt kostnadseffektiv värmeproduktion och därmed stärka fjärrvärmens konkurrenskraft. Detta förutsätter dock att utvecklingen är förenlig med klimatmål och mål om cirkulär ekonomi, vilket på sikt ökar betydelsen av exempelvis koldioxidavskiljning och fortsatt styrning mot att minska uppkomsten av fossilt avfall.

Analysen visar vidare att fjärrvärmesystemens utveckling i praktiken handlar om en diversifiering av tillgängliga resurser och tekniker, såsom avfall, spillvärme, värmepumpar, biobränslen, energilagring och i vissa fall även elpannor. När biobränslepriserna stiger och fjärrvärmens konkurrenskraft pressas blir tillgången till alternativa, kostnadseffektiva produktionsresurser en avgörande ekonomisk faktor för systemens möjlighet att bibehålla volym och konkurrenskraft.

6.2.8 Olika sårbarheter i stora, mellanstora och små fjärrvärmesystem

Underlagsrapportens typfallsanalys av tre fjärrvärmesystem visar att samma övergripande utveckling kan få olika lokala konsekvenser.

I ett stort system (med årlig fjärrvärmevolym ≥1 TWh) kan nedstängning av ett biobränsleeldat kraftvärmeverk, kombinerat med ökad användning av värmepumpar, leda till en tydligt försämrad lokal nettoeleffektbalans under uppvärmningssäsongen.

I ett mellanstort system (med årlig fjärrvärmevolym > 500 GWh och < 1 TWh) ses effekterna främst i förändrade produktionskostnader och i skillnader i kraftvärmens årsmönster.

I ett litet system (med årlig fjärrvärmevolym <50 GWh), som ofta är starkt beroende av fasta biobränslen och har få alternativa värmekällor, kan stigande kostnader och bränsleprisförändringar snabbt göra värmepumpar i fjärrvärmen mer attraktiva, förutsatt att det finns en lämplig värmekälla och att elnätets kapacitet medger en sådan omställning.

Analysen betonar samtidigt att lokala omställningsvägar i praktiken påverkas av faktorer som investeringskostnader, tariffstrukturer och elnätskapacitet. I mindre system kan även investeringscykler, beroende på den rådande konkurrenssituationen mellan olika uppvärmningstekniker samt osäkerheter vad gäller framtida resursflöden och kostnader, särskilt gynna kortsiktiga val med lägre risk och avbetalningstid. Dessa faktorer kan endast delvis fångas i modelleringen, vilket innebär att de redovisade resultaten bör tolkas med viss försiktighet.

6.3 Energimyndighetens bedömning

6.3.1 Eleffektbalans i kritiska timmar är den mest betydelsefulla konsekvensen

Energimyndigheten bedömer att de mest betydelsefulla konsekvenserna av minskad fjärrvärme- och biobränsleanvändning är kopplade till eleffektbalans, robusthet och systemkostnader under de perioder då elsystemet är som mest ansträngt. Med systemkostnader avses här främst kostnader som följer av ökat eleffektbehov, elnätsförstärkningar, behov av ökad flexibilitet eller planerbar kapacitet samt lokala omställningskostnader i el- och värmesystemet. Detta förskjuter fokus från volymfrågor i årsenergi till systemets funktion under knapphetstimmar.

Fjärrvärmens och kraftvärmens betydelse blir särskilt tydlig i den samtidighet som finns mellan värmelast och elbehov under kalla vinterdygn. När värmebehovet är högt ökar elbehovet i byggnader, samtidigt som kraftvärme normalt har möjlighet att producera el med hög tillgänglighet. Om tillgänglig kraftvärmekapacitet eller kraftvärmeproduktion minskar till följd av svagare värmeunderlag och försämrade investeringsförutsättningar, samtidigt som mer av uppvärmningen sker med el, förstärks effekttopparna på ett sätt som kan kräva mer planerbar kapacitet, mer import eller mer flexibilitet för att upprätthålla balans.

6.3.2 Biobränsleprisets utveckling är en osäkerhetsfaktor för fjärrvärme och kraftvärme

Energimyndigheten bedömer att biobränsleprisets utveckling på marknaden framstår som en viktig osäkerhetsfaktor för fjärrvärmens och kraftvärmens långsiktiga utveckling. Högre biobränslepriser påverkar fjärrvärmens produktionskostnader och därmed konkurrenskraft. Samtidigt är kraftvärmen särskilt känslig eftersom den påverkas både av bränslekostnad och av värmeunderlagets storlek. När fjärrvärmevolymen minskar försämras möjligheterna att bära fasta kostnader, och när bränslekostnaden stiger försämras marginalerna i kraftvärmeproduktionen. Utifrån analysunderlagets modellresultat innebär detta att nyinvesteringar i biobränslebaserad

kraftvärme i stor utsträckning upphör på sikt i referensscenariot (Beslutad policy), vilket ger en strukturell minskning av kraftvärmens eleffektbidrag.

Det uppdaterade BAS-scenariot (Energimyndigheten, 2026a) visar samtidigt en mindre kraftig nedgång för både fjärrvärmeanvändning och kraftvärmeproduktion än Beslutad policy från våren 2025. Det nyanserar därmed bedömningen av hur omfattande nedgången kan bli. Det förändrar däremot inte det centrala sambandet i analysen: fjärrvärmens och särskilt kraftvärmens utveckling är känslig för biobränslepriser, värmeunderlag och konkurrensen om bioråvara. Scenariojämförelsen visar därför framför allt att styrkan i pris- och konkurrenstrycket är osäker och beroende av omvärldsutvecklingen.

6.3.3 Lokala konsekvenser präglas av stor osäkerhet och risk för kostnadsspiraler

När bedömningen förs vidare till lokal och regional nivå erhålls viktiga indikationer, men osäkerheten är här ännu större än i de nationellt aggregerade resultaten.

Konsekvenser av faktisk nedläggning av fjärrvärmesystem har inte analyserats fullt ut i modellansatsen. Konsekvenserna är en komplex fråga som beror på lokala ägarförhållanden, investeringscykler, tariffstrukturer, kundernas alternativkostnader och elnätets kapacitet.

Samtidigt illustrerar underlaget tydligt en möjlig riskkedja: om fjärrvärmeefterfrågan sjunker långsiktigt kan fasta kostnader behöva bäras av färre kunder, vilket höjer kostnaden per levererad kilowattimme och i sin tur kan förstärka efterfrågeminskningen. Som en yttersta konsekvens kan detta skapa en situation där fortsatt drift blir svår att upprätthålla utifrån kommersiella eller affärsmässiga grunder, vilket i sin tur kan leda till snabb övergång till individuell elbaserad uppvärmning med betydande lokala effekter på elnäten. Även om denna kedja inte kan kvantifieras med hög precision i analysunderlaget kan den betraktas som en systemrisk som bör beaktas i ett fortsatt arbete, och inte minst då för mindre, biobränsleberoende fjärrvärmesystem.

6.3.4 Fjärrvärmenät är en långsiktig strategisk infrastruktur i lokala energisystem

Energimyndigheten bedömer att fjärrvärmenätets roll som infrastruktur för resurseffektivitet och sektorskoppling är en värdefull aspekt. Fjärrvärmesystem kan möjliggöra nyttiggörande av restvärme från framtida etableringar som datahallar eller biodrivmedelsproduktion, men denna möjlighet försvinner ifall fjärrvärmesystem läggs ned.

Energimyndigheten bedömer att detta handlar om möjligheterna till effektivt resursutnyttjande, att lokalt integrera nya energiflöden och därmed minska behov av primärenergi, samtidigt som det kan påverka och påverkas av lokalisering och lönsamhet för ny industriell verksamhet. Fjärrvärmens utveckling blir därmed också en fråga om långsiktigt handlingsutrymme och anpassningsförmåga i lokala energisystem.

6.3.5 CCS och CCU kan bidra till klimatomställningen men behöver bedömas i ett systemperspektiv

Energimyndigheten bedömer att fjärr- och kraftvärmens framtida utveckling har betydelse för uppfyllandet av Sveriges energi-, miljö- och klimatmål. Stora kraftvärmeanläggningar utgör en viktig möjliggörare för kompletterande åtgärder för att uppnå Sveriges långsiktiga klimatmål om netto-noll växthusgasutsläpp 2045 och uppfylla åtaganden inom EU:s ansvarsfördelning (ESR), huvudsakligen genom koldioxidavskiljning (Energiforsk, 2022). Vid infångning och permanent lagring av biogen koldioxid kan bio-CCS bidra till negativa utsläpp. Med sin stora andel av förnybar energi i värmeförsörjning bidrar fjärrvärmen till måluppfyllelse i förnybartdirektivet (artikel 23) och vad gäller effektiva system i energieffektivitetsdirektivet (artikel 26), medan kraftvärmen med sin installerade elproduktionskapacitet bidrar även generellt med lokal eleffekt i enlighet med leveranssäkerhetsmålet för elsystemet (Energimyndigheten, 2026b).

Den fossila andelen i hushållsavfallet bidrar påtagligt till Sveriges nuvarande koldioxidutsläpp samtidigt som det efterfrågas en ökad cirkuläritet inom plastanvändningen samt 100 procent fossilfri elproduktion till 2040 i nationella mål. Förbränning i fjärr- eller kraftvärmeanläggningar bidrar även till partikelemissioner och olika luftföroreningar, vilket har en negativ inverkan på nationella miljömål, bland annat mål om begränsad miljöpåverkan och frisk luft. Samtidigt kan alternativa hanteringssätt för uppkommet avfall vara begränsade. Koldioxidavskiljning vid avfallsförbränning kan i sådana fall minska utsläppen från den fossila andelen av avfallet och därmed komplettera åtgärder för minskad uppkomst av fossilt avfall samt ökad återanvändning och materialåtervinning. CCU kan samtidigt ge avskiljd koldioxid nya användningsområden, exempelvis som råvara för elektrobränslen eller andra produkter. Förutsättningarna varierar mellan anläggningar beroende på bland annat skala, lokalisering och lokala systemförutsättningar.

Minskade fjärrvärmeleveranser kan medföra sämre ekonomiska förutsättningar för fjärrvärmebolag att investera i koldioxidavskiljning, samtidigt som olika utfall för framtidens utsortering samt import av avfall kan resultera i olika grad av utsläppsminskningar. Koldioxidavskiljning medför samtidigt ett eget energi- och effektbehov och kan påverka kraftvärmens nettoelproduktion. I underlagsrapportens modellering medför bio-CCS ett bortfall av eleffekt, även om effekten bedöms vara relativt liten i de analyserade scenarierna. Förutsättningarna för CCS och CCU behöver därför bedömas tillsammans med anläggningens övriga systemfunktioner och lokala förutsättningar.

6.3.6 Behov av att koppla analysen till styrning, planering och ansvarsfördelning

Sammanfattningsvis visar analysen att minskad fjärrvärme och kraftvärme kan ge påtagliga systemeffekter. Energimyndigheten bedömer samtidigt att storleken på effekterna är beroende av biobränslemarknadens utveckling och av lokala omställningsvägar. Det innebär att det fortsatta arbetet

med analys- och planeringsunderlag för energisystemet behöver hantera osäkerheten genom transparens i antaganden, samt genom att knyta analyser tydligare till planerings- och styrningsfrågor om vilka beslut och vilka samverkansformer som kan minska risken för oönskade och kostnadsdrivande omställningar. Analysen visar att eleffekttoppar och systemrobusthet är centrala, och att utvecklingen är känslig för resurs- och marknadsförutsättningar. Detta visar i sin tur på ett behov av att kunna bedöma vilka konsekvenser en specifik utvecklingsväg får för energipolitisk styrning, planering och ansvarsfördelning.

6.3.7 Värmesektorn bör tydligare integreras i frågor om eleffekt och leveranssäkerhet

De iakttagelser och bedömningar som redovisats ovan pekar mot att styrningsfrågan i detta deluppdrag i första hand handlar om att hantera systemeffekter av fjärrvärmens och kraftvärmens potentiella minskning, snarare än att värdera utvecklingen inom fjärrvärmesektorn som sådan. Analysen ger stöd för att just effektsituationen och robustheten i kritiska timmar är de dimensioner där konsekvenserna kan bli mest kännbara. Energimyndigheten bedömer därför att energipolitisk styrning och planering behöver integrera fjärrvärmesektorn tydligare i diskussioner om eleffekt och leveranssäkerhet. När uppvärmning av byggnader elektrifieras och kraftvärme minskar påverkas elsystemet i två led: efterfrågan ökar i topplast och tillgången på planerbar eleffekt minskar. Detta innebär att åtgärder och planeringsantaganden som kan te sig rimliga var för sig, exempelvis ökad användning av värmepumpar eller minskad biobränsle-användning, tillsammans kan skapa en förstärkt systemutmaning om de inte betraktas sammanhållet.

6.3.8 Behov av samordning mellan bioenergi, transportsektor och värmesektor

Energimyndigheten bedömer att styrningen av bioenergiresurser och transportsektorns omställning får betydelse för värmesektorn på ett sätt som motiverar samordning mellan politikområden. Analysen visar att biobränslepriset kan bli avgörande för fjärrvärmens konkurrenskraft och kraftvärmens investeringsincitament. Därmed påverkar styrmedel och marknadsutveckling i andra sektorer indirekt elsystemets effektförmåga. För styrningen innebär detta att analyser av biodrivmedelsstrategier, råvaruförsörjning och internationell handel behöver vägas samman med konsekvenser för fjärrvärme- och kraftvärmesystemets funktion.

Den centrala poängen är inte att en viss sektor bör prioriteras på bekostnad av en annan i detta skede, utan att styrningen behöver synliggöra dessa återkopplingar så att målkonflikter och systemeffekter kan hanteras transparent.

6.3.9 Lokala och regionala riskpunkter behöver differentierad planering

Energimyndigheten bedömer att sårbarhet och omställningsvägar skiljer sig tydligt beroende på systemstorlek, produktionsmix och tillgång till alternativa värmekällor. Styrningsmässigt innebär detta att generella slutsatser på nationell nivå behöver kompletteras med en planeringslogik som kan identifiera var eleffektrisker och elnätutmaningar blir störst om fjärrvärmen och kraftvärmen minskar. En viktig aspekt är att en övergång från fjärrvärme till individuell elbaserad uppvärmning av lokala byggnadsbestånd, särskilt i större skala, ofta kräver elnätsförstärkningar och investeringar i fastigheter. Dessa processer tar tid och kräver koordinering mellan flera aktörer. Därmed blir samspel mellan kommunal och regional planering, elnätsföretag, fjärrvärmeaktörer och fastighetsägare en central del av att hantera risker i praktiken.

6.3.10 Regler för byggnaders energiprestanda kan påverka valet av uppvärmningssystem

Regler och beräkningsmetoder för byggnaders energiprestanda kan påverka jämförelsen mellan fjärrvärme och individuell elbaserad uppvärmning och därmed även fastighetsägares investeringsbeslut. Detta gäller bland annat viktningsfaktorer och hur beräkningen skiljer mellan byggnadens egna energiegenskaper, såsom klimatskal och värmeförluster, och värderingen av den energi som tillförs byggnaden.

Så länge beräkningen av energiprestanda påverkas av hur tillförd energi värderas får valet av systemgränser och viktningsfaktorer betydelse för jämförelsen mellan olika uppvärmningsalternativ. Det förstärker behovet av transparenta metoder som så långt möjligt skiljer byggnadens egna energiegenskaper från värderingen av den energi som tillförs byggnaden.

Metodvalen kan därmed få konsekvenser inte bara för byggnadens redovisade energiprestanda utan också för eleffektbehov, lokal nätkapacitet och konkurrensen mellan olika uppvärmningsalternativ. Eftersom energiklasser även kan få betydelse för investeringsbeslut och hållbar finansiering finns det skäl att säkerställa att metoderna är transparenta och så långt möjligt teknikneutrala. Analysen i denna rapport ger inte underlag för att ange specifika viktningsfaktorer, men visar att regler och beräkningsmetoder behöver följas upp och vid behov omprövas ur ett samlat byggnads- och energisystemperspektiv.

6.3.11 Långsiktiga spelregler är centrala för att undvika underinvesteringar

Energimyndigheten bedömer att långsiktiga spelregler och förutsägbarhet framstår som viktiga för att undvika abrupta omställningsförlopp. Analysen visar att kraftvärmens långsiktiga utveckling är känslig för biobränslepriser och investeringsekonomi, och att vissa styrmedelsförändringar har relativt begränsad effekt på efterfrågan men kan påverka produktionsmix och investeringsincitament.

I ett systemperspektiv innebär detta att osäkerhet kan leda till att investeringar skjuts upp eller uteblir, vilket i sin tur kan öka risken för att befintlig produktionskapacitet avvecklas utan att ersättas i takt med elsystemets växande behov. För styrningen innebär detta ett behov av att tidigt identifiera vilka utvecklingsbanor som kan leda till en situation med underinvesteringar i planerbar effekt eller till lokala tröskeleffekter (”tipping points”) där fjärrvärmeföretag tappar ekonomisk bärkraft. Detta är inte i sig ett argument för ett visst styrmedel, men ett argument för att styrningen behöver ha en tydlig analys av investeringscykler, riskdelning och incitament i relation till systemnyttor.

Liknande investeringsutmaningar kan finnas för värmelager, sammankopplingsledningar mellan fjärrvärmesystem och anläggningar för att tillvarata restvärme. Sådana investeringar kan minska bränsleanvändningen, öka flexibiliteten och robustheten samt skapa nyttor för flera aktörer eller för energisystemet som helhet. Kostnaderna och riskerna bärs däremot ofta huvudsakligen av den aktör som genomför investeringen. När systemnyttorna inte fullt ut avspeglas i investerarens intäkter kan samhällsekonomiskt motiverade investeringar skjutas upp eller utebli. Detta visar inte i sig att ett nytt stöd behövs, men motiverar en översyn av om befintliga stöd- och riskdelningsinstrument fångar dessa nyttor och om det finns konkreta luckor i dagens styrning.

Även investeringar i CCS och CCU kännetecknas ofta av långa ledtider, höga kapitalkostnader och beroenden till infrastruktur för transport, lagring eller användning av koldioxid. Investeringsbesluten påverkas dessutom av hur marknader, styrmedel och regelverk utvecklas, vilket kan skapa osäkerhet och understryker betydelsen av långsiktiga och förutsebara ramvillkor. Möjligheterna skiljer sig samtidigt åt mellan anläggningar beroende på bland annat utsläppsvolymer, lokalisering, energibehov och tillgång till relevant infrastruktur.

6.3.12 Fjärrvärmen utgör strategisk infrastruktur för framtida resurseffektivitet

Fjärrvärmens infrastruktur ska betraktas som en strategisk resurs i ett energisystem där nya restvärmeflöden och sektorskopplingar blir allt viktigare. Analysen pekar på att förlorad fjärrvärmeinfrastruktur kan minska möjligheten att utnyttja framtida restvärmekällor och därmed både minska resurseffektiviteten och påverka lokala etableringsförutsättningar. Energimyndigheten bedömer att detta i ett styrningsperspektiv handlar om att undvika irreversibla beslut som reducerar framtida handlingsutrymme utan att konsekvenserna är tydligt belysta. Om fjärrvärmenät avvecklas kan det i praktiken bli svårt och kostsamt att återuppbygga dem, vilket innebär att beslut i närtid kan få långvariga systemeffekter.

Sammantaget visar analysen att åtgärderna behöver anpassas till de skilda problem som har identifierats. Modellresultaten ger stöd för fortsatt beredning av en tidsbegränsad och avgränsad nedsättning av energiskatten på el, men inte för att en sådan åtgärd ensam kan hantera fjärrvärmens lång-

siktiga konkurrensutmaningar. För strategiska investeringar och reglerna för byggnaders energiprestanda visar analysen på möjliga systemeffekter och investeringshinder, samtidigt som ytterligare rättslig, ekonomisk och styrmedelsmässig analys behövs. Dessa slutsatser ligger till grund för beredningens- och översynsförslagen i kapitel 2.

6.4 Kompletterande perspektiv från dialoger och inspel

Dialoger och skriftliga inspel visar sammantaget att aktörer i hög grad betonar fjärr- och kraftvärmens funktion och konkurrenskraft i energisystemet, särskilt kopplat till robusthet och beredskap, eleffekt och flexibilitet, samtidigt som ekonomiska villkor, regelverk och långsiktig resursförsörjning pekas ut som avgörande osäkerheter. Där det råder enighet gäller främst systemens betydelse och behovet av stabila, långsiktiga spelregler. Skillnaderna rör främst vilka styrmedel eller marknadsmodeller som är mest ändamålsenliga samt hur snabbt och i vilken ordning förändringar bör genomföras. Osäkerhet uttrycks återkommande kring framtida biobränslepriser, EU-regelverk och investeringsförutsättningar.

6.4.1 Fjärrvärmen som samhällskritisk infrastruktur: robusthet och beredskap

Ett genomgående tema är robusthet och beredskap. Aktörer beskriver fjärrvärmen som samhällskritisk infrastruktur som, utöver värme för uppvärmning och beredning av tappvarmvatten, även hänger samman med lokal elförsörjning, avfallshantering och försörjningsförmåga.

Centraliserade system med diversifierad bränslebas och lagringsmöjligheter lyfts som bidragande till uthållighet vid störningar, och kraftvärme kan i vissa fall vara betydelsefull för lokal effekt i ansträngda lägen. Samtidigt varierar konkretiseringsgraden: vissa efterlyser ett principiellt erkännande av fjärrvärmens roll, andra vill se tydligare integrering i totalförsvars- och krisberedskapsplanering.

6.4.2 Olika syn på hur systemnyttor bör synliggöras och värderas

Flera inspel från marknadens aktörer betonar fjärrvärmens nytta för elsystemet genom planerbar kraftvärme och minskat el- och effektbehov, men menar att nyttorna inte alltid synliggörs eller ersätts i dagens marknadsmodeller. Ersättningsstrukturer för stödtjänster och flexibilitet beskrivs som otillräckliga eller svåråtkomliga, och vissa avgiftskomponenter uppges påverka incitament för investeringar och drift.

De skriftliga inspelen från marknadsaktörerna visar på en bred samstämmighet om problembilden, att systemnyttor upplevs undervärderade, men olika syn på åtgärder. Vissa inspel förespråkar justerade ersättningsmodeller, andra betonar ökad transparens och strukturerade dialoger mellan elnäts- och fjärrvärmeaktörer.

6.4.3 Sektorkoppling, flexibilitet och hinder för elpannor, värmepumpar och värmelager

Sektorkoppling och flexibilitet återkommer som möjlighetsområde. Elpannor, stora värmepumpar och värmelager nämns som verktyg för att hantera pris- och produktionsvariationer, men ekonomiska och regelmässiga hinder anses begränsa potentialen. Likaså lyfts långsiktiga försörjningsfrågor för biomassa, där konkurrens från andra sektorer och förändrade hållbarhetskrav skapar osäkerhet, samtidigt som restvärme från andra sektorer ses som en viktig kompletterande resurs förutsatt rimliga villkor för eldrift.

6.4.4 Avfallsfrågor och CCS/CCU som långsiktiga utvecklingsfrågor

För avfallsbaserad värme framhålls EU ETS, utsläppsrättspriser och konkurrensvillkor som centrala. Flera aktörer pekar på CCS och CCU som möjliga utvecklingsvägar för att hantera fossila utsläpp och tillvarata avskiljd koldioxid, och efterfrågar långsiktiga ramvillkor och finansieringslösningar. Därutöver efterfrågas ökad transparens och jämförbar information om klimatpåverkan, bränslemix och systemnyttor som underlag för styrning och investeringsbeslut.

7 Del 2 – Fjärrvärmens nytta för elsystemet

Fjärrvärmen minskar eleffektbehovet under kalla perioder och bidrar till att begränsa behovet av elnätförstärkningar. Kapitlet behandlar dels denna indirekta nytta genom minskat eleffektbehov, dels kraftvärmens direkta bidrag genom lokal elproduktion i ansträngda driftlägen. Nyttorna varierar mellan orter men är centrala i ett allt mer elektrifierat energisystem.

7.1 Vad analysen omfattar

Regeringens uppdrag innebär att Energimyndigheten ska värdera och kvantifiera fjärrvärmens nytta för elsystemet samt bedöma hur denna kunskap kan användas i regional och kommunal energiplanering och i frivilliga dialoger mellan fjärrvärmeföretag och elnätsbolag. Uppdraget omfattar därför inte enbart en teknisk analys, utan även en bedömning av hur resultaten kan användas praktiskt och vilka styrningsmässiga konsekvenser de kan få.

Analysen utgår från ett marginalperspektiv. Det innebär att frågeställningen formuleras som: hur påverkas elsystemet om en del av dagens fjärrvärmeanvändning ersätts med elbaserad individuell uppvärmning? Detta synsätt ligger i linje med underlagsrapportens metodik och utgår från ett läge där infrastrukturen redan finns på plats. Analysen avser således inte ett nybyggnadsscenario med val mellan olika uppvärmningslösningar och innebär inte en generell rangordning av uppvärmningssystem. Den belyser i stället effekterna av förändringar i fjärrvärmeanvändningen i befintliga lokala och regionala energisystem.

Metodik för att uppskatta fjärrvärmens nytta för elsystemet

Den metodik som tagits fram inom uppdraget (se Bilaga 2) utgår från ett marginalperspektiv. Den analyserar vad som händer om befintlig fjärrvärmeanvändning ersätts med elbaserad uppvärmning, främst värmepumpar. De numeriska värdena i faktarutan är exempel från underlagsrapportens beräkningar och ska inte läsas som generella schabloner för alla nät eller fjärrvärmesystem.

Metoden består av tre steg. Först beräknas hur mycket elanvändningen ökar på årsbasis när fjärrvärme ersätts med värmepump. I underlagsrapportens exempel motsvarar 1 GWh levererad fjärrvärme omkring 0,30 GWh ökad elanvändning. Därefter beräknas hur det maximala eleffektbehovet påverkas under kalla perioder, när värmepumpars effektivitet är lägre och eleffektbehovet för uppvärmning är högt. I underlagsrapportens exempel för Stockholm motsvarar 1 MW levererad fjärrvärme cirka 0,38 MW ökat eleffektbehov. Slutligen kan det ökade effektbehovet kopplas till indikativa nätkostnader. I samma exempel motsvarar 0,38 MW ökat effektbehov ett indikativt värde på cirka 6 miljoner kronor, beräknat utifrån sambandet mellan lokalnätens maximalt överförda effekt och nuanskaffningsvärde.

Om fjärrvärmesystemet har kraftvärme kan metoden även användas för att uppskatta hur ett minskat värmeunderlag påverkar lokal elproduktion. Detta beror på produktionsmix och driftstrategi, särskilt om kraftvärmen utgör marginalproduktion vid de aktuella tidpunkterna.

Metoden ger ett översiktligt analys- och dialogunderlag för kommuner, regioner, elnätsföretag och fjärrvärmeföretag. Den visar storleksordningar och samband, men ersätter inte lokala nätanalyser, investeringsbedömningar eller detaljerade beslut om elnätsförstärkningar.

Analysen fokuserar på lokal- och regionnätsnivå, i enlighet med regeringsuppdragets inriktning. Det är på dessa nivåer som eleffekttoppar ofta först uppstår och där konsekvenserna för kapacitet, anslutning och investeringar i många fall blir mest konkreta. Samtidigt påverkar förändringar i lokal och regional elnätbelastning även den nationella eleffektbalansen och behovet av överföringskapacitet i transmissionsnätet. Analysen berör därför även nationella systemfrågor.

Underlaget bygger på timvisa data för elbehov, fjärrvärmeleveranser och kraftvärmeproduktion från flera lokala fallstudier (Bilaga 2). Dessa omfattar orter med olika strukturella förutsättningar, bland annat skillnader i produktionssammansättning och klimat. Syftet har varit att identifiera generella samband och drivkrafter, snarare än att studera utvecklingen i enskilda kommuner.

Analysen är fokuserad på nyttor kopplade till energi och effekt i elnätet. Andra potentiella systemnyttor, såsom prisdämpande effekter på elmarknaden, bidrag till systemstabilitet eller klimatnytta kvantifieras inte som huvudnyttor i denna del. De berörs däremot där de är relevanta för helhetsbedömningen av fjärrvärmens och kraftvärmens roll i energisystemet.

7.2 Centrala iakttagelser

7.2.1 Indirekt nytta: fjärrvärmens effektavlastning

En generell iakttagelse är den starka samvariationen mellan elbehov och värmebehov under uppvärmningssäsongen. När utomhustemperaturen sjunker ökar både fjärrvärmeleveranser och elbehov i de flesta nätområden. Sambandet är i huvudsak linjärt vid temperaturer där uppvärmningsbehov föreligger. Detta innebär att eleffektbehovet i elnäten typiskt sett är som högst under kalla vinterdagar, det vill säga samtidigt som värmebehovet är som högst.

I elnätområden med hög andel eluppvärmning är temperaturberoendet särskilt tydligt. Underlaget indikerar att sådana nät uppvisar större variation i belastning över året och lägre genomsnittlig utnyttjandegrad av elnätet jämfört med orter där fjärrvärme dominerar uppvärmningsmarknaden. Detta ses vara förenligt med internationella studier som visar att individuell elektrifiering av uppvärmning ökar topplasten i distributionsnät, särskilt i lågspänningsnät, och driver behov av nätförstärkningar (exempelvis Meunier m.fl., 2021; Lambert m.fl., 2025).

7.2.2 Ökad elnätbelastning vid konvertering från fjärrvärme till värmepumpar

Vid en konvertering från fjärrvärme till individuell uppvärmning med värmepumpar ökar elanvändningen på årsbasis. Underlagsrapporten visar att 1 GWh levererad fjärrvärme, vid antagen årsvärmefaktor hos en värmepump (års-COP) om cirka 3,4 och beaktande av nätförluster, motsvarar en ökning av elanvändningen med omkring 0,30 GWh. Detta är ett genomsnittligt värde som varierar med klimat och teknikval.

Den mest betydelsefulla effekten uppstår dock inte i årsenergin utan i den maximala eleffekten i det aktuella elnätet. I underlagsrapportens Stockholmsexempel, med dimensionerande vintertemperatur och ett COP om cirka 2,7 motsvarar 1 MW konvertering bort från fjärrvärme en ökning av eleffektbehovet om cirka 0,38 MW. Eftersom elnäten dimensioneras efter maximal överförd effekt är detta en central parameter ur investeringsperspektiv.

Sambandet mellan maximalt överförd eleffekt och elnätens nuanskaffningsvärde är enligt underlagsrapporten i huvudsak linjärt, med ett indikativt värde om cirka 15–16 miljoner kronor per MW för de studerade lokalnäten. Även om nätförstärkningar i praktiken ofta sker stegvis och inte strikt proportionellt, ger detta en uppskattning av storleksordningen. En studie från Nederländerna (Teng m.fl., 2024) visar att utebliven utbyggnad av värmenät leder till ökade kostnader för elnätsförstärkning, vilka i scenarier med hög elektrifiering uppgår till betydande belopp på nationell nivå.

Utöver lokalnätsnivån kan ökningen av eleffektbehov leda till höjda abonnemangskostnader för lokalnätsföretag gentemot regionnätet samt, i förlängningen, högre effekttariffer för slutkunder. Tariffstrukturen varierar mellan nätägare, men enligt gällande föreskrifter ska nättariffer successivt

bli mer kostnadsreflekterande och spegla den kapacitet som tas i anspråk. Detta innebär att ökade effekttoppar på sikt kan få tydliga ekonomiska konsekvenser för kunder och nätägare.

7.2.3 Direkta nyttor från kraftvärmens elproduktion

När det gäller kraftvärme visar underlaget att elproduktionen från kraftvärme generellt samvarierar med högt elbehov, även om kopplingen inte är lika strikt temperaturstyrd som värmebehovet. Nationella analyser visar en relativt stark korrelation mellan kraftvärmeproduktion och höga belastningsnivåer i elsystemet. Detta är systemmässigt logiskt, eftersom kraftvärmeverk ofta drivs mer intensivt när värmebehovet är högt och elpriserna stiger.

Effekten av minskat fjärrvärmeunderlag på kraftvärmeproduktionen är dock systemberoende. I fjärrvärmesystem där kraftvärme ofta utgör marginalproduktion kan en minskning av värmeunderlaget relativt direkt minska elproduktionen. I fjärrvärmesystem där hetvattenpannor står för marginalproduktion kan effekten vara mindre, särskilt vid de kallaste timmarna. Detta innebär att nyttan av kraftvärme är starkt beroende av lokal produktionssammansättning och driftstrategi.

7.2.4 Kraftvärmens roll för beredskap och ö-drift

Ur ett beredskapsperspektiv bekräftar underlaget att kraftvärmeanläggningar, under vissa tekniska och organisatoriska förutsättningar, kan bidra till förmåga till dödnätsstart och planerad ö-drift. Detta ligger i linje med analyser från Svenska kraftnät (2026) och andra aktörer om robusthet och den lokala elproduktionens betydelse för krishantering.

Svenska kraftnät (2026) bedömer att större kraftvärmeanläggningar, under rätt tekniska och organisatoriska förutsättningar (bl.a. dödnätsstartsförmåga, spännings-/frekvensreglering, bränsle- och kylberedskap samt elnätsmässig närhet), kan bidra till dödnätsstart och driva eller ingå i lokal/regional ö-drift. Den öppet redovisade bilden avser dock främst *potential*, snarare än verifierad förmåga, och det tycks därmed saknas en fullständig, samlad och provad kartläggning av sådana förmågor.

7.3 Energimyndighetens bedömning

Energimyndigheten bedömer att fjärrvärmens mest betydelsefulla elsystemnytta ligger i dess bidrag till att begränsa eleffektbehovet under kalla perioder. Denna nytta är strukturell och kopplad till befintlig infrastruktur. Den uppstår inte genom enstaka driftsbeslut, utan genom att uppvärmningsbehov tillgodoses genom ett fjärrvärmesystem i stället för via elnätet. Samtidigt är nyttan av minskat eleffektbehov inte unik för fjärrvärme. Även energieffektivisering kan bidra till att begränsa elnätets topplaster, särskilt åtgärder som minskar värmebehovet vid låga temperaturer. Bedömningen av fjärrvärmens nytta bör därför göras funktionsbaserat och teknikneutralt, med fokus på hur olika åtgärder påverkar eleffektbehov, nätkapacitet och systemrobusthet.

Det är särskilt elnätets toppeffekt som är avgörande ur ett elnätperspektiv. Elnätens dimensionering, och därmed deras kostnadsstruktur, styrs av den maximala belastning som ska kunna hanteras med en rimlig säkerhetsmarginal. Även relativt små förändringar i eleffektbehov kan därför få betydande investeringskonsekvenser.

Den framtagna marginalmetodiken är enligt Energimyndighetens bedömning transparent och rimligt användbar på en generell nivå. Metoden bygger på tydliga antaganden om värmepumpars prestanda (COP), dimensionerande temperatur och nätförluster och kan anpassas till lokala data. Samtidigt är den förenklad och faktiska behov av nätförstärkningar kan vara trappstegsvisa snarare än gradvisa och proportionella. COP varierar med teknikval och driftförhållanden, och produktionsmixen i fjärrvärmesystem påverkar kraftvärmens bidrag. Metoden bör därför främst användas som planerings- och dialogstöd. Den bör inte användas som generell ersättningsmodell eller som lokalt beslutsunderlag utan kompletterande nät- och energisystemanalys.

Metodiken visar inte vilken uppvärmningslösning som är billigast för en enskild kund eller mest kostnadseffektiv i ett fullständigt samhällsekonomiskt perspektiv. Den avser att synliggöra hur förändrad fjärrvärmeanvändning kan påverka elanvändning, eleffektbehov och indikativa elnätskostnader. Bedömningar av total uppvärmningskostnad, kundekonomi och konkurrens mellan uppvärmningsformer kräver kompletterande analyser.

7.3.1 Ekonomisk värdering av fjärrvärmens elsystemnytta

Ur ett samhällsekonomiskt perspektiv är Energimyndighetens bedömning att fjärrvärmens elsystemnytta i många fall är samhällsekonomiskt relevant, särskilt i tätorter med kapacitetsbegränsningar och hög elektrifieringstakt. Internationella och nationella analyser av systemkostnader vid elektrifiering av uppvärmning pekar på betydande merkostnader när fjärrvärmenät uteblir (Teng m.fl., 2024; Energimyndigheten, 2023a).

7.3.2 Fjärrvärmens elsystemnytta är plats- och systemspecifik

Energimyndighetens bedömning är att fjärrvärmen har en tydlig och kvantifierbar nytta för elsystemet, främst genom att begränsa eleffektbehovet under kalla perioder. Kraftvärmen bidrar dessutom direkt med lokal elproduktion och kan under rätt tekniska och driftmässiga förutsättningar, exempelvis vid tillgänglig eleffekt och anpassad anslutning mot elnätet, stärka energiberedskapen.

Nyttan är platsberoende och avhängig av produktionssammansättning, men den är systematiskt kopplad till hur elnät dimensioneras och hur elektrifiering genomförs. Den framtagna metodiken ger en transparent grund för att synliggöra denna nytta i planering och dialog, även om lokalt anpassade analyser fortsatt är nödvändiga för beslut om konkreta investeringar.

7.3.3 Kraftvärmens roll för energiberedskap

När det gäller energiberedskap bedömer Energimyndigheten att kraftvärmen under rätt tekniska och organisatoriska förutsättningar kan ge ett betydande bidrag till lokal försörjningsförmåga. Förmågan varierar mellan anläggningar och behöver bedömas utifrån faktiska tekniska och organisatoriska förutsättningar. Frågor om kravbild, ansvar, finansiering och ytterligare beredskapshöjande åtgärder behandlas närmare inom det parallella regeringsuppdraget om stärkt leveranssäkerhet för fjärr- och kraftvärmesektorn.

7.3.4 Metodiken som planeringsverktyg

Den framtagna metodiken kan utgöra ett konkret verktyg i kommunal och regional energiplanering. Att översätta konvertering av värmelast till förändringar i dimensionerande eleffekt (MW) i elnätet och därefter till indikativa elnätskostnader kan bidra till en gemensam begreppsram mellan värme- och elaktörer. Detta kan underlätta dialoger om kapacitetsfrågor, anslutningsvillkor och långsiktig planering.

7.3.5 Ersättningsmodeller saknas för indirekt nätnytta

Dagens marknads- och tariffstrukturer ger i första hand prissignaler till elanvändare och elproducenter. Effekttariffer, kostnadsreflekterande elnätavgifter och lokala flexibilitetsmarknader kan bidra till att synliggöra kostnader för ökad eleffekt och värdet av flexibilitet. Däremot finns det inget generellt system som särskilt ersätter fjärrvärme för den indirekta nätnytta som kan uppstå genom att befintlig fjärrvärmeanvändning begränsar eleffektbehovet i ett visst lokal- eller regionnät. Energimyndigheten bedömer därför att frågan i första hand bör hanteras genom planering, transparens, prissignaler och dialog, snarare än genom en ny generell ersättningsmodell.

7.3.6 Fjärrvärmens roll påverkar förutsättningarna för elektrifiering

Ett tydligare synliggörande av fjärrvärmens olika nyttor kan bidra till mer informerade beslut i kommunal och regional energiplanering samt i energiföretagens investeringsbeslut. När uppvärmningsbehov tillgodoses med fjärrvärme i stället för individuell elbaserad uppvärmning begränsas eleffektbehovet i elnätet, särskilt under kalla perioder. I områden där nätkapaciteten är ansträngd kan detta skapa större utrymme för elektrifiering av exempelvis industri och transporter. Hur stor betydelsen är beror på lokala nätförutsättningar och andra belastningar.

7.4 Kompletterande perspektiv från dialoger och inspel

Sammantaget visar dialoger och inspel från marknadens aktörer på en bred enighet om fjärrvärmens och kraftvärmens systemrelevans. För fjärrvärmen gäller detta särskilt dess bidrag till att begränsa eleffektbehovet i lokala och regionala nät. För kraftvärmen gäller det främst lokal elproduktion, tekniska

systemegenskaper och möjliga beredskapsnyttor. Samtidigt framträder osäkerhet kring ersättningsmodeller, finansiering och ansvarsfördelning samt delade meningar om hur styrmedel bör utformas för att balansera systemnytta och konkurrensneutralitet.

7.4.1 Fjärrvärmens systemroll: robusthet och dimensionerande effekt

Ett tydligt systemperspektiv präglar de skriftliga inspel som inkommit till Energimyndigheten och som framkommit vid dialoger med systemaktörer såsom kommunala fjärrvärmeföretag, branschorganisationer, elnätsföretag, industriföreträdare och teknikleverantörer.

Flera aktörer beskriver fjärrvärmen som en strukturell och viktig komponent i ett alltmer elektrifierat energisystem. Det finns en bred enighet hos marknadsaktörerna om att fjärrvärme bidrar till att begränsa den dimensionerande eleffekten i tätorter genom att ersätta individuell elbaserad uppvärmning av byggnader. Denna avlastande funktion lyfts fram som central, men är enligt flera aktörer otillräckligt synliggjord i investeringsbeslut, tariffstrukturer och planering.

7.4.2 Svårigheten att synliggöra och ersätta fjärrvärmens systemnyttor

Frågan om ersättning för indirekt nätnytta är ett återkommande tema. Flera aktörer föreslår att en särskild nätnyttoersättning bör införas eller vidareutvecklas och presenterar exempel på hur levererad fjärrvärme kan översättas till undviken eleffekt och därmed till uppskattade nätkostnader, men de ger inte i sig tillräckligt underlag för att föreslå en generell ersättningsmodell.

Samtidigt framhålls att rättsliga och regulatoriska ramar sätter begränsningar och att ytterligare utredning kan behövas. Det råder således bred enighet hos fjärrvärmeaktörer om att nyttan har ett värde, men delade meningar om hur detta värde bör beräknas och finansieras.

7.4.3 Kraftvärmens tekniska egenskaper och betydelse i ett mer elektrifierat elsystem

Kraftvärmens tekniska egenskaper lyfts särskilt av teknikleverantörer och vissa systemaktörer. Bidrag från synkron elproduktion i form av exempelvis svängmassa, frekvensreglering och reaktiv effekt beskrivs som betydelsefulla i ett system med hög andel kraftelektronikbaserad produktion.

Det finns en samstämmighet om att dessa egenskaper är relevanta för elsystemets stabilitet, men olika uppfattningar om hur unika de är och hur de bör värderas i marknadsmodeller och ersättningssystem.

7.4.4 Beredskap, finansiering och ansvarsfördelning

Energiberedskap och totalförsvarsperspektiv framträder som ett starkt och återkommande tema bland de inspel som gjorts i samband med Energimyndighetens genomförande av uppdraget.

Flera marknadsaktörer betonar fjärr- och kraftvärmens betydelse för leveranssäkerhet, lokal självförsörjning och ö-drift vid störningar. Det uttrycks bred enighet om att sektorn har en roll i att säkerställa samhällskritiska funktioner, men att denna roll behöver preciseras utifrån tekniska förutsättningar, kravbild och ansvarsfördelning.

Samtidigt pekar flera aktörer på att ökade beredskapskrav kan innebära merkostnader som inte är kommersiellt motiverade, och att statlig finansiering eller stöd kan vara nödvändig om sådana krav ställs. Här finns en tydlig samstämmighet om behovet av klargörande kring ansvar och finansiering, snarare än ett färdigt förslag för en viss finansieringsmodell.

7.4.5 Konkurrensneutralitet och fördelning av systemkostnader

Frågan om konkurrensneutralitet återkommer i flera inspel. Vissa aktörer uttrycker oro för att fjärrvärme kan komma att bära kostnader för beredskap eller systemnytta som inte ställs på individuella uppvärmningslösningar, vilket skulle kunna försvaga konkurrenskraften. Andra betonar vikten av teknikneutralitet och menar att styrmedel bör utformas så att de premierar kostnadseffektiva systemnyttor oavsett teknikval. Denna avvägning innebär att åtgärder bör utgå från funktion, systemnytta, additionalitet och samhällsekonomisk nytta, snarare än från en viss teknik eller organisationsform.

8 Del 3 – Tillgången på hållbara skogsbränslen

Potentialen är stor för ökat uttag av primära skogsbränslen, särskilt grot och sly. De större outnyttjade potentialerna finns främst i norra Sverige medan efterfrågan är störst i södra och mellersta delen av landet. Utmaningen är att göra potentialen praktiskt och ekonomiskt tillgänglig. Logistik, terminaler, mellanlagring, kvalitetsaspekter, entreprenörskapacitet, avtal och långsiktiga spelregler är avgörande för hur mycket hållbart skogsbränsle som faktiskt kan användas i fjärrvärmesektorn.

8.1 Vad analysen omfattar

8.1.1 Tillgång och efterfrågan på skogsbränslen

Analysen belyser tillgång och efterfrågan på skogsbränslen i ett längre tidsperspektiv. Fokus ligger på primära skogsbränslen, framför allt grenar och toppar (grot) och sly, och på hur dessa resurser kan bidra till fjärr- och kraftvärmesektorns nuvarande och framtida behov. Analysen utgår från aktuella potentialbedömningar, bland annat Skogsstyrelsens scenarier SKA-22 (Skogsstyrelsen, 2022) och sammanställningar från Skogforsk (2023), samt från Energimyndighetens långsiktiga scenarier till 2050 (Energimyndigheten, 2025).

Syftet är att skilja mellan tre frågor som annars lätt blandas samman: hur stor den ekologiskt hållbara potentialen är, hur stor del av potentialen som är praktiskt och ekonomiskt realiserbar och hur efterfrågan på olika bränslesortiment kan utvecklas över tid. Analysen behandlar därför såväl primära skogsbränslen, skogsindustriella biprodukter som återvunna trädbränslen, eftersom dessa sortiment påverkar varandra på marknaden.

Underlaget bygger på litteratur- och statistikstudier, bland annat om produktion, användning, priser, import, export och lager. Det kompletteras med dialoger med branschaktörer och berörda myndigheter. På så sätt kopplas den nationella bilden av potentialer, efterfrågan och regelverk till mer praktiska frågor om logistik, transportavstånd, terminalstruktur, lagring, kvalitet och säsongsvariationer.

Analysen i del 3 och den tillhörande underlagsrapporten belyser också hinder som kan begränsa ett ökat uttag. Det gäller marknads- och kostnadsfaktorer, till exempel transportekonomi, terminaler, lagring och variationer

i efterfrågan. Det gäller även process- och kompetensfrågor i skogsbruket, till exempel planering, grotanpassning, entreprenörskapacitet och risken för körskador. Därutöver behandlas ramvillkor som hållbarhetskriterier och kaskadprincip i förnybartdirektivet, LULUCF-åtaganden samt förändrade skogsbruksmetoder.

I anslutning till hinderbeskrivningen redovisas möjliga åtgärdsområden som återkommer i litteratur och aktörsdialoger. Det handlar bland annat om logistik och terminaler, standardisering, marknadsinformation, statistik, kunskap, kompetens, forskning och demonstration. Analysen tar däremot inte ställning till exakt vilka styrmedel som bör införas. Den ger i stället underlag för Energimyndighetens bedömningar och förslag som redovisas i kapitel 2.

8.2 Centrala iakttagelser

Analysen visar sammantaget att det finns hållbara potentialer för ett ökat uttag av primära skogsbränslen, men att dessa potentialer är ojämnt fördelade geografiskt och beroende av fungerande försörjningskedjor. De största outnyttjade potentialerna finns i norra Sverige, medan efterfrågan i högre grad finns i Götaland och Svealand. Det innebär att hantering av långa transportavstånd samt behov av terminal- och omlastningslösningar får stor betydelse för om potentialen kan användas i praktiken.

8.2.1 Hållbar potential är inte detsamma som tillgänglig volym

Potentialbedömningar visar att uttaget av grot kan öka med bibehållen hållbarhet förutsatt att uttaget sker med relevant hänsyn och att försörjningskedjorna fungerar. Skogsstyrelsen (2022) bedömer i sina scenarier att uttaget kan öka till cirka 24 TWh/år till 2035 i ett fall med maximerad avverkning och rekommenderad hänsyn, medan andra scenarier ger ett spann på 8,5–29 TWh per år. Skogforsk (2023) uppskattar den hållbara nivån till omkring 21 TWh per år, jämfört med dagens uttag på cirka 9 TWh per år. Börjesson (2025) bedömer att den realiserbara potentialen för sly kan öka stegvis till omkring 3 TWh 2030, 6 TWh 2035 och upp till 10 TWh kring 2040, medan dagens uttag för energiändamål uppgår till cirka 0,8 TWh per år.

Samtidigt visar analysen att potentialen inte automatiskt blir tillgänglig för marknaden. Uttaget påverkas av avstånd till användare, kostnader för skörd, sönderdelning, lagring och transport, bränslekvalitet, efterfrågans stabilitet och aktörernas betalningsvilja. Det är därför viktigt att skilja mellan ekologiskt hållbar potential, tekniskt möjlig volym och den volym som faktiskt kan mobiliseras till konkurrenskraftig kostnad.

8.2.2 Marknaden styrs av substitution och betalningsförmåga

På kort och medellång sikt präglas marknaden av substitution mellan olika bränslesortiment. Många energiföretag, särskilt i norra Sverige, använder i första hand mer homogena skogsindustriella biprodukter och returträflis när

dessa är tillgängliga till konkurrenskraftiga priser. Grot används då i högre grad som ett flexibelt bränsle eller vid högre last. Detta gör grotmarknaden känslig för väder, främst temperaturer under den kalla årstiden, konjunktur, sågverksproduktion och förändringar i avfalls- och returträflöden.

På längre sikt kan ökad efterfrågan från andra sektorer förändra förutsättningarna. Ny biodrivmedelsproduktion och annan industriell användning av bioråvara väntas i första hand efterfråga mer homogena skogsindustriella biprodukter, eftersom dessa ofta är billigare och enklare att hantera logistiskt än grot. Sådana anläggningar kan därför förläggas nära sågverk eller annan träförädlande industri, eller integreras i massaindustrin. Om dessa biprodukter i större utsträckning används i andra sektorer kan fjärr- och kraftvärmen i högre grad behöva förlita sig på primära skogsbränslen som grot och sly, vilket förstärker betydelsen av fungerande logistik och marknadsförutsättningar.

8.2.3 Logistik, terminaler och entreprenörskapacitet avgör den praktiska realiserbarheten

Logistiken är en avgörande faktor för marknadens funktion. Marknaden för grot är traditionellt lokal, med medeltransportavstånd på cirka 6–7 mil. Transport över längre avstånd kräver i praktiken terminaler, omlastning och ofta järnväg eller båt för att bli ekonomiskt rimlig. I dag sker endast en liten del av omlastningen till järnväg, och försörjningskedjans robusthet påverkas av terminaltillgång, kapacitet och tillförlitlighet.

Försörjningskedjan kräver också lång framförhållning. Grotanpassning vid avverkning, torkning på hygge, välta- och terminalhantering samt sönderdelning behöver samordnas över säsonger. Entreprenörsledet är dessutom känsligt för längre perioder med låg efterfrågan. Om maskin- och kompetenskapacitet försvinner kan det ta tid att bygga upp den igen när efterfrågan ökar.

8.2.4 Regional obalans kräver samordning mellan flera aktörer

Den regionala obalansen mellan potential och efterfrågan är tydlig. I Norrland finns större överskott av hållbart tillgänglig grot, medan den större efterfrågan finns i södra och mellersta Sverige. Det skapar en möjlig fasförskjutning där grot från norr kan användas i Mellansverige och grot från Mellansverige i södra Sverige. En sådan utveckling förutsätter dock fungerande terminaler, samlastning, mellanlagring, transportupplägg och tillräckligt stabil efterfrågan.

Detta är inte en planeringsfråga för en enskild aktör. Energiföretag, skogsägare, entreprenörer, transportörer, infrastrukturhållare, regioner och berörda myndigheter påverkar olika delar av kedjan. Därför behöver planering och kunskapsunderlag synliggöra var flaskhalsar kan uppstå och vilka aktörer som har rådighet över olika delar av problemet.

8.2.5 EU:s regelverk är en långsiktig osäkerhetsfaktor

EU:s ramvillkor påverkar förutsättningarna för skogsbränslen. Det uppdaterade förnybartdirektivet (RED III) har skärpt hållbarhetskriterierna för primär skogsbiomassa, bland annat när det gäller ursprungsområden och avverkningshänsyn. Skogsindustriella biprodukter omfattas inte av samma markkriterier. Kaskadprincipen i RED III ska också beaktas i utformningen av stödsystem. Därutöver kan LULUCF-åtaganden och förändrade skogsbruksmetoder påverka det ekonomiskt intressanta uttaget i vissa regioner. Sammantaget skapar detta osäkerhet som aktörer behöver väga in i långsiktiga investeringar.

8.3 Energimyndighetens bedömning

Energimyndigheten bedömer att tillgången på hållbara skogsbränslen i första hand bör analyseras som en fråga om försörjningskedjornas praktiska funktion. Det finns betydande hållbara potentialer, men den volym som kan användas i fjärr- och kraftvärmen beror på om marknaden kan mobilisera rätt bränslen, på rätt plats, med rätt kvalitet och till rimliga kostnader. Bedömningen nedan fokuserar därför på styrning, ansvarsfördelning och vilka frågor som bör beredas vidare.

8.3.1 Styrningen bör utgå från praktiskt realiserbar volym

Energimyndigheten bedömer att styrningen inte bör utgå enbart från teoretiska potentialer. Den bör i stället utgå från den del av potentialen som kan realiseras med hänsyn till hållbarhet, kostnader, logistik, kvalitet, avtal, entreprenörskapacitet och konkurrens med andra användare. Detta innebär att åtgärder som stärker försörjningskedjans funktion kan vara mer relevanta än åtgärder som endast identifierar ytterligare volymer.

En viktig slutsats är att marknaden kan ha svårt att själv bära alla kostnader och risker som krävs för att bygga upp kapacitet. Terminaler, omlastningslösningar, säsongslager och specialiserad maskinkapacitet kräver investeringar som behöver göras innan efterfrågan är fullt etablerad. Samtidigt kan nyttorna tillfalla flera aktörer, till exempel genom ökad försörjningstrygghet, bättre geografisk matchning mellan utbud och efterfrågan och stärkt robusthet i värmeförsörjningen. Detta motiverar inte automatiskt nya stöd, men det motiverar fortsatt beredning av om det finns konkreta flaskhalsar där statliga insatser kan vara samhällsekonomiskt motiverade.

8.3.2 Statens roll bör vara möjliggörande och kunskapsstödjande

Energimyndigheten bedömer att staten inte bör ta över marknadens ansvar för handel, prissättning eller bränsleförsörjning. Statens roll bör i första hand vara att förbättra kunskapsunderlag, statistik, samordning och förutsebarhet samt att bereda riktade åtgärder där det finns identifierade hinder som marknaden inte rimligen kan hantera på egen hand. Marknadsaktörerna ansvarar fortsatt för investeringar, avtal, handel och operativ logistik inom sina respektive verksamheter.

Det offentliga kan samtidigt bidra genom att tydliggöra förutsättningar och minska informationsbrister. Det gäller exempelvis statistik om produktion, lager, handel och prisutveckling för olika sortiment, samt analyser av terminalbehov och transportflöden. Sådana underlag kan stödja marknadsaktörernas beslut utan att staten blir en operativ handelsaktör.

8.3.3 Riktade åtgärder bör beredas där flaskhalsar är tydligt identifierade

Energimyndigheten bedömer att vissa delar av försörjningskedjan bör prövas i en samlad beredning. Det gäller framför allt skogsvårdande röjning och klen gallring där uttag av skogsbränsle kan ingå, kritisk maskin- och entreprenörskapacitet samt miljömässigt motiverad askåterföring till skogsmark. Dessa frågor bör beredas samlat eftersom de rör både skogsproduktion, energiförsörjning, miljöhänsyn och fördelning av kostnader mellan aktörer.

För skogsvårdande röjning och klen gallring behöver beredningen pröva om ett ökat uttag av klenträd och sly kan bidra både till bättre skogsvård och tillgång på energibränsle, utan att motverka kaskadprincipen eller tränga undan mer värdefull användning av råvaran. För maskin- och entreprenörskapacitet behöver beredningen pröva om investeringsrisker och efterfrågevariationer skapar en kapacitetsbrist som kan motivera riskdelning, demonstrationsinsatser, gemensamma upphandlingar eller andra åtgärder som bör jämföras med direkta stöd.

För askåterföring behöver beredningen koppla frågan tydligare till ett ökat uttag av grot och sly. När mer biomassa, grenar och toppar förs ut ur skogen ökar också betydelsen av att näringsämnen kan återföras där det är miljömässigt motiverat. Det är dock inte klarlagt var det främsta ekonomiska hindret finns eller vilken aktör som i så fall bör vara stödmottagare. Hindret kan finnas hos värmeverket, skogsägaren eller den entreprenör som behandlar och sprider askan. Därför bör målgrupp, ansvarsfördelning och kostnadseffektivitet analyseras innan en stödform övervägs.

8.3.4 Digitala informationslösningar bör analyseras men inte föregripas

Energimyndigheten bedömer att det finns skäl att analysera behovet av samlade digitala informations- eller kunskapslösningar om skogsbränslen, exempelvis för geografisk information, terminaler, restflöden, statistik eller standardiserat informationsutbyte. En sådan analys bör utgå från befintlig statistik, pågående initiativ, marknadsaktörernas egna lösningar och andra myndigheters ansvar. Det bör inte på förhand förutsättas att staten ska driva en operativ handelsplats.

8.3.5 Regelverkens utveckling behöver följas och förklaras

Energimyndigheten bedömer att osäkerhet kring EU-regler och nationell tillämpning kan påverka investeringar i logistik, teknik och kapacitet. Det gäller bland annat hållbarhetskriterier och kaskadprincipen i

förnybartdirektivet, LULUCF-åtaganden och andra administrativa krav för biomassaflöden. Regeringen och berörda departement ansvarar för Sveriges positioner i EU-arbetet. Energimyndigheten, Skogsstyrelsen, Naturvårdsverket och andra berörda myndigheter kan inom sina ansvarsområden bidra med analyser, expertstöd och tydligare information om hur regelutvecklingen påverkar svenska försörjningskedjor.

I EU-arbetet kan det vara relevant att samverka med medlemsstater som har liknande förutsättningar när det gäller skogsbrukets struktur, användning av skogsbränslen och fjärrvärmens roll. En sådan samverkan kan ge större tyngd åt svenska och nordiska erfarenheter. I den nationella tillämpningen bör myndigheterna, där det är möjligt och ändamålsenligt, bidra med vägledning och samordnad information. Det är särskilt viktigt för mindre aktörer med begränsade administrativa resurser.

8.4 Kompletterande perspektiv från dialoger och inspel

Dialoger och skriftliga inspel visar sammantaget att aktörerna i huvudsak ser en god kortsiktig tillgång på skogsbränslen, men samtidigt pekar ut en betydande långsiktig osäkerhet. Osäkerheten drivs av ökad konkurrens om biomassa, nya EU-krav, prisvolatilitet, investeringsrisker och begränsningar i logistik och entreprenörskapacitet.

Ett återkommande tema är behovet av regional logistikstruktur som kopplar råvaruöverskott i norr till efterfrågan i söder. Aktörer lyfter bland annat terminaler, samlastningspunkter och säsongslager som möjliga sätt att jämna ut säsongsvariationer, korta ledtider och öka robustheten i flödena. Flera inspel efterfrågar också bättre kartläggning av restflöden, exempelvis grot, sly och röjningsved, samt bättre datadelning och matchning av tillgång och efterfrågan.

I flera inspel framhålls att stabila spelregler och proportionerlig administration är avgörande i genomförandet av RED III, EUDR och LULUCF. Kraven behöver enligt aktörerna harmoniseras och förklaras så att mindre leverantörer kan delta på rimliga villkor. Annars riskerar lågprissortiment som grot att trängas undan av ökade rapporterings- och verifieringskostnader. Inspelen visar också behov av tydligare nationell vägledning om hur RED III ska tillämpas för olika bränslesortiment.

Flera energibolag beskriver behovet av affärs- och kontraktsformer som klarar konjunktursvängningar. Längre avtal, gemensamma upphandlingar, prissäkring och beredskapslager för rundved lyfts som möjliga sätt att minska risken för kapacitetsbortfall i leveranskedjan och snabbare kunna skala upp vid köldtoppar eller störningar. Detta kopplas även till kompetensfrågan, där utbildningsinsatser för maskinförare, transportörer och andra aktörer i bränslelogistiken nämns som viktiga för högre kvalitet i uttag och minskade förluster vid lagring och hantering.

Sammantaget visar inspelen att ett ökat uttag av hållbara skogsbränslen i dagsläget framför allt begränsas av praktiska och ekonomiska förutsättningar i försörjningskedjan, inte av att den hållbara potentialen saknas. Det betyder inte att potentialen är obegränsad. Det betyder att den del av potentialen som kan göras tillgänglig beror på logistik, kompetens, betalningsförmåga, regelverk, miljöhänsyn och långsiktiga spelregler.

9 Del 4 – Redovisning av fossila utsläpp från fjärrvärme

Här beskrivs hur fossila utsläpp från avfallsbaserad fjärrvärme redovisas i hållbarhetsredovisningar. Dagens praxis innebär att utsläppen redovisas hos fjärrvärmekunder, inte hos dem som ger upphov till avfallet och har störst möjlighet att påverka utsläppen. Möjliga utvecklingsvägar analyseras.

9.1 Vad analysen omfattar

Regeringens uppdrag syftar till att stärka fjärr- och kraftvärmens konkurrenskraft, och att skapa incitament att minska det fossila avfallet för dem med störst rådighet att påverka uppkomsten av avfallet. Denna del av uppdraget handlar förutom om att redogöra för hur företag idag redovisar utsläppen i hållbarhetsredovisningar också om att undersöka om, och i så fall hur, redovisningen går att utveckla. Det ska göras utifrån dagens regler och principer, med särskilt fokus på avfallsbaserad värme. I uppdraget ingår inte att föreslå någon ändring i frågan om vem som betalar för utsläppsrätter eller hur dessa utsläpp hanteras inom EU:s utsläppshandelssystem och i nationell utsläppsstatistik.

Här ingår inte heller

- redovisning av de direkta utsläppen från förbränningsanläggningar, inklusive förbränning av importerat avfall
- samordning/vägledning kring hur olika emissionsfaktorer för el och fjärrvärme används i olika sammanhang
- definition av spillvärme.

Till grund för analysen ligger bland annat en konsultrapport. I konsultrapporten finns en genomgång av relevanta regelverk och standarder, en översikt och illustration av ett urval av dessa (Figur 2.2, Bilaga 4). Som underlag i analysen av att utveckla hållbarhetsredovisningen finns ytterligare en konsultrapport (2050 Consulting, 2026).

Med fjärrvärmekunder avses här fastighetsbolag och verksamheter/företag som köper fjärrvärme.

Hållbarhetsredovisning

Företags klimatrapportering är något annat än den nationella rapporteringen av växthusgasutsläpp med territoriella gränser och sektorer. Fokus är i stället på företagets roll i en värdekedja och på vilka utsläpp som uppstår som resultat av företagets beslut och aktiviteter. När utsläppen bryts ner i olika delar av en värdekedja kan metoden för hur utsläppen fördelas och redovisas få betydelse för vilka prioriteringar som görs (2050 Consulting, 2026, s.4).

Hållbarhetsredovisning är ett sätt för företag att visa och klargöra företagets arbete för långsiktig hållbarhet, hur verksamheten påverkar omvärlden och hur företaget påverkas av externa faktorer. Redovisningen omfattar ofta tre huvudområden: miljö, sociala aspekter och bolagsstyrning. Exempel på innehåll är växthusgasutsläpp, resursanvändning, arbetsvillkor, mänskliga rättigheter, affärsetik och sociala insatser.

Syftet är att ge intressenter, investerare och kunder en bild av företagets hållbarhetsarbete, underlätta finansiering och hantera risker kopplade till klimatförändringar, miljöförstöring och sociala frågor. Redovisningen är ett verktyg för transparens och ansvarstagande.

EU:s direktiv för hållbarhetsredovisning, Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD), är i Sverige implementerat genom Årsredovisningslagen. CSRD med tillhörande standard ESRS E1 anger GHGP som s.k. huvudreferens för redovisning av växthusgasutsläpp (se faktaruta nedan om GHGP). Idag omfattas mycket stora företag av kraven i CSRD. Även mindre företag som inte omfattas av CSRD använder ofta den frivilliga standarden GHGP (Bilaga 4, kapitel 4). Lagkrav är förstås skarpare än frivilligt användande och vid det senare sker heller ingen verifiering eller liknande.

En utredning har i april 2026 föreslagit hur EU:s regelförenklingar på området ska införas i Sverige, med utgångspunkten att vara i linje med EU:s lägstanivå. Krav på hållbarhetsrapport föreslås gälla färre företag än i dag: 1) företag som under vart och ett av de två senaste räkenskapsåren har haft dels i medeltal mer än 1000 anställda, dels en redovisad nettoomsättning på mer än 4,9 miljarder kronor, 2) moderföretag i koncerner som på motsvarande sätt överskrider de angivna nivåerna för antal anställda och nettoomsättning (SOU, 2026, s.9–10).

Till de mest tongivande initiativen för att minska utsläppen hör också Science Based Targets initiative (SBTi) som funnits sedan 2015. SBTi hjälper företag att sätta klimatmål i linje med vetenskapen, och använder GHGP:s rekommendationer för redovisning strikt. Genomslaget för GHGP:s syn på utsläpp från avfallsförbränning med energiåtervinning är stort (2050 Consulting, 2024, s.2).

9.1.1 Redovisningen idag

En genomgång av 26 fastighetsbolags hållbarhetsrapporter visar att utsläppen från avfallsbaserad fjärrvärme i stor utsträckning redovisas på fjärrvärmekunden, i enlighet med Värmemarknadskommitténs (VMK) överenskommelse om miljövärdering av energi (Bilaga 4, avsnitt 5.4.1). VMK är ett partsammansatt organ med representanter för fastighetsägare, hyresgäster och fjärrvärmebranschen som gemensamt tar fram principer för hur miljöpåverkan från fjärrvärme ska värderas i ett bokföringsperspektiv (VMK, 2025).

Överenskommelsen i VMK utgår från den frivilliga globala standarden GHGP med redovisning i tre olika delar, så kallade scope (se faktaruta nedan). Fjärrvärmebolag redovisar utsläpp från förbränning i anläggningen i scope 1 medan fjärrvärmekunderna redovisar sin indirekta andel av utsläppen från inköpt energi i scope 2.[1] Ibland ska även andra indirekta utsläpp redovisas i scope 3.[2]

För scope 3-utsläpp framgår i genomgången av fastighetsbolags hållbarhets-redovisningar att sättet att redovisa utsläpp från det egna avfallet inom organisationen varierar. Vissa redovisar utsläppen från avfallsförbränning i scope 3, andra redovisar dessa utsläpp separat utanför scope 1–3 och vissa redovisar inte dessa utsläpp alls.

För fastighetsbolag i fjärrvärmenät med avfallsförbränning kan utsläppen från avfallsförbränning utgöra en stor andel av bolagets totala fossila utsläpp och en mycket stor andel av bolagets scope 2-utsläpp.

[1] För avfallsförbränning finns en vägledning till GHGP som anger att utsläpp från avfallsförbränning från inköpt energi *bör* redovisas i scope 2 (GHGP, 2026).

[2] I scope 3 redovisas klimatpåverkan ”uppströms- och nedströms” företagets verksamhet. Här finns 15 utsläppskategorier, exempelvis från produktion av inköpt material, avfallshantering, affärsresor. Se 2050 Consulting (2024), Figur 1, för alla 15 kategorier och vilka som klassas som uppströms/nedströms.

GHGP

GHGP tillhandahåller standarder, vägledningar, verktyg och utbildning för företag och myndigheter för att mäta och hantera klimatuppvärmningsutsläpp. Utsläpp redovisas i tre s.k. scope (Bilaga 4, Figur 5.1). I en vägledning till GHGP anges att utsläpp från avfallsförbränning bör redovisas i scope 2 (Bilaga 4, avsnitt 5.2.1).

- Scope 1 avser *direkta* utsläpp av växthusgaser från den egna verksamheten (från ”företagets skorstenar och avgasrör”).
- Scope 2 avser *indirekta* utsläpp från köpt energi, exempelvis el och fjärrvärme.
- Scope 3 avser övriga *indirekta* utsläpp i en organisations upp- och nedströms värdekedja, dvs. alla andra utsläpp som sker pga. företagets verksamhet. Exempelvis från inköpta varor och tjänster, transporter utförda av andra, affärsresor, avfall.

Scope 1 och scope 2 är obligatoriska att redovisa medan scope 3 ska redovisas om utsläppen bedöms vara väsentliga.

Scope 1-utsläpp redovisas hos anläggningar som förbränner exempelvis avfall. Utsläpp som i *hållbarhetsredovisningar* sedan fördelas på energianvändare i scope 2 när företag/fastighetsägare redovisar utsläpp från sin andel av den köpta energin. Alla utsläpp i scope 2 och scope 3 är någon annans scope 1-utsläpp. Samma utsläpp kan på så sätt redovisas flera gånger.

GHGP:s rekommendation om hur utsläpp från köpt energi bör hanteras i redovisningar är central för dagens praxis i Sverige. Värmemarknadskommitténs (VMK) överenskommelse om miljövärdering av energi bygger på rekommendationen, och utsläpp från avfallsförbränning redovisas i fjärrvärmekundens scope 2.
För mindre företag finns en frivillig EU-standard, Voluntary Sustainability Reporting Standard (VSME), som harmoniserar med GHGP.

GHGP är framtaget av World Resource Institute och World Business Council for Sustainable Development. Se GHGP:s webbplats för mer information (GHGP, 2026).

9.1.2 Möjligheter att utveckla redovisningen

I uppdraget ingår att undersöka möjligheterna att utveckla redovisningen inom ramen för gällande regler och principer för utsläppsallokering. Tänkbara öppningar finns kopplat till flexibilitet inom CSRD och GHGP, och genom pågående revidering av GHGP och synkronisering med standarden ISO 14064. Viktigt i sammanhanget är att GHGP just nu genomgår en omfattande revideringsprocess samt att även alternativa vägar idag saknar vägledningar etcetera kring avfallsbaserad fjärrvärme. Alternativa metoder beskrivs närmare i avsnitt 9.2.8.

Energimyndigheten bedömer att flexibiliteten som finns inom GHGP är den mest relevanta möjligheten för att utveckla redovisningen. Att redovisa utsläpp från avfallsbaserad fjärrvärme inom GHGP så som idag i scope 2 är en rekommendation, men inget krav. Om motiv finns för annat sätt att redovisa bör det vara möjligt om GHGP:s grundprinciper om relevans, fullständighet, jämförbarhet, transparens och noggrannhet följs.

9.2 Centrala iakttagelser

Avfallet behöver minska generellt, även om fokus här är på det fossila avfallet och att incitamenten bör samverka i arbetet med att nå nettonollutsläpp. Utsläppen från avfallsförbränningen kommer i huvudsak från plast som nästan uteslutande baseras på fossil råvara (Naturvårdsverket, 2026a). Avfallet behöver tas om hand, samtidigt som vår plastanvändning behöver minska, och återanvändning och återvinning öka.

Dagens sätt att redovisa fossila utsläpp från avfallsförbränning i hållbarhetsredovisningar ger inte incitament att minska det fossila avfallet. Idag redovisas utsläppen från allt avfall som går till förbränning i Sverige (i hållbarhetsredovisningarna) på fastighetsägare i de 40 kommuner som har avfallsförbränning i sin fjärrvärme. Det kan innebära svårigheter för dessa fastighetsägare att nå sina klimatmål och sämre förutsättningar för grön finansiering (2050 Consulting, 2024, s.2). Följden blir att en del fastighetsägare väljer annan uppvärmning än fjärrvärme. Fastighetsägare kan samtidigt ha svårt att byta bort fjärrvärmen i områden där ytterligare bergvärmeborrning inte tillåts.

9.2.1 Stora plastflöden i Sverige

Plast är ett material med många användningsområden och spelar en stor roll i vårt vardagliga liv. Användningen av plast ökar och ökningen förväntas fortsätta. Nackdelarna med plast är att den till största del framställs ur fossila råvaror och att användningen bidrar till miljöpåverkan under hela livscykeln.

Naturvårdsverket genomförde 2025 en kartläggning (Naturvårdsverket, 2025a) av plastflöden i Sverige under 2023 i syfte att få kunskap om varifrån plasten kommer, hur plasten används och tas tillvara då den till slut blir avfall. Kartläggningen visar att stora mängder plast flödar genom landet som import av plastråvara, som produktion och export av plastråvara men även i form av produktion och import/export av produkter innehållande plast. Totalt sett uppskattas att ca 1 miljon ton plastråvara satts på den svenska marknaden under 2023 och att ytterligare ca 900 000 ton ingick i olika produkter. Den mängd plast som till slut uppkommer som avfall under ett år är inte densamma som mängden som förts in det året. Vissa plastprodukter har en mycket lång livslängd.

9.2.2 Energiutvinning av plast är den huvudsakliga avfallsbehandlingsmetoden

Under 2024 gick totalt sett cirka 6,7 miljoner ton avfall till förbränning i svenska avfallsförbränningsanläggningar, samma nivå som 2023. Av detta utgjordes 28 procent (1,9 miljoner ton) av hushållsavfall från hushåll och verksamheter, och 72 procent av övrigt avfall från företag och industrier (Avfall Sverige, 2025a). Av det plastavfall som uppkom i Sverige under 2023 uppskattas att cirka 1,2 miljoner ton gick till energiutvinning på svenska förbränningsanläggningar. Ytterligare cirka 451 000 ton plast från importerat avfall förbrändes på svenska anläggningar. Cirka 93 000 ton plast- och gummiavfall användes som bränsle inom cement-

industrin. Materialåtervinning av plastavfall uppgick till ca 140 000 ton (Naturvårdsverket, 2025a). En större mängd plast sorteras dock ut men återvinns inte då det inte uppfyller kvalitetskrav, blir så kallat rejekt och går till avfallsförbränning.

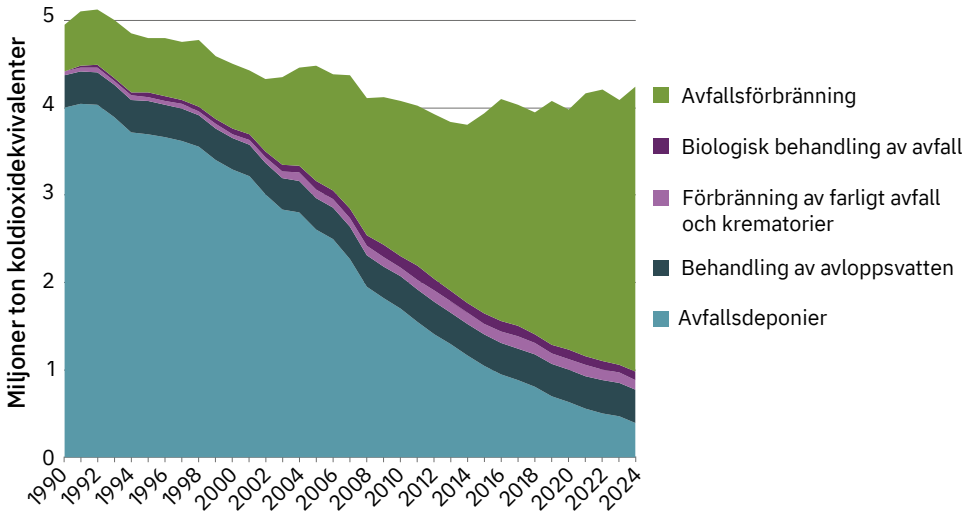
Avfall kommer behöva tas om hand även i fortsättningen men det finns fortfarande stora möjligheter att behandla mer avfall högre upp i avfallstrappan, till exempel genom att material och produkter som är lättare att återvinna sätts på marknaden, förbättrade system för källsortering och utbyggd eftersortering när källsorteringen varit otillräcklig. Även om mer resurseffektiva och cirkulära lösningar kan minska uppkomsten av avfall som inte kan hanteras på annat sätt än genom förbränning pekar mycket på att sådant avfall kommer finnas kvar under många år framåt. Import av avfall kan medföra att mindre avfall deponeras (i länder där detta fortfarande är tillåtet) eller förbränns utan tillvaratagande av energin. Förbränning med tillvaratagande av energin är en bättre lösning än deponi. Förbränning av andra länders avfall i svenska anläggningar innebär dock en risk att incitamenten minskar för dessa länder att satsa på egen infrastruktur för avfallsbehandling, såsom materialåtervinning.

9.2.3 Utsläppen från plast bokförs inte hos de aktörer som har rådigheten

Den största andelen utsläpp av växthusgaser från avfallsbehandling kommer från förbränning av fossil plast, se Figur 2. Svenska avfallsförbränningsanläggningar omfattas av EU-ETS sedan 2013. Även Danmark och Litauen har valt att inkludera avfallsförbränning i utsläppshandeln. I den kommande översynen av EU ETS 2026, ska kommissionen bedöma om samtliga avfallsförbränningsanläggningar inom EU bör omfattas av handelssystemet från 2028. Översynen öppnar även för att överväga andra typer av styrmedel som kan skapa tydligare och mer samordnade incitament för att minska utsläppen från avfallssektorn. EU-kommissionen har sommaren 2026 meddelat att de vill skjuta upp avfallsförbränningens inträde från 2028 till 2031. Förslaget innebär en successiv infasning mellan 2031 och 2034. (European Commission, 2026). Fjärrvärme som produceras vid energiåtervinningsanläggningar ska enligt förslaget även fortsättningsvis vara berättigad till fri tilldelning av utsläppsrätter, medan elproduktion inte omfattas av motsvarande undantag. Reglerna för fri tilldelning till fjärrvärmeanläggningar förlängs efter 2030 (Avfall Sverige, 2026).

Enligt svenska erfarenheter innebär inkluderandet i EU-ETS en viss styrande effekt för att minska utsläppen, men det är först under de senaste åren som anläggningarna har behövt börja betala stora kostnader för sina utsläpp. Eftersorteringen innan förbränning har ökat, vissa anläggningar har infört differentierade avgifter utifrån plastinnehåll och vissa större aktörer har planer på CCU eller CCS (Naturvårdsverket, 2025b). De ökade kostnaderna för utsläpp har även medfört att det förekommer visst avfall som avfallsförbränningsföretagen inte tar emot då utsläppskostnaden blir för hög. Samma sak har även uppmärksammats i Litauen. En fråga blir då vad som händer med detta avfall, om det kan riskera att deponeras legalt eller illegalt (Naturvårdsverket, 2025b).

Det mest effektiva för att få ner utsläppen är åtgärder för att bromsa inflödet av ny fossil plast på marknaden. Energimyndigheten har tidigare föreslagit styrmedel som innebär att den aktör som sätter plasten på marknaden bör bära kostnaden för utsläppen den genererar, inklusive avfallsledet (Energimyndigheten, 2023b). Detta skulle kunna finansiera stöd till koldioxidavskiljning i kombination med åtgärder som riktas högre upp i avfallshierarkin såsom förebyggande åtgärder, ökad återanvändning och materialåtervinning. Hållbarhetsredovisningen och andra informativa styrmedel kan bidra till att medvetandegöra konsumenter i olika led om de utsläpp som användning och avfallshantering av plast ger upphov till.



Figur 2. Utsläpp av växthusgaser från avfallsbehandling 1990–2024. Utsläpp från deponier har minskat samtidigt som utsläppen från avfallsförbränning har ökat. De totala utsläppen från avfallsbehandling inklusive avfallsförbränning i energisektorn visar att en viss utsläppsminskning skett på totalen.

Källa: Naturvårdsverket, 2026b.

9.2.4 Dagens praxis kring hållbarhetsredovisning behöver utvecklas

Genom VMK:s överenskommelse och samarbete mellan fastighetsägare och energiföretag finns en metod för hållbarhetsredovisning som bygger på konsensus – om en part lämnar avtalet upphör det att gälla. Inriktningen i avtalet blir på så vis en slags minsta gemensam nämnare. De fossila utsläppen följer i VMK:s överenskommelse GHGP:s rekommendation och redovisas på användarna av den avfallsbaserade fjärrvärmen, inte på aktörer ansvariga för uppkomsten av det fossila avfallet.

GHGP:s metodik för hantering och allokering av utsläpp från avfallsförbränning ger intryck av att vara utvecklad med elproduktion som utgångspunkt. I de relevanta avsnitten i GHGP:s vägledning om scope 2-utsläpp behandlas avfallsförbränning främst i relation till elproduktion. Det exempel som specifikt lyfts i GHGP är att avfall som skickas till en förbränningsanläggning för elproduktion ger fossila utsläpp, som ska

redovisas i scope 2 för alla som köper el (lägesbaserad metod). I Sverige och i Norden är dock avfallsförbränningsanläggningar i princip uteslutande kraftvärme- eller värmeanläggningar. I GHGP:s vägledningar berörs värme endast översiktligt och fjärrvärme behandlas i praktiken inte alls.

Detta innebär att tillämpningen av GHGP på avfallsbaserad fjärrvärme i hög grad bygger på analogier från elproduktion i större regionala elsystem (t.ex. Sverige, Norden eller Nordeuropa), snarare än på metodik som är anpassad för lokala fjärrvärmesystem. För el fördelas utsläpp från några få avfallsförbränningsanläggningar över alla elanvändare i ett stort elnät. För fjärrvärme samlas däremot utsläppen från avfallsförbränning från ett omfattande geografiskt område hos kunderna i de enskilda lokala fjärrvärmenät där avfallsförbränning ingår i produktionsmixen. Det innebär att metodval och allokeringsprinciper får konsekvenser som GHGP troligen inte varit utformad för att hantera (Bilaga 4, avsnitt 7.1.4).

9.2.5 Revidering pågår av GHGP

GHGP har den mest etablerade metoden för företags klimatredovisningar och fungerar som referensram i mer än 90 procent av alla globala klimatredovisningsstandarder. Det gäller bland annat för EU-direktivet om hållbarhetsredovisning (CSRD) men även andra ramverk (Avfall Sverige, 2025b, s.7).

GHGP genomgår för närvarande en omfattande revideringsprocess (från 2022 till 2027–2028). Arbetet är uppdelat på fem olika områden där ett av områdena är indirekta utsläpp från inköpt energi (scope 2). Revideringen av scope 2 innefattar två faser där den andra fasen inleddes i slutet av 2025 och bland annat omfattar förtydligande kring hur utsläpp ska fördelas mellan scope 2 och scope 3 (övriga indirekta utsläpp i en organisations upp- och nedströms värdekedja), vägledning för beräkning av scope 2-utsläpp från köpt ånga, värme och kyla samt teknikspecifika vägledningar för beräkning kopplat till indirekta utsläpp för inköpt energi från bland annat avfallsförbränning (Bilaga 4, avsnitt 5.2.1). Det pågår även ett arbete för att synkronisera ISO 14064 med GHGP.

9.2.6 Synen på avfallsbaserad fjärrvärme i andra länder

Inom EU finns cirka 500 avfallsförbränningsanläggningar som hanterar ungefär 100 miljoner ton avfall. Flest anläggningar finns i Tyskland, Frankrike, Italien, Sverige och Danmark. Anläggningarna i Nederländerna och Tyskland är i genomsnitt större än i övriga länder (CEWEP, 2023). Det finns en variation i hur olika medlemsländer inom EU ser på hur utsläppen från avfallsförbränning ska klassas och redovisas inom olika regelverk och rapporteringar. Hur andra länder hanterar avfallsbaserad fjärrvärme i hållbarhetsredovisningar har Energimyndigheten dock inte lyckats få någon inblick i.

Danmark har nationella krav på redovisning av utsläpp från fjärrvärmen på fakturorna, med en rankningsmodell som syftar till att konsumenten ska kunna jämföra olika uppvärmningsformer. Småskaliga naturgas-

pannor är fortfarande den vanligaste uppvärmningsformen. Danmarks energistyrelse rekommenderar att utsläppen från avfallsförbränning ska redovisas på avfallssektorn och inte på fjärrvärmesektorn vilket innebär att utsläppen från förbränning av avfall sätts till noll (Dansk Fjernvarme, 2024). Energistyrelsen gör den rekommendationen med stöd i att utsläpp från avfallsförbränning redovisas i en egen sektor i deras långsiktiga scenarier över nationella klimatutsläpp.

I Finland har regeringen i den Nationella energi- och klimatstrategin (NEKP) tagit ställning till att om det kan säkerställas att endast ”icke återvinningsbart avfall” går till förbränning så kan värmen som genereras räknas som spillvärme (Finländska riksdagen, 2026). Det ligger just nu ett förslag på remiss i Finland som innebär att ursprungsgarantier ska kunna utfärdas för värme från avfallsförbränning genom att den klassas som spillvärme. Det gäller den värme som produceras genom förbränning av blandat kommunalt avfall, bygg- och rivningsavfall och övrigt motsvarande blandat avfall, med kravet att dessa anläggningar sorterar avfallet i fråga före förbränning (Finländska regeringen, 2026).

I vissa andra länder som Tyskland, Nederländerna, Storbritannien, Schweiz, Österrike och Norge tilldelas avfallsförbränning ett utsläppsvärde nära noll antingen genom att det allokeras bort från fjärrvärmesystemet eller genom att värmen som genereras klassas som spillvärme (Avfall Sverige, 2025b). Frankrike definierar förbränningen av icke-biologiskt avfall från icke-återvinningsbart avfall som återvunnen energi och därmed klassas värmen som genereras som spillvärme (Franska regeringen, 2026).

Att länder har olika syn på utsläpp från avfallsförbränning och om det i slutändan leder till att företag redovisar på olika sätt kan bli problematiskt inom ramen för CSRD då systemet bygger på att det ska gå att jämföra mellan företag över hela unionen. Olika sätt att redovisa utsläpp påverkar hur företag ser på fjärrvärmen ur ett klimatperspektiv och kan även påverka investeringsvilja, val av uppvärmningssätt och klassningar i olika hållbarhetsindex.

9.2.7 Synen på värme från avfallsförbränning i olika direktiv – spillvärme eller ej?

Frågan om avfallseldad fjärrvärme kan definieras som spillvärme eller inte, utifrån nuvarande regelverk, har lyfts inom uppdraget. Både med hänvisning till hur avfall definieras i andra länder, vilket beskrivs i avsnittet ovan, och inom ramen för ursprungsgarantier för värme och kyla. De olika direktiven och hållbarhetsredovisningen fyller dock olika syften. Hur värme från avfallsförbränning hanteras och definieras i olika direktiv behöver därmed inte påverka hur det hanteras inom hållbarhetsredovisningen. Nedan beskrivs hur spillvärme definieras och hanteras i relevanta styrande direktiv samt hur detta kopplar till definitioner relaterat till olika typer av anläggningar för avfallsförbränning.

Industriutsläppsdirektivet (IED, 2024) utgör den grundläggande rättsliga referensen för hur förbränningsanläggningar som hanterar avfall ska klassificeras inom EU. IED skiljer mellan två typer av anläggningar där syftet är avgörande för klassningen. Den ena klassningen är *avfallsförbränningsanläggning* vars huvudsakliga ändamål är att behandla och destruera avfall genom förbränning. Energiåtervinning kan ske, men är underordnad huvudsyftet. Den andra klassningen är *samförbränningsanläggning* vars huvudsakliga ändamål är att producera energi eller materiella produkter, där avfall används som bränsle eller tillskottsbränsle (Bilaga 4, avsnitt 5.1.7). Till den sistnämna hör exempelvis fjärrvärmebolag med avfallsförbränning.

Förnybartdirektivet (RED, 2023) definierar spillvärme i artikel 2(9) som oundviklig värme eller kyla som uppstår som en biprodukt i industri- eller kraftproduktionsanläggningar och som skulle gå förlorad om den inte nyttiggörs i ett fjärrvärme- eller fjärrkylsystem. Enligt en vägledning från EU-kommissionen är anläggningens huvudsyfte avgörande för om värmen kan betraktas som spillvärme. Här hänvisas det i sin tur till definitionerna inom IED. Om värmeproduktionen inte är huvudsyftet, utan en biprodukt av en annan verksamhet, kan värmen klassas som spillvärme (Bilaga 4, avsnitt 5.1.6). Detta innebär att endast värme från anläggningar där huvudsyftet är avfallsdestruktion kan räknas som spillvärme, vilket inte är fallet i majoriteten av de svenska värme- och kraftvärmeanläggningarna, eftersom huvudsyftet där är att producera värme och el.

Energimyndigheten har fått inspel till detta uppdrag, och till framtagandet av föreskrifter till ursprungsgarantierna, där det föreslagits att all värme från energiåtervinning och avfallsförbränning bör klassas som spillvärme i ursprungsgarantierna. Kopplat till definitioner inom RED är även utformningen av ursprungsgarantier för värme relevant. Där räknas de biogena avfallsfraktionerna som förnybar energi. Detta följer även beräkningsmetodiken för det övergripande målet om andel förnybar energi inom EU (Bilaga 4, avsnitt 5.1.6). När det gäller spillvärme enligt beräkningsmetodiken får den endast räknas med till viss del utifrån vissa specifika förutsättningar och enbart till sektorsspecifika mål. Spillvärme får inte räknas med till det övergripande målet. Utfärdandet av ursprungsgarantier för spillvärme regleras i standarden CEN 16325 i enlighet med artikel 19.6 i förnybartdirektivet där även standardens definition av spillvärme ligger i linje med RED. Mot den bakgrunden bör därmed avfallsförbränning för fjärr- och kraftvärmeproduktion inte klassas som spillvärme inom ursprungsgarantisystemet.

Inom direktivet om energieffektivitet (EED, 2023) finns en skrivning om spillvärme och hur den får inkluderas i vad som får klassas som effektiv fjärrvärme och fjärrkyla, med stegvisa krav fram till 2050. Enligt EED kan en medlemsstat välja att utgå från *bränslemix*, där viss andel av bränslet inom fjärrvärmeproduktionen ska vara förnybar och/eller spillvärme, eller från *utsläppsintensitet* där utsläppen stegvis ska minska till 0 g CO_2/kWh. Även här hänvisar direktivet till RED-definitioner om vad som utgör förnybart och spillvärme. I direktivets ”Bilaga X” listas även olika tekniska anläggningar

som kan generera spillvärme inom direktivets ramar. Där ingår avfallsförbränningsanläggningar (waste incineration plant). Utifrån definitioner i IED syftar detta enbart till renodlade avfallsförbränningsanläggningar och inte till samförbränningsanläggningar (waste co-incineration plants) där syftet är att producera värme och el. Energimyndigheten har tidigare, i arbetet med Sveriges nationella energi- och klimatplan, bedömt att svensk fjärrvärme uppfyller kriteriet som gäller från och med 2045 på nationell nivå, och att det är avfallet som kvarstår för att uppnå kriteriet till 2050 (Regeringskansliet, 2024, s.244). Det har senare även konstaterats i en lagrådsremiss att Sveriges fjärrvärmesystem uppfyller kraven fram till och med 2049, dvs fram till att kravet för 2050 börjar gälla (Regeringskansliet, 2026, s.84). Enligt denna bedömning räknas därmed inte värmen från avfallseldad fjärrvärme som spillvärme. I en bilaga 7 i vägledning till direktivet om byggnaders energiprestanda (EPBD, 2024) anges vad som får ingå i definitionen av nollutsläppsbyggnader och hänvisar där till definitionerna i EED om vad som får klassas som effektiv fjärrvärme.

9.2.8 Alternativa metoder för redovisning

I uppdraget ingår att undersöka möjligheterna att utveckla redovisningen, och tänkbara öppningar finns kopplat till flexibilitet inom CSRD, ESRS E1 och GHGP. Möjligheter för harmonisering med klimatberäkningar för produkter undersöks.

Ett visst metodmässigt handlingsutrymme finns för att utveckla redovisningen utifrån GHGP redan idag, förutsatt att GHGP:s grundprinciper upprätthålls. Inom EU:s hållbarhetsredovisning CSRD och europeiska hållbarhetsstandarden ESRS E1 finns även viss flexibilitet för andra metoder än GHGP, som alternativ för utsläppsberäkning inom hållbarhetsredovisningen (Bilaga 4, avsnitt 5.1.2). I Tabell 3 listas de alternativa metoder som identifierats genom konsultrapporten och genom inspel från aktörer. För närmare beskrivning av de olika metoderna, se avsnitt 5.2–5.4 i Bilaga 4.

Tabell 3. Alternativa metoder för redovisning av avfallsbaserade utsläpp enligt rådande regelverk och praxis.

Metod	Koppling till gällande regelverk/praxis	Beskrivning
ISO 14064	Flexibilitet inom CSRD/ ESRS E1	Livscykelbaserad metodik som delas in i direkta och indirekta utsläpp. Möjliggör egen definition av systemgräns och därmed allokering.
OEF (Organisation Environmental Footprint)	Flexibilitet inom CSRD/ ESRS E1	Livscykelbaserad metodik där utsläpp allokeras till produkten som behandlas.
EPD (Environmental Product Declaration)	Kopplat till EPBD och klimatdeklarationer för byggnader.	Livscykelbaserad metodik för produkter, byggnader, el och värme som utgår från PPP och EoW-kriterier. Miljövarudeklaration.
Flytt av utsläppen från scope 2 till scope 3	Flexibilitet inom GHGP	Justering/tolkning av GHGP:s standardpraxis där utsläpp från avfallsförbränning som redovisas i scope 2 i stället redovisas i avfallslämnarens scope 3 med hänvisning till PPP och EoW-kriterier.

ISO 14064 ger metodutrymme men begränsar standardisering

Ett alternativ är ISO 14064, ett etablerat och verifierbart ramverk för organisationers växthusgasredovisning. ISO 14064 används idag brett som en accepterad standard för beräkning och rapportering av växthusgasutsläpp inom ramen för CSRD. För fjärrvärme, inklusive avfallsbaserad värme, påverkar ISO 14064 i praktiken hur utsläpp ska avgränsas, dokumenteras och verifieras i hållbarhetsredovisningen. Standarden ger dock relativt stort tolkningsutrymme när det gäller systemgränser och allokering av utsläpp. Exempelvis anges inga detaljerade regler för allokering av utsläpp från avfallsförbränning, och metodvalet lämnas öppet. Företag som följer standarden kan i stor utsträckning själva definiera sina systemgränser och allokeringsprinciper vilket gör det svårt att uppnå jämförbarhet och standardisering men öppnar i sin tur för möjlighet till annan allokering gällande avfallsförbränning. I tillämpningen innebär detta att företag som följer ISO 14064, även inom ESRS E1, behöver vara noggranna med att ange vilken metodik som används. Just nu pågår ett arbete att synkronisera ISO 14064 med GHGP. Detta skulle eventuellt kunna öka möjligheten för tillämpning, men beror på utfallet.

OEF följer uppströms allokering i linje med PPP men saknar etablerad branschpraxis

Enligt ESRS E1 gäller att företag och organisationer som rapporterar växthusgasutsläpp *i första hand* ska beakta GHGP eller ISO 14064, men de *får* använda OEF (Organisation Environmental Footprint) som är EU-kommissionens eget LCA-baserade metodramverk. Metodiken skiljer sig principiellt från GHGP genom att utsläpp och nyttor från avfallsförbränning som regel allokeras till en produkt. Det innebär i praktiken att utsläppen i stället hamnar på det avfallsgenererande systemet. Idag saknar OEF etablerad praxis och branschspecifika vägledningar vilket gör tillämpningen inom företagsredovisning omogen. Det finns även osäkerhet kring hur väl metodiken styr enligt avfallshierarkin.

EPD – välförankrad med PPP och end-of-waste-kriterier men oklart om metoden går att tillämpa på organisationsnivå

Miljövarudeklarationer (EPD:er) är idag brett använda för att beräkna produkters miljöpåverkan ur ett livscykelperspektiv. EPD:er baseras på ISO 14040/44, ISO 14025 och EN 15804 vilka följer principen om att förorenaren betalar (PPP) och end-of-waste-kriterier (enligt EU:s ramdirektiv för avfall). Livscykelbaserade EPD-metoder för att beräkna klimatpåverkan för olika produkter används redan idag till viss del inom hållbarhetsrapportering, bland annat för byggnader (EN 15978) samt som ett av flera underlag för plastbaserade utsläpp från nordisk elmix.

Vissa fjärrvärmeföretag har även tagit fram EPD:er för fjärrvärme men dessa används inte idag som underlag för hållbarhetsredovisning. I EPD-systemet och i EN 15978[3] avgör end-of-waste-kriterier var i kedjan utsläpp från avfallsförbränning ska bäras samt bygger på principen om att förorenaren betalar (PPP). Själva grunden för den metodiken är att utsläpp från avfallshantering tilldelas den ursprungliga produkten fram till dess att materialet upphör att klassas som avfall enligt end-of-waste-kriterierna. Systemgränsen för avfall går därmed när avfallet inte längre har ett negativt ekonomiskt värde. När avfallslämnaren betalar en avgift för att hantera avfallet genom förbränning är det avfallslämnaren som ska bära utsläppen detta genererar.

Det är oklart om en ökad harmonisering mellan klimatberäkningar i hållbarhetsredovisning och produktrelaterade klimatberäkningar, främst inom bygg- och fastighetssektorn, kan möjliggöra öppningar för förändrad hållbarhetsredovisning på organisationsnivå. Metodiken för produkters klimatpåverkan bygger på en annan logik än nuvarande scope-metodik och det är därför inte helt tydligt om det finns formella hinder för en harmonisering. Flexibiliteten inom GHGP talar dock för att det skulle kunna vara möjligt förutsatt att grundprinciperna om relevans, fullständighet, jämförbarhet, transparens och noggrannhet följs (Bilaga 4, avsnitt 5.2.1). Det kan därmed finnas ett fortsatt behov av att klargöra varför EPD:er kan användas i vissa fall (t.ex. byggprodukter och el) men inte i andra (t.ex. fjärrvärme).

Flexibilitet inom GHGP – redovisa indirekta utsläpp från avfall i scope 3 i stället för i scope 2

GHGP är den metod som primärt pekas ut inom CSRD och ESRS E1 men är inte bindande i varje detalj. Formuleringen i GHGP säger att utsläppen *bör* redovisas på inköpt energi vilket lämnar utrymme för en organisation att redovisa på annat sätt, om det är motiverat och förenligt med grundprinciper om relevans, fullständighet, jämförbarhet, transparens och noggrannhet. Avfallsförbränning kan vara ett exempel på när det är motiverat att frångå praxisen inom GHGP för att bättre träffa de led inom en organisation där rådighet finns. Inom GHGP:s standard exkluderas idag utsläppen från avfall i scope 3 kategori 5 med motivering att undvika dubbelrapportering. GHG-protokollet rekommenderar i stället avfallslämnare att redovisa utsläpp från avfallet som de lämnar till förbränning med energiåtervinning separat utanför scope 3.

Om fjärrvärmekunderna i stället redovisar utsläppen från eget genererat avfall i scope 3, i stället för i indirekta utsläpp från köpt energi i scope 2, kan dubbelredovisning undvikas. Detta samtidigt som synligheten stärks om var avfall uppstår uppströms i värdekedjan, både inom hållbarhetsredovisningen och måluppföljningen. Värt att notera är att fjärrvärme-

[3] EPBD hänvisar till EN 15978 (standard för byggprodukters miljöprestanda) för metodik vid beräkning av livscykel-GWP (Global Warming Potential) för nya byggnader som redovisas i byggnadens energideklaration (Bilaga 4, avsnitt 5.1.4). Frågan om emissionsfaktorer kommer att utredas närmare i Boverkets kommande föreskriftsarbete för driftenergi där metoder för livscykel-GWP ska fastställas. Notera att kraven på beräkning och redovisning av livscykel-GWP i energideklarationer i EPBD enbart gäller nya byggnader.

bolagens redovisning i scope 1 kvarstår och att övriga primära fossila bränslen som kopplas till indirekta utsläpp från energi fortsatt redovisas i fjärrvärmekundernas scope 2. Det är därmed endast scope 2-utsläppen kopplade till avfall som frångår dagens praxis här.

Sveriges Allmännytta, som ingår i VMK, har upprättat en alternativ metod enligt metodiken ovan för beräkning av fastighetsföretagens uppfyllelse av egna klimatmål inom ramen för Science Based Targets initiative (SBTi), (Bilaga 4, avsnitt 5.4.2). De har därmed valt att frångå GHGP:s rekommendation där utsläppen från inköpt energi redovisas inom scope 2, och i stället redovisas i scope 3. Syftet är att ge fastighetsägare bättre översikt över klimatpåverkan från det avfall som genereras inom deras verksamhet, och vad de själva kan påverka. Denna typ av metod kan även komma att styra hur Sveriges Allmännytta rekommenderar sina medlemmar att redovisa utsläpp från avfallsförbränning inom hållbarhetsredovisningen.

Liknande förslag på metodik har lyfts av Avfall Sverige med hänvisning till att utsläppen bör utgå från avfallets ekonomiska värde vid förbränning. Dvs. om avfallslämnaren betalar för avfallsbehandling tillskrivs utsläppen avfallsproducenten, men om avfallslämnaren ersätts för materialet (avfallet) tillskrivs utsläppen fjärrvärmekunden, vilket är i linje med end-of-waste-kriterierna (Avfall Sverige, 2025b, s.37).

Även energiföretag har lämnat inspel om förslag på liknande metodik och hänvisar till att metodiken bättre följer end-of-waste kriterier och PPP men då utifrån att energin som uppstår vid förbränningen bör definieras som spillvärme och därmed inte redovisas av fjärrvärmekundernas scope 2 utan i avfallsbolagens scope 3, som sedan kan fördela utsläppen vidare på dem som lämnat över avfallet. En skillnad här jämfört med Allmännyttans metod är att avfallsbolaget, som mellanled, får större incitament att härleda ansvaret högre upp i avfallskedjan. Till de aktörer som genererar avfallet, exempelvis fastighetsbolag, verksamheter och enskilda hushåll. Däremot är principen och resultatet desamma, dvs. att fjärrvärmekunden inte redovisar utsläppen från avfall i scope 2 utan i stället redovisar utsläpp (från egna avfallet) uppströms i scope 3 kategori 5.

En generell utmaning med att redovisa i scope 3 i stället för i scope 2 är dock att det är svårare att härleda utsläppen. Det blir därmed viktigt att ta fram en metod som kan härleda och koppla det avfall som lämnas till avfallsbolagen och som sedan slutar i förbränning. En fördel är att även avfall som uppstår i kommuner utan avfallsförbränning och som skickas till förbränning synliggörs i miljöredovisningen. En annan potentiell risk kan vara att en annan hantering också behöver godkännas inom ramen för SBTi. Tolkningar som utmanar rekommendationerna i GHGP innefattar också SBTi (2050 Consulting, 2026, s.6).

Exemplet nedan visar hur utsläppen skiljer när avfallsförbränningen ingår/inte ingår i scope 2, och när endast utsläppen från det egna fossila avfallet räknas med.

Exempel: redovisning när avfalls-förbränningens utsläpp ingår respektive inte ingår i scope 2

Ett företag köper 1000 MWh fjärrvärme från ett fjärrvärmeföretag som har en utsläppsfaktor för fjärrvärmekundens scope 2 på 70 kg CO_2e/MWh när avfallsförbränningens utsläpp ingår och 10 kg CO_2e/MWh när avfallsförbränningens utsläpp exkluderas. Samma företag genererar också årligen 1000 kg blandat brännbart avfall som skickas till avfallsförbränning. Utsläppsfaktor för blandat brännbart avfall är 0,460 kg CO_2e/kg avfall när förbränning ingår och 0,005 kg CO_2e/kg avfall om endast transport och förpreparering av avfallet ingår.

1. Företaget tillämpar *inte* GHG-protokollets rekommendationer om att redovisa avfallsförbränningens utsläpp i scope 2. Resultatet blir då:
   a) Scope 2 Fjärrvärmen: 1000 MWh x 10 kg CO_2e/MWh = 10 000 kg CO_2e/år
   b) Scope 3.5 Avfallsbehandlingen: 1000 kg x 0,460 kg CO_2e/kg = 460 kg CO_2e/år
2. Företaget tillämpar GHG-protokollets rekommendationer om att redovisa avfallsförbränningens utsläpp i scope 2. Resultatet blir då:
   a) Scope 2 Fjärrvärmen: 1000 MWh x 70 kg CO_2e/MWh = 70 000 kg CO_2e/år
   b) Scope 3.5 Avfallsbehandlingen: 1000 kg x 0,005 kg CO_2e/kg = 5 kg CO_2e/år

Not: Om avfallsförbränningens utsläpp för fjärrvärmen inte redovisas i scope 2 bör motsvarande hantering gälla vid inköpt el. Beräkningar baseras på 2050 Consulting (2026).

Öppningar för alternativ till dagens metod finns inom befintliga regelverk

De olika alternativen ovan visar att det finns ett metodmässigt utrymme att frångå dagens praxis för redovisning av utsläppen från avfallsförbränning inom GHGP genom att redovisa i scope 3 i stället för i scope 2, och endast det egna avfallet. En metod skulle då kunna utformas utifrån regler och principer mer i linje med end-of-waste kriterier och PPP. En aspekt i sammanhanget är att GHGP genomgår en omfattande revideringsprocess där utfallet är oklart. En annan aspekt är att vissa alternativa metoder idag saknar vägledningar etc. kring avfallsbaserad fjärrvärme. En utveckling av redovisningen kräver dock sannolikt inte bara tolkning av EU-regelverk utan även förändring av nationell branschpraxis, det vill säga av VMK:s metod där samtliga aktörer behöver vara överens om en ny metod.

9.3 Energimyndighetens bedömning

Dagens praxis för hållbarhetsredovisning av utsläpp från avfallsbaserad fjärrvärme behöver förändras. Idag redovisas utsläppen hos fjärrvärmekunder i de knappt 40 svenska kommunerna med avfallsförbränning. Dessa anläggningar hanterar allt det avfall inom Sverige som går till energiåtervinning samt en del importerat avfall. Utsläppen behöver i stället redovisas hos dem som ger upphov till avfallet, för att grundläggande principer på avfallsområdet som att förorenaren betalar ska följas.

Hållbarhetsredovisning av fossila utsläpp från avfallsbaserad fjärrvärme bör vara utformad så att även den kan bidra till minskad fossil plast. Redovisningen i sig kan inte ersätta andra styrmedel för minskad plastanvändning, ökad återanvändning och materialåtervinning men kan bidra till att förstärka och komplettera starkare styrmedel.

Långsiktigt bör målet vara att minska uppkomsten av avfall och att avfallet som ändå uppstår ska kunna återvinnas. Det finns dock fortfarande åtskilligt material i omlopp i samhället som av olika skäl inte lämpar sig för materialåtervinning. Avfall som endast kan omhändertas genom förbränning bör ses som en samhällstjänst, samtidigt som incitamenten att i första hand arbeta för minskad plastanvändning, ökad återanvändning och återvinning upprätthålls och stärks. Det är dock vanligt idag att avfall skickas till förbränning i stället för till materialåtervinning eftersom det är en billigare lösning. Plasten behöver bli mer återvinningsbar genom förändrad design etcetera så att endast avfall som måste förbrännas går till förbränning.

Energiåtervinning har en central roll också i beredskapen. Detta då avfallsbaserad fjärrvärme kan ses som ett i huvudsak inhemskt bränsle och står för en betydande andel, men också för att avfallshanteringen vid kris/krig måste fortsätta att fungera. Samtidigt är vissa fjärrvärmeanläggningar idag delvis beroende av avfallsimport.

9.3.1 Dagens praxis för hållbarhetsredovisning av avfallsbaserad fjärrvärme behöver förändras och utsläppen redovisas på aktörer i tidigare led

GHGP är troligen inriktat på el och större system i första hand, och inte på fjärrvärme med avfallsförbränning och mer lokala system. Vid strikt tillämpning av GHGP:s nuvarande rekommendation blir konsekvensen därför att utsläppen från avfallsförbränning (i hållbarhetsredovisningarna) läggs på fjärrvärmekunder, dvs. i praktiken fastighetsbolag och företag/verksamheter. Detta strider mot grundläggande principer i svensk och europeisk avfallslagstiftning om att förorenaren betalar (ansvarar för och redovisar) utsläppen samt end-of-waste-kriterier som avgör när ett avfall upphör att vara avfall. Fjärrvärmekunderna kan heller inte begränsa eller åtgärda utsläppen, mer än genom åtgärder på den egna andelen av det fossila avfallet.

Dagens utsläppsredovisning får konsekvenser. När utsläppen i hållbarhetsredovisningarna bokförs på fjärrvärmekunderna innebär det samtidigt att de som sätter plasten och produkterna på marknaden, och köpare av produkterna, slipper ansvaret i sina redovisningar. Det innebär svagare signaler för åtgärder som kan minska utsläppen. Att följa lagkrav (PPP) bör utgöra basnivå och ligga till grund även för utsläppsredovisning. Hur utsläpp redovisas kan även påverka möjligheter till extern finansiering, hållbarhetsmål och klimatstrategier. Dagens redovisning kan därför leda till beslut om att byta från fjärrvärme till eluppvärmning, utan att det påverkar de faktiska utsläppen. Samtidigt som elanvändningen då ökar kommer avfallet behöva tas om hand och förbrännas även fortsättningsvis. Att ta vara på värmen från förbränningen är en bättre lösning än att inte göra det.

9.3.2 GHGP kan fortsätta användas och där finns också flexibilitet

Energimyndigheten bedömer att GHGP kan användas även fortsättningsvis och att det bör vara en fördel att fortsätta med metoden, en välkänd och internationell metod för miljöredovisning. Även Science Based Targets initiative (SBTi) använder GHGP:s redovisningsprinciper, och godkänner inte andra principer. Metoden i GHGP är dock inte fullt ut anpassad för fjärr- och kraftvärmesystem med avfallsförbränning, men frågan om avfallsförbränning är inkluderad i den pågående revideringen av GHGP.

Det finns flexibilitet inom ramen för CSRD/GHGP kring hur utsläppen ska redovisas, och det kan vara motiverat med nationell tillämpning för att grundläggande principer på avfallsområdet ska beaktas även i hållbarhetsredovisningar. Särskilt när centrala ramverk idag inte är anpassade för alla typer av energisystem.

GHGP-revideringen bör följas

Det pågående revideringsarbetet av GHGP och synkroniseringen med ISO 14064 bör följas för att så långt möjligt säkerställa att redovisningen av utsläpp från avfallsbaserad fjärrvärme inte leder till felriktade incitament även efter revideringen. Det svenska och nordiska perspektivet behöver lyftas, och scope-metodiken beakta de förhållanden och syften som avfallsförbränning har i våra länder. Grundläggande principer på avfallsområdet behöver tillämpas så att ansvaret i redovisningarna träffar rätt aktörer. Branschen bör enligt Energimyndighetens bedömning vara de som närmast följer och ger inspel under revideringen, men den befintliga svenska praxisen behöver ändras innan reviderad GHGP finns på plats.

9.3.3 Befintliga regelverk och standarder för redovisning ger flexibilitet redan idag

Hållbarhetsdirektivet CSRD erbjuder redan idag flexibilitet kring redovisning, och GHGP behöver inte följas i varje detalj. Formuleringen i GHGP anger att utsläppen *bör* redovisas på inköpt energi. Det är en rekommendation, inte ett krav. Om det är motiverat och förenligt med grundprinciperna i GHGP

om relevans, fullständighet, jämförbarhet, transparens och noggrannhet bör redovisningen kunna göras på annat sätt. Energimyndigheten bedömer därför att andra sätt att redovisa på än utifrån dagens svenska praxis ryms inom dagens regelverk.

Eftersom det finns en flexibilitet i hur man kan redovisa redan idag är det möjligen inte lika avgörande att delta praktiskt i den pågående revideringen av GHGP, givet att inte förutsättningarna kring flexibilitet i regelverk och standarder förändras genom revideringen. Det finns dock ett syfte om att ensa rapporteringen, för jämförbarhet mellan länder och olika aktörer i värdekedjan samt som underlag för styrning och investeringar. Detta skulle kunna innebära minskad möjlighet för nationella tillämpningar, men redovisningen behöver enligt Energimyndighetens bedömning först och främst följa grundläggande principer på avfallsområdet.

Det är oklart om produktrelaterade klimatberäkningar, som inom bygg- och fastighetssektorn, skulle kunna användas för en förändring av organisationers hållbarhetsredovisning. Flexibiliteten inom GHGP innebär att det skulle kunna vara möjligt om grundprinciperna om relevans etcetera följs, men behöver i så fall utredas närmare. Energimyndigheten bedömer att en flytt av utsläppen från scope 2 till scope 3 är en mer praktiskt genomförbar metod. I dagsläget finns också initiativ i Sverige om att flytta redovisningen av utsläpp från indirekt klimatpåverkan från köpt energi (scope 2) till övriga indirekta utsläpp i en organisations upp- och nedströms värdekedja (scope 3), dvs. från fjärrvärmekunden till avfallslämnaren. Syftet är att fokusera klimatarbetet till det aktören i fråga har rådighet över.

GHGP:s grundprinciper för redovisning kan stå i konflikt med varandra, och aktörer behöver därför göra avvägningar mellan principerna utifrån sina egna mål och förutsättningar. Energimyndigheten bedömer att en redovisning av utsläppen i scope 3, från det fossila avfall som aktören själv har rådighet över (det egna avfallet), är en mer logisk hantering än enligt dagens praxis. En sådan redovisning skulle även vara mer förenligt med PPP och end-of-waste-kriterier. Andra konsekvenser är att byte bort från fjärrvärme inte behöver göras för att hållbarhetsmål ska kunna nås och klimatstrategier vara meningsfulla att arbeta med. Möjligheter till extern finansiering bör heller inte påverkas negativt av en redovisning av (enbart) egna utsläpp.

9.3.4 EU-länder hanterar avfallsförbränning på olika sätt

Olika länder inom EU hanterar utsläpp från avfallsförbränning på olika sätt, och eventuellt även i redovisningarna av utsläppen. Det kan bli problematiskt inom ramen för EU:s hållbarhetsdirektiv (CSRD) eftersom systemet bygger på att det ska gå att jämföra företag över hela unionen. Olika sätt att redovisa utsläpp kan också påverka hur företag ser på fjärrvärmen ur ett klimatperspektiv samt investeringsvilja, val av uppvärmningssätt och klassningar i olika hållbarhetsindex.

Det är dock inte självklart att en strikt och helt jämförbar hantering av avfallsredovisningen inom EU är det viktigaste. Det skulle kunna räcka om jämförbarhet finns mellan länder med liknande förutsättningar och situation när det kommer till avfallsförbränning inom fjärrvärmesektorn, dvs. att sådana länder ser på frågan på samma sätt i sina redovisningar.

9.3.5 Om ett ställningstagande från Energimyndigheten

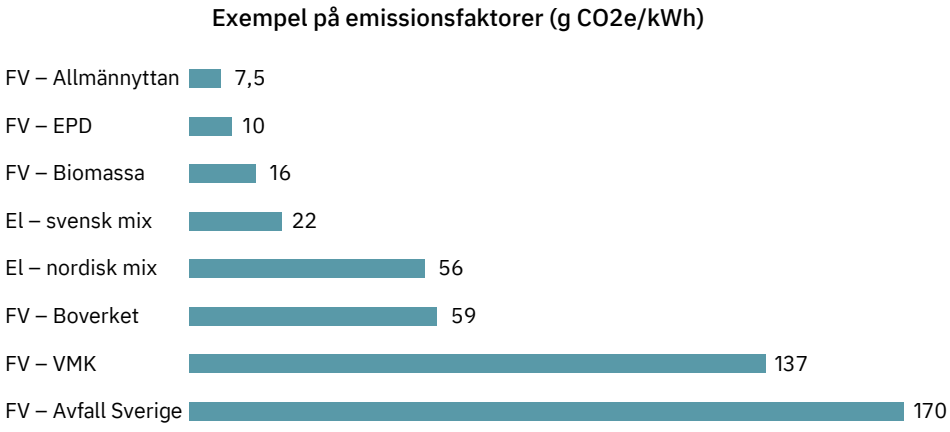
Under arbetets gång har frågan lyfts om en myndighetsrekommendation eller liknande kring hur fossila utsläpp från avfallsbaserad fjärrvärme ska hanteras i hållbarhetsredovisningar. För att en myndighet ska kunna uppmana aktörer att agera krävs dock stöd i lag, och några sådana möjligheter finns inte för Energimyndigheten idag. Däremot finns möjlighet till ett ställningstagande i frågan. Se avsnitt 2.5.2.

Det är även fortsättningsvis branschaktörerna som tillsammans beslutar om redovisningen och vägen framåt, men en flytt av utsläppen behöver göras för att redovisningen ska följa grundläggande principer i svensk och europeisk avfallslagstiftning.

9.3.6 Ett ställningstagande kring avfallsbaserad fjärrvärme påverkar värderingen av el

Energimyndigheten vill i sammanhanget lyfta att ett nationellt ställningstagande från en myndighet kring hur fossila utsläpp från avfallsbaserad fjärrvärme ska redovisas kan komma att påverka hur *elen* värderas i förhållande till andra energislag i hållbarhetsredovisningar vilket behöver beaktas och hanteras.

Figur 3 visar exempel på olika emissionsfaktorer för el och fjärrvärme och hur de kan variera.



Figur 3. Emissionsfaktorer för el (El) och fjärrvärme (FV) utifrån olika redovisningsmetoder och metodiker, g CO_2e/kWh.

Not: Exempel på utsläpp från fjärrvärme från avfallsförbränning enligt Allmännyttans beräkningsmetod, svensk elmix (AIB, 2025), fjärrvärme från avfallsförbränning enligt EPD-metodiken (EPD, 2023), fjärrvärme från biomassa (Energiföretagen, 2025), nordisk elmix (IVL, 2026), nationellt medelvärde för fjärrvärme enligt Boverkets klimatdatabas, fjärrvärme från avfallsförbränning enligt Värmemarknadskommittén (VMK, 2025) samt fjärrvärme enligt nationella utsläppsfaktorn för avfallsförbränning från Avfall Sverige (2025c), omräknad från 0,46 ton CO_2-e per ton förbränt avfall.

Energimyndigheten har av princip avstått från att ta fram emissionsfaktorer för el, för annat än inom ramen för olika EU-regelverk. Detta på grund av att värdering av klimatpåverkan från elproduktion och elanvändning är mycket komplext. Beroende på analysansats, val av systemgränser och metodik kan emissionsfaktorn för el variera stort. Exempelvis används en emissionsfaktor på ca 59 g CO_2e/kWh för nordisk elmix inom ramen för Klimatklivet (IVL, 2026), medan en emissionsfaktor för svensk elmix i stället kan ligga på ca 22,03 g CO_2e/kWh (AIB, 2025). Om emissionsfaktorn ska användas för någon form av marginalansats och skattning av en åtgärds påverkan på elsystemet blir komplexiteten och osäkerheterna ännu större.

I de fall hållbarhetsredovisningar ska ha en styrande effekt för företagens val av uppvärmningsform eller vid inköp av energi är det viktigt att ha kännedom om denna komplexitet och att val av metodik och analysansats kan få en stor påverkan, särskilt vid jämförelser mellan olika energislag. Figur 3 ovan belyser komplexiteten vilket i praktiken innebär att en och samma åtgärd, exempelvis byte av uppvärmningsform, skulle kunna redovisas som positiv eller negativ ur klimatsynpunkt beroende på vilken metod för värdering av klimatutsläpp som används. Energimyndigheten föreslår att en vägledning tas fram för användning av emissionsfaktorer för el och fjärrvärme, se avsnitt 2.5.1.

9.4 Vad dialoger och inspel belyser

I huvudsak råder samstämmighet om behovet av förändring.

Dialoger och skriftliga inspel visar att hållbarhetsredovisningar avseende fossila utsläpp från fjärrvärme, och särskilt då vid avfallsbaserad värme, uppfattas som både principiellt och styrningsmässigt betydelsefulla. Aktörer betonar återkommande behovet av metodologisk tydlighet, harmonisering och incitamentsriktighet, samtidigt som uppfattningar skiljer sig åt om hur ansvar bör fördelas längs värdekedjan och hur långt möjliga förändringar kan sträcka sig inom internationella regelverk.

Ett centralt tema gäller ansvarsfördelningen i den nuvarande praxis som följer GHGP, där utsläpp från avfallsförbränning i stor utsträckning tillskrivs energianvändaren snarare än avfallsproducenten. Flera aktörer menar att detta står i konflikt med PPP och kan innebära att fjärrvärmekunder redovisar utsläpp de inte kan påverka, medan incitamenten för att minska fossil plast i avfallsflöden inte riktas mot de aktörer som har störst möjlighet att påverka utvecklingen. Samtidigt finns ingen tydligt samstämmig bild av hur en alternativ metod praktiskt skulle kunna genomföras inom ramen för internationellt etablerade standarder.

Flera aktörer hänvisar till EU-standarder för miljövarudeklarationer och livscykelanalyser, och menar att den logiken skulle kunna tillämpas även vid redovisning av avfallsbaserad fjärrvärme. Dessa synpunkter kopplas till argument om tydligare uppströmsincitament och bättre överensstämmelse med europeiska end-of-waste-kriterier. Andra aktörer betonar

snarare behovet av harmonisering inom befintliga ramar och varnar för att avvikelser från vedertagna standarder kan skapa osäkerhet för både producenter och användare av fjärrvärme.

Relationen mellan klimatredovisning och ekonomiska styrmedel, särskilt EU ETS, lyfts också. Vissa aktörer framhåller att kostnadsansvaret för fossila utsläpp redan delvis internaliseras genom utsläppshandelssystemet, medan andra menar att en otydlig koppling mellan ETS och redovisningsprinciper kan leda till motstridiga signaler och försvåra målet att minska plastens fossila innehåll. Samtidigt pekar flera inspel på att CCS kan vara en viktig lösning för avfallsförbränningens utsläpp, även om synpunkter varierar kring genomförbarhet, tidshorisont och hur tekniken bör avspeglas i redovisningen.

I inspelen uttrycks dessutom oro för jämförbarhet och konkurrens-neutralitet, där vissa aktörer menar att metodval kan påverka hur fjärrvärme framstår i relation till alternativa uppvärmningsformer. Slutligen lyfts att klimatredovisning riskerar att osynliggöra fjärrvärmens systemnyttor, särskilt kraftvärmens bidrag till eleffekt och flexibilitet, vilket enligt vissa aktörer gör det viktigt att se redovisning och systemanalys som komplett-erande perspektiv.

Referenser

2050 Consulting, 2026. *Redovisning av avfallsförbränningens utsläpp – i avfallslämnarens scope 3 eller fjärrvärmeköparens scope 2,* Energimyndighetens Diarienummer 2026-6735, Eskilstuna: Energimyndigheten.

2050 Consulting, 2024. *Fastighetsägare riskerar att drabbas när utsläpp från avfallseldning allokeras till fjärrvärmen,* Konsekvensanalys framtagen på uppdrag av Göteborg energi.

AIB, 2025. *European Residual Mixes, Results of the calculation of Residual Mixes for the calendar year 2025,* Bryssel: Association of Issuing Bodies.

Avfall Sverige, 2026. Aktuellt, Nyheter, Avfall Sverige välkomnar EU-kommissionens förslag om avfallsförbränning i utsläppshandeln (ETS). https://www.avfallsverige.se/aktuellt/nyheter/avfall-sverige-valkomnar-eu-kommissionens-forslag-om-avfallsforbranning-i-utslappshandeln-ets/ (hämtad 2026-08-10).

Avfall Sverige, 2025a. *Svensk avfallshantering (Rapport 2024),* Malmö: Avfall Sverige.

Avfall Sverige, 2025b. *Felriktade incitament – klimatrapportering som styr plast till förbränning (Rapportnummer 2025:15),* Malmö: Avfall Sveriges utvecklingssatsning.

Avfall Sverige, 2025c. Klimat, Nationell utsläppsfaktor: utsläpp av fossila klimatgaser från förbränning av avfall. https://www.avfallsverige.se/for-medlemmar/vagledning-och-stod/klimat/ (hämtad 2026-09-01).

Börjesson, P., 2025. *Förändringar i tillförselpotential av långsiktigt hållbar skogsbiomassa (IMES/EESS Rapport; Nr 140)*, Lund: Miljö- och energisystem, LTH, Lunds universitet.

CEWEP, 2023. Facts, Data and maps, Waste-to-Energy Plants in Europe in 2023. https://www.cewep.eu/waste-to-energy-plants-in-europe-in-2023/ (hämtad 2026-05-27).

Dansk Fjernvarme, 2024. Aktuellt, Nyheder, 2024, Emissioner for affaldsforbrænding kan undlades i fjernvarmedeklarationen. https://danskfjernvarme.dk/aktuelt/nyheder/2024/emissioner-for-affaldsforbraending-kan-undlades-i-fjernvarmedeklarationen (hämtad 2026-06-26).

EED, 2023. Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2023/1791 av den 13 september 2023 om energieffektivitet och om ändring av förordning (EU) 2023/955 (omarbetning).

Energiforsk, 2022. *Bio-CCS i fjärrvärmesektorn – Syntes (Rapport 2022:842),* Stockholm: Energiforsk.

Energiföretagen, 2025. Fjärrvärmestatistik, Miljövärdering av fjärrvärme, Fjärrvärmens lokala miljövärden 2025. https://www.energiforetagen.se/statistik/fjarrvarmestatistik/miljovardering-av-fjarrvarme/ (hämtad 2026-09-14).

Energimyndigheten, 2026a. *Uppdatering av långsiktiga scenarier – En sammanställning av resultat och känslighetsanalys samt konsultrapport om tillgång och efterfrågan på bio- och elektrobränslen (ER 2026:20*), Eskilstuna: Energimyndigheten.

Energimyndigheten, 2026b. *Energiindikatorer 2026 – Uppföljning av Sveriges energipolitiska mål (ER 2026:14),* Eskilstuna: Energimyndigheten.

Energimyndigheten, 2025. *Scenarier över Sveriges energisystem – Vägar till ett energisystem med nettonollutsläpp 2050 (ER 2025:13),* Eskilstuna: Energimyndigheten.

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 (ER 2023:27),* Eskilstuna: Energimyndigheten.

Energimyndigheten, 2023b. *Styrmedel för CCS och CCU – Avskiljning och lagring respektive användning av koldioxid (ER 2023:26),* Eskilstuna: Energimyndigheten.

EPBD, 2024. Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2024/1275 av den 24 april 2024 om byggnaders energiprestanda (omarbetning).

EPD, 2023. International Environmental Product Declaration system, Fjärrvärme från Linköpings fjärrvärmenät. https://www.environdec.com/library/epd8296 (hämtad 2026-09-14).

European Commission, 2026. Areas of action, Carbon markets, About the EU ETS. https://climate.ec.europa.eu/areas-action/carbon-markets/about-eu-ets_en (hämtad 2026-08-17).

Finländska regeringen, 2026. *Utkast till regeringens proposition om ändring av ursprungsgarantilagen, 37 a § i hållbarhetslagen och ursprungsgarantiförordningen (Ärendenummer VN/13157/2023),* Helsingfors: Arbets- och näringsministeriet.

Finländska riksdagen, 2026. *Regeringens proposition till riksdagen med förslag till lagar om ändring av lagen om ursprungsgarantier för energi och 37 a § i lagen om hållbarhetskriterierna för vissa bränslen,* Helsingfors.

Franska regeringen, 2026. Le service public de la diffusion du droit, Code de l´énergie (Definition i energilagen). https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000045680542/2022-04-28 (hämtad 2026-06-08).

GHGP, 2026. Greenhouse Gas Protocol, Standards Development and Governance Repository. https://ghgprotocol.org/standards-development-and-governance-repository (hämtad 2026-06-26).

IED, 2024. Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2024/1785 av den 24 april 2024 om ändring av Europaparlamentets och rådets direktiv 2010/75/EU om industriutsläpp (samordnade åtgärder för att förebygga och begränsa föroreningar) och rådets direktiv 1999/31/EG om deponering.

IVL, 2026. *Emissionsfaktor för nordisk elmix år 2021–2023, Direkt och indirekt klimatpåverkan med hänsyn tagen till import och export samt beräkning av andelen förnybart (Rapportnummer: B11147),* IVL Svenska Miljöinstitutet.

Lambert, J., Kraus, H., Doepfert, M., He, M., Gschossmann, D., Ceruti, A., Nemeth, I., Brückl, O., Hamacher, T., Spliethoff, H., 2025. *Assessing the techno-economic impact of district heating on electrical distribution grid reinforcements*. Advances in Applied Energy. Volume 20, id.100251. DOI: 10.1016/j.adapen.2025.100251.

Meunier, S., Protopapadaki, C., Persson, U., Sánchez-García, L., Möller, B., Wiechers, E., Schneider, N.C.A, Saelens, D., 2021. *Cost and capacity analysis for representative EU energy grids depending on decarbonisation scenarios*. Report in the frame of the H2020 EU project sEEnergies.

Naturvårdsverket, 2026a. Data och statistik, Klimat, El och fjärrvärme, utsläpp av växthusgaser. https://www.naturvardsverket.se/data-och-statistik/klimat/vaxthusgaser-utslapp-fran-el-och-fjarrvarme/ (hämtad 2026-05-14).

Naturvårdsverket, 2026b. Data och statistik, Klimat, Avfall, utsläpp av växthusgaser. https://www.naturvardsverket.se/data-och-statistik/klimat/vaxthusgaser-utslapp-fran-avfall/ (hämtad 2026-05-14).

Naturvårdsverket, 2025a. *Kartläggning av plastflöden i Sverige 2023, Råvara, produkter och avfall (Rapport 7191),* Stockholm: Naturvårdsverket.

Naturvårdsverket, 2025b. *Avfallsförbränning och deponering i EU:s utsläppshandelssystem, Fördelar och nackdelar (Skrivelse),* Ärendenummer NV-01705-24, Stockholm: Naturvårdsverket.

RED, 2023. Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2023/2413 av den 18 oktober 2023 om ändring av direktiv (EU) 2018/2001, förordning (EU) 2018/1999 och direktiv 98/70/EG vad gäller främjande av energi från förnybara energikällor, och om upphävande av rådets direktiv (EU) 2015/652.

Regeringen, 2025. *Uppdrag till Statens energimyndighet att genomföra och föreslå åtgärder för att stärka fjärr- och kraftvärmen (Regeringsbeslut KN2025/01566),* Stockholm: Klimat- och näringslivsdepartementet.

Regeringen, 2024. *Regleringsbrev för budgetåret 2025 avseende Statens energimyndighet (Regeringsbeslut KN2024/02543 (delvis), KN2024/02566),* Stockholm: Klimat- och näringslivsdepartementet.

Regeringen, 2023. *Energipolitikens långsiktiga inriktning (Proposition 2023/24:105),* Stockholm: Klimat- och näringslivsdepartementet.

Regeringskansliet, 2026. *Energieffektivitet i företag och i fjärrvärme- och fjärrkylesektorn. (Lagrådsremiss KN2026/01667),* Stockholm: Klimat- och näringslivsdepartementet.

Regeringskansliet, 2024. *Sveriges uppdaterade nationella energi- och klimatplan för 2021–2030 (Bilaga till regeringsbeslut KN2024/00362),* Stockholm: Klimat- och näringslivsdepartementet.

Skogforsk, 2023. *Stor potential för mer energi från skogen – möjligt att öka Sveriges självförsörjningsgrad (FAKTA oktober 2023, Skogsbränsle)*. Skogforsk.

Skogscentralen, 2026. Skogsbrukets stöd, Metka-stöd. https://www.metsakeskus.fi/sv/skogsbrukets-stod/metka-stod (hämtad 2026-08-27).

Skogsstyrelsen, 2026. Äga skog, Stöd och bidrag. https://www.skogsstyrelsen.se/aga-skog/stod-och-bidrag/ (hämtad 2026-08-27).

Skogsstyrelsen, 2022. *Skogliga konsekvensanalyser 2022 – syntesrapport, Regeringsuppdrag (Rapport 2022/11)*. Jönköping: Skogsstyrelsen.

SLU, 2026. *Skogsdata 2026 – Aktuella uppgifter om de svenska skogarna från SLU Riksskogstaxeringen, Tema: Ungskogen – tillstånd, utveckling och skador,* Umeå: Sveriges Lantbruksuniversitet (SLU).

SOU, 2026. *Lättnader i kraven på hållbarhetsrapportering, Delbetänkande av Utredningen om vissa frågor om redovisning och granskning av hållbarhetsrapporter (SOU 2026:27),* Stockholm: Statens offentliga utredningar från Justitiedepartementet.

SOU, 2025. *En robust skogspolitik för aktivt skogsbruk, Del 1 och 2, Slutbetänkande av 2024 års skogspolitiska utredning (SOU 2025:93),* Stockholm: Statens offentliga utredningar från Landsbygds- och infrastrukturdepartementet.

Svenska kraftnät, 2026. *Kraftsystemets förmågor – kartläggning och förberedelse för uppföljning av regional effekt och ö-drift, Delrapport 1 av uppdrag 3.3 i Svenska kraftnäts regleringsbrev för 2025*, Sundbyberg: Svenska kraftnät.

Teng, M., Bakker, C., Hesselink, F., Kruit, K., Rooijers, F., Vergroesen, L., 2024. *The impact of the stalling growth of heat networks.* TKI Urban Energi, CE Delft.

VMK, 2025. *Överenskommelse i Värmemarknadskommittén 2025:1. Om synen på bokförda miljövärden för fastigheter uppvärmda med fjärrvärme med värden för 2025, och 2. Principer för miljövärdering av förändrad energianvändning*. Stockholm: Värmemarknadskommittén.

BILAGOR

Bilaga 1: Konsekvensanalys vid minskad fjärrvärme och biobränsleanvändning

Modellanalyser avseende delmoment 1

Denna rapport är framtagen av konsultföretaget Profu på uppdrag av Energimyndigheten

Energimyndighetens förord

Denna underlagsrapport har tagits fram på uppdrag av Energimyndigheten inom ramen för regeringens uppdrag att analysera fjärr- och kraftvärmens roll i det svenska energisystemet. Rapporten utgör ett analysunderlag till huvudrapportens del 1, som behandlar övergripande systemeffekter och utvecklingsvägar i energisystemet i ett långsiktigt perspektiv.

Energimyndigheten ansvarar för uppdragets tolkning, val av analytiska frågeställningar samt de samlade bedömningar och slutsatser som redovisas i huvudrapporten. Underlagsrapporten har tagits fram av konsultföretaget Profu AB i dialog med Energimyndigheten och bygger på modellering, scenariobaserade analyser och sammanvägning av tillgänglig kunskap.

Rapporten utgör ett viktigt underlag för Energimyndighetens analys av hur utvecklingen inom fjärr- och kraftvärmesektorn kan påverka energisystemets funktion och förutsättningarna att nå energi-, miljö- och klimatpolitiska mål. De slutsatser som dras i denna underlagsrapport representerar dock Profu AB:s analyser och ska inte tolkas som Energimyndighetens egna ställningstaganden, om inte annat framgår av huvudrapporten.

Energimyndigheten tackar Profu AB för ett gediget analysarbete samt de aktörer som bidragit med data och inspel inom ramen för arbetet.

Innehåll

Sammanfattning 112

1 Inledning 114

1.1 Bakgrund 114
1.2 Analysuppdragets omfattning 114
1.3 Rapportens syfte 115

2 Utmaningar för fjärrvärmesektorn 116

2.1 En uppdaterad scenarioanalys 119

3 Utvidgad modellanalys 122

3.1 Biobränsleprisutvecklingens påverkan 122
3.2 Elskatt på fjärrvärmeproduktion 124
3.3 Stöd till kraftvärmeinvesteringar 126
3.4 Biodrivmedel: inhemsk produktion eller import? 128

4 Avfallsförbränningens roll och betydelse 132

4.1 Fjärrvärmens konkurrenskraft ökar med mer avfallsförbränning 132
4.2 Avfallsförbränning i en cirkulär ekonomi 133

5 Systemeffekter av minskad fjärrvärme och kraftvärme 136

5.1 Effekter på fjärrvärme-produktionen 137
5.2 Effekter på kraftvärme-produktionen (och annan elproduktion) 137
5.3 Effekter på elanvändning 139
5.4 Effekter på eleffektbalansen och elpriser 140
5.5 Effekter på biobränsleanvändning inom fjärrvärme- och kraftvärmeproduktionen 142
5.6 Effekter på tre typiska fjärrvärmesystem 142

Sammanfattning

Denna studie analyserar konsekvenserna för det svenska energi- och elsystemet av en kraftigt minskad användning av fjärrvärme och biobränslen fram till 2050. Studien har genomförts av Profu på uppdrag av Energimyndigheten och utgör delmoment U1 i ett större uppdrag om att analysera förutsättningar för att stärka fjärr- och kraftvärmen. Analyserna baseras huvudsakligen på Energimyndighetens scenario ”Beslutad policy” från våren 2025, kompletterat med känslighetsanalyser och ett uppdaterat BAS-scenario från hösten 2025.

Modellanalyserna visar att fjärrvärmeanvändningen och särskilt kraftvärmens elproduktion minskar tydligt i ”Beslutad policy”-scenariot. Viktiga orsaker till denna utveckling är en krympande värmemarknad till följd av energieffektiviseringar och klimatförändringar, ökad konkurrens från värmepumpar, samt stigande priser på biobränslen. Den ökade konkurrensen om skogsbränslen kommer främst från transportsektorns framtida efterfrågan på biodrivmedel, som påverkas starkt av styrmedel, teknikutveckling samt möjligheter till import och export av såväl oförädlade som förädlade biodrivmedel.

Ett centralt resultat är att biobränslepriset har avgörande betydelse för fjärrvärmens och kraftvärmens långsiktiga utveckling. Vid höga biobränslepriser minskar den biobränslebaserade fjärrvärmen kraftigt och ersätts delvis av spillvärme och värmepumpar i fjärrvärmeproduktionen. Men till följd av de kostnadsökningar som detta innebär reduceras fjärrvärmens långsiktiga konkurrenskraft och efterfrågan minskar. Kraftvärmeproduktionen visar sig vara särskilt känslig för stigande priser på biobränslen. Givet en utveckling med långsiktigt stigande priser på biobränslen erfordras relativt höga stödnivåer (exempelvis i form av investeringsbidrag), vid sidan om intäkterna från el- och fjärrvärmeförsäljningen, för att långsiktigt bibehålla kraftvärmeproduktionen på dagens nivå. Analyser av sänkt elskatt för elbaserad fjärrvärme visar endast marginella effekter på efterfrågan för fjärrvärme men får betydelse för mixen i fjärrvärmeproduktionen med ett något större inslag av elbaserad fjärrvärmeproduktion och en något mindre användning av biobränslen.

Rapporten visar också att avfallskraftvärme kan stärka fjärrvärmens konkurrenskraft genom lägre produktionskostnader. Samtidigt betonas att avfallsförbränning måste hanteras i linje med målen om cirkulär ekonomi och minskade fossila utsläpp, vilket på sikt ökar behovet av koldioxidavskiljning.

Modellanalyserna visar att minskad fjärr- och kraftvärme får tydliga negativa konsekvenser för eleffektbalansen under en relativt begränsad, men utsatt, period under ett år. Det sker typiskt under kalla vinterdagar där eleffektbalansen påverkas negativt av ett mindre tillskott från kraftvärme och ett större beroende av elbaserad uppvärmning i byggnader. Ett mer fjärrvärme-

positivt scenario med god tillgång till biobränslen och mindre elvärme på värmemarknaden ger däremot bättre eleffektbalans, lägre elpristoppar och minskat behov av annan planerbar elproduktion under samma period på året.

Långsiktigt avtagande fjärrvärmeleveranser kan leda till att berörda fjärrvärmeföretag inte längre kan täcka sina fasta kostnader vilket ytterst kan innebära nedläggning. Vilka konsekvenser detta skulle kunna få på det lokala och regionala planet är svåra att överblicka och har inte närmare analyserats i denna studie. Förutom att leda till en betydligt större ansträngning på det lokala elnätet försvinner också andra nyttor som exempelvis möjligheten att utnyttja restvärmeströmmar från eventuella framtida etableringar av datahallar eller förnybar drivmedelsproduktion. Att utnyttja restvärmeströmmar i fjärrvärmenäten är positivt ur ett resurseffektivitetsperspektiv och för lönsamheten för den verksamhet som genererar överskottsvärmen. Dessutom skulle även värdefulla bidrag till den lokala energiberedskapen gå förlorade om lokal fjärrvärme och kraftvärme tvingas att lägga ner, såsom förmågan till ö-drift och den extra robusthet som en differentierad värmeförsörjning innebär.

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Energimyndigheten har fått i uppdrag av regeringen att genomföra och ta fram förslag på åtgärder för att stärka och värna fjärrvärmen och kraftvärmen i Sverige (Regeringsuppdrag ”*Genomföra och föreslå åtgärder för att stärka fjärr- och kraftvärmen*”, KN2025/01566).

Med anledning av detta har Energimyndigheten givit Profu i uppdrag att bistå med analysunderlag som kan ligga till grund för arbetet med uppdraget.

1.2 Analysuppdragets omfattning

Energimyndighetens regeringsuppdrag består av fyra delar. Profus uppdrag omfattar analyser för tre av dessa delar, nedan benämnt U1, U2 och U4:

- **Konsekvensanalys vid minskad fjärrvärme och biobränsleanvändning (U1)**: Analys av effekter på elsystemets kapacitet, effektsituation och energiförsörjning i ett scenario där fjärrvärmeleveranserna och andelen biobränslen minskar kraftigt till år 2050.
- **Värdering av fjärrvärmens nytta för elsystemet (U2):** Kvantifiering av fjärrvärmens nytta för elsystemet lokalt och regionalt, inklusive ur ett energiberedskapsperspektiv, samt bedömning av hur informationen kan användas i energiplanering och i dialoger mellan aktörer.
- **Redovisning av fossila utsläpp från fjärrvärme (U4)**: Utvärdering av hur fossila utsläpp redovisas i hållbarhetsredovisningar, med särskilt fokus på avfallsbaserad värme, samt analys av hur redovisningen kan utvecklas inom gällande regelverk.

Resultaten från respektive analysdel beskrivs i tre separata rapporter.

Denna rapport avser (U1) Konsekvensanalys vid minskad fjärrvärme och biobränsleanvändning.

1.3 Rapportens syfte

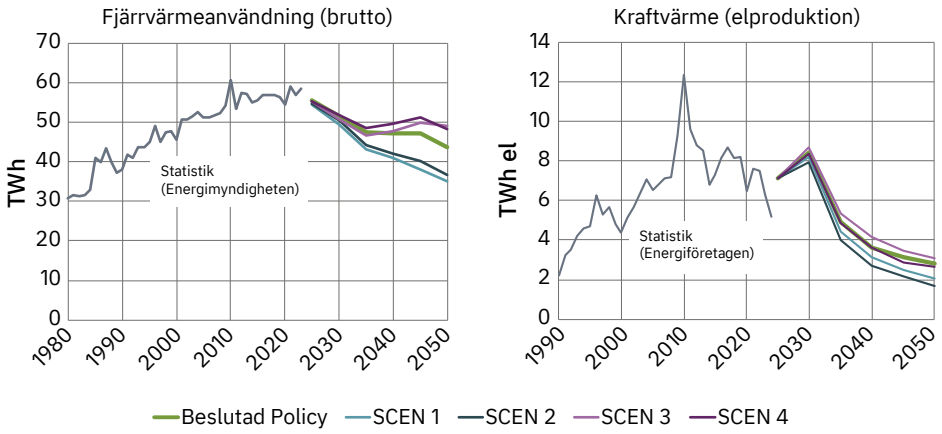
Syftet med rapporten är att belysa fjärrvärmens betydelse för den nationella el- och värmeförsörjningen och konsekvenser för fjärr- och kraftvärmens förutsättningar och utveckling vid olika prisnivåer på biobränsle.

Analyserna utgår från scenariot ”Beslutad Policy” som är framtaget inom ramen för Energimyndighetens långsiktiga scenarier 2025. Detta scenario utgår ifrån att beslutade energi- och klimatpolitiska styrmedel i Sverige (till och med budgetpropositionen 2024/25:1) gäller för hela scenario-perioden (som sträcker sig fram till år 2060). Scenariot beskrivs i bilaga B (metodbilaga) till Energimyndighetens rapport ”Scenarier över Sveriges energisystem – Vägar till ett energisystem med nettonollutsläpp 2050”[4]. Utifrån scenariot har en rad känslighetsanalyser med två olika typer av energisystemmodeller genomförts, vilka beskrivs i detalj i föreliggande rapport.

[4] Energimyndigheten (2025). Scenarier över Sveriges energisystem – Vägar till ett energisystem med nettonollutsläpp 2050. ER 2025:13.

2 Utmaningar för fjärrvärmesektorn

Modellanalyserna som Profu genomförde på uppdrag av Energimyndigheten inom studien ”Långsiktiga scenarier 2025”[5] identifierade en, ur ett fjärrvärmeperspektiv, bekymmersam utveckling för efterfrågan på fjärrvärmen och, i synnerhet, för kraftvärmens framtida bidrag till elproduktionen, se Figur 2. I samtliga analyserade scenarier minskade efterfrågan på fjärrvärme över tid men i olika takt. Nedgången i kraftvärmeproduktionen är särskilt markant i samtliga scenarier.



Figur 1. Till vänster: Den faktiska fjärrvärmeanvändningen (brutto, det vill säga inklusive distributionsförluster) under perioden 1980–2023[6] samt utvecklingen fram till 2050 i de fem scenarierna i Energimyndighetens *Långsiktiga scenarier 2025*. Till höger: Den faktiska elproduktionen från kraftvärme under perioden 1990–2024[7] tillsammans med utvecklingen fram till 2050 enligt de fem scenarierna i Energimyndighetens *Långsiktiga scenarier 2025*.

Förklaringen till nedgången för fjärrvärmen och kraftvärmen modellanalyserna står att finna i ett antal viktiga omvärldsförutsättningar och beräkningsantaganden, flera av dem behäftade med relativt stora osäkerheter. Inom bostads- och lokalsektorn tappar fjärrvärme som uppvärmningsalternativ något av sin konkurrenskraft gentemot småskaliga värmepumpar, vars andel av värmemarknaden fortsätter att stiga, men också gentemot olika värmeeffektiviseringsåtgärder. En hög värmeeffektivitet (COP-värde) och ett relativt måttligt elpris förklarar värmepumparnas konkurrenskraft i samtliga scenarier.[8] Dessutom antas de pågående klimatförändringarna bidra till ett minskande värmebehov över tid. Klimatförändringarna i kombination med

[5] Energimyndigheten (2025), ” Scenarier över Sveriges energisystem – Vägar till ett energisystem med nettonollutsläpp 2050”

[6] Energimyndigheten, ”Energiläget i siffror 2024”

[7] Energiföretagen, ”Energiåret 2024 – Tabeller”, https://www.energiforetagen.se/statistik/energiaret/

[8] TIMES-NORDIC-modellen beskriver Sverige som ett enda prisområde. I verkligheten uppvisar de fyra elområdena relativt stora skillnader i elpris vilket därmed innebär att de småskaliga värmepumparnas konkurrenskraft kan se olika ut i olika elområden (och även till viss del i olika elnätsområden).

lönsamma effektiviseringsåtgärder bidrar till en sammantaget krympande värmemarknad över tid eftersom det även antas att uppvärmningsbehovet i nybyggnationen inte förmår att kompensera för minskningen i den befintliga byggnadsstocken.[9] I några av scenarierna gjordes också antaganden om relativt stringenta krav på effektiviseringsåtgärder till följd av implementering av Energiprestandadirektivet (EPBD). Även detta kan komma att bidra till en avtagande efterfrågan på fjärrvärme över tid.

Men det är inte bara på användarsidan på värmemarknaden som det finns skeenden som försvårar för fjärrvärmen. Det finns även förändringar i fjärrvärmens produktionsled som i modellanalyserna medför kostnadsökningar och därigenom försämrar fjärrvärmens konkurrenskraft. De tydligaste konsekvenserna av detta visar sig för biobränsleeldad kraftvärme.

Den främsta förklaringen till kraftvärmens nedgång i modellanalyserna står att finna i den ökande konkurrensen om biobränslen. Idag är olika typer av biobränslen, främst skogsbränslen, de viktigaste bränslena för kraftvärmeproduktion och för fjärrvärmeproduktion. Dessutom dämpas kraftvärmeproduktionen på sikt i modellanalyserna till följd av en ökad användning av bio-CCS[10], vilket i modellbeskrivningen antas medföra ett bortfall av eleffekt. I modellbeskrivningen saknas alltså möjligheten att periodvis avstå från CO_2-avskiljning för att istället maximera elproduktionen. Betydelsen av denna förenkling är dock relativt liten med avseende på den framtida elproduktionen i kraftvärmeverken. I två av Energimyndighetens fyra utforskande scenarier (benämns SCEN1–4 i föregående figur) investeras även i kärnkraftvärme, som inte ingår i figuren ovan. Elproduktionen från dessa uppgår till ca 2–5 TWh beroende på modellår (efter 2040) och skulle alltså kunna adderas till figuren (i två av scenarierna) om syftet är att inkludera samtliga typer av kraftvärme i fjärrvärmenäten. Utsikterna för kärnkraftvärme får emellertid betraktas som högst osäkra i nuläget.

Det är främst efterfrågan på biodrivmedel inom transportsektorn som bidrar till den ökade konkurrensen om biobränslen, eftersom skogsbränslen kan komma att få en viktig roll som råvara för biodrivmedelsproduktion (till exempel metanol, biometan, förnybart flygbränsle och biodiesel). Denna efterfrågan på biodrivmedel drivs fram av tre viktiga grupper av beräkningsförutsättningar:

- stringensen i ett antal policymål- och -åtgärder
- antaganden kring den tekniska utvecklingen för biodrivmedelsproduktion (och andra typer av drivmedel)
- förutsättningar för import och export av biodrivmedel

[9] Modellverktyget TIMES-NORDIC utgår från normalårsförhållanden.

[10] Omfattningen av bio-CCS i modellanalyserna är delvis ett beräkningsresultat och delvis ett scenarioantagande.

De olika policymålen och -åtgärderna som är relevanta för transportsektorn och som i olika grad är föremål för osäkerheter är främst:

- EU:s inblandningskrav för flyget som stipulerar 70 % inblandning av förnybara syntetiska flygbränslen (SAF) till 2050.
- EU:s emissionsreduktionskrav för sjöfarten som stipulerar en minskning av sjöfartsbränslens växthusgasintensitet med 80 % till 2050.
- Den svenska reduktionsplikten på 10 % (inklusive el från publika laddstationer).
- Energi- och koldioxidbeskattning och skattenedsättningar för högblandade drivmedel som exempelvis HVO100.
- Prisutvecklingen inom ETS (relevant för flyg och sjöfart) och ETS2 (relevant för vägtransporter).
- Regelverk som påverkar transportsektorns elektrifiering, som till exempel EU:s CO_2-standarder samt förbud mot lätta fordon med förbränningsmotor från 2035.

Det slutliga utfallet för dessa policymål är naturligtvis en viktig osäkerhetsfaktor och något som i tidigare uppdrag varierat mellan scenarier. Transportsektorns efterfrågan på biodrivmedel faller följaktligen högre ut i scenarier där man utgår från att målen möts eller att styrmedlen är i bruk under hela modellperioden jämfört med scenarier där man antingen skjuter upp målen i tid eller där vissa styrmedel antas fasas ut.

En annan viktig grupp av omvärldsfaktorer är synen på den tekniska utvecklingen för biodrivmedelsproduktion och annan drivmedelsproduktion. Ett antagande om sjunkande kostnader över tid till följd av teknisk utveckling ger ett annat utfall än om förutsättningar för kostnadsminskningar i framtiden antas saknas. Även förutsättningarna för andra drivmedel påverkar efterfrågan på biodrivmedel. Det gäller exempelvis takten i fordonsflottans elektrifiering, kostnader för e-bränsleproduktion och förutsättningar för vätgas som drivmedel. Även om det finns en rad alternativ till biodrivmedel i form av vätgas, el och e-bränslen så har biodrivmedel vissa konkurrensfördelar, inte minst inom sjöfart och flyg.

Den tredje gruppen, förutsättningar för import och export av biodrivmedel (inklusive handel med råvaror för inhemsk biodrivmedelsproduktion), utgör också en viktig beräkningsförutsättning. Eftersom modellverktyget inte inkluderar en internationell biobränslemarknad måste antaganden göras kring en potential för import av förädlade biodrivmedel eller import av råvaror för inhemsk biodrivmedelsproduktion. Ju större potential för import till ett konkurrenskraftigt pris, desto mindre tryck på inhemska råvaror för biodrivmedelsproduktion och desto lägre prisbild på skogsbränslen. På liknande sätt kan förutsättningarna för framtida exportpotentialer av inhemskt producerade biodrivmedel påverka konkurrenssituationen av bioråvara.

Sist, men inte minst, har utbudssidan av biobränslen också betydelse för efterfrågan. Ju större utbud till låga kostnader, desto högre efterfrågan, allt annat lika. Modellberäkningarna resulterar därmed i ett jämviktspris som bestäms av utbud och efterfrågan i varje modellår.

Industrins (exklusive drivmedelsproduktion) efterfrågan på trädbränslen avtar något över tid i de flesta av scenarierna. Det beror på att i första hand skogsindustrin, inklusive pappers- och massaindustrin och trävaruindustrin, genomför interna effektiviseringar vilket minskar energianvändningen och att en (mindre) del av biobränslena substitueras mot el för produktion av processvärme under perioder då elpriset är förhållandevis lågt. Efterfrågan på förädlade förnybara bränslen ökar generellt i scenarierna för att ersätta fossil olja.

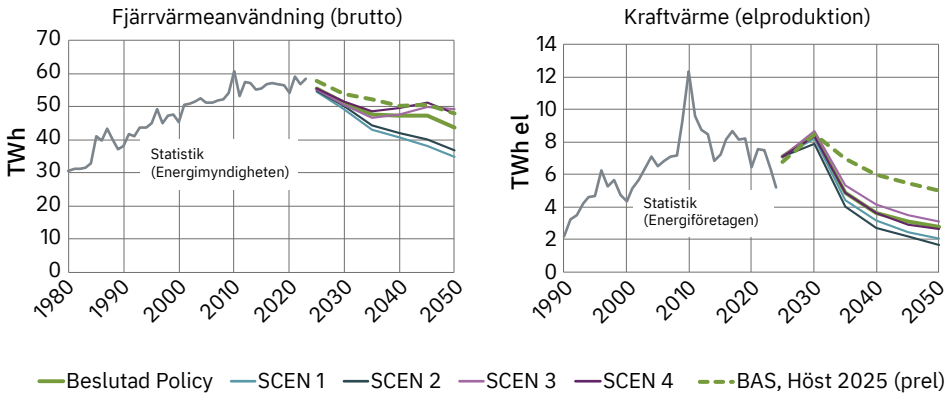
Sammanfattningsvis medför ett flertal av de ovan beskrivna omvärldsfaktorerna ett ökat kostnadstryck på skogsflis som idag är det viktigaste bränslet inom fjärrvärmeproduktionen. Det medför ökade produktionskostnader för fjärrvärme vilket innebär en konkurrensnackdel med en vikande efterfrågan som resultat. För kraftvärmen blir detta extra kännbart med följden att nyinvesteringar i biobränslebaserad kraftvärme i princip upphör på sikt.

2.1 En uppdaterad scenarioanalys

Parallellt med detta uppdrag genomför Profu tillsammans med Energimyndigheten en uppdaterad scenarioanalys (under senhösten 2025) där en hel del är gemensamt med de scenarier som vi har redogjort för ovan, men där också ett antal viktiga omvärldsfaktorer och beräkningsförutsättningar har ändrats och uppdaterats. Det gäller inte minst incitamenten för en ökad efterfrågan på biobränslen för transportändamål. Viktigt att poängtera är att, givet det långa tidsperspektivet och de stora osäkerheterna, en sådan uppdatering inte per automatik innebär att de ”gamla” scenarierna är ”fel”. Det handlar istället om att perspektiven och förutsättningarna har ändrats, något som kan skifta fram och tillbaka över tid, vilket helt enkelt understryker de stora osäkerheterna som finns. Dessa osäkerheter får också konsekvenser för modellutfallet.

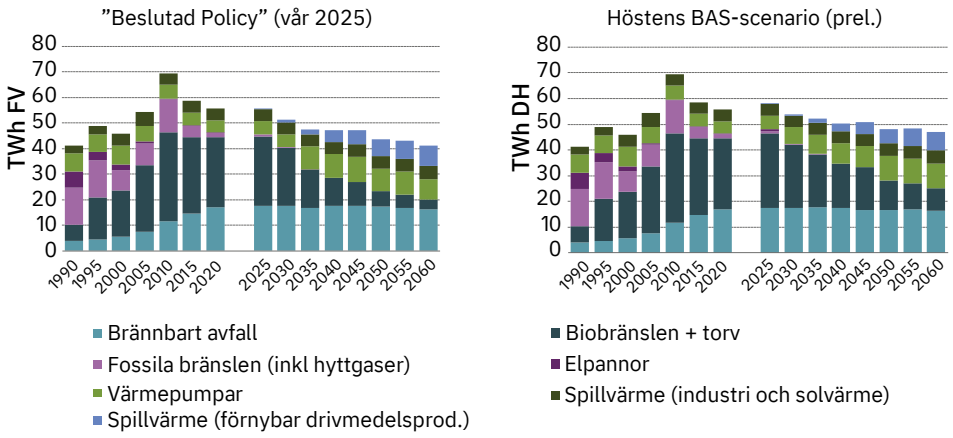
Den uppdaterade scenarioanalysen är inkluderad i Figur 2, tillsammans med de äldre scenarioutfallen i Figur 1, och redovisas som ”BAS, Höst 2025”. När dessa analyser sammanställdes (senhösten 2025) så var de uppdaterade beräkningarna ännu av preliminär karaktär. På grund av tidplanen i detta uppdrag har vi inte haft möjlighet att här inkludera de slutliga beräkningarna av den uppdaterade scenarioanalysen men med facit i hand (januari 2026) kan vi konstatera att de slutliga beräkningarna skiljer sig väldigt lite från de preliminära beräkningarna med avseende på fjärrvärme och kraftvärme. Med andra ord: de slutsatser som vi här drar från de preliminära modellberäkningarna är också giltiga med utgångspunkt från de slutliga modellberäkningarna. Det uppdaterade scenariot som fortsatt refereras till i denna text avser alltså de preliminära modellberäkningarna från senhösten 2025.

I Figur 2 kan man se att efterfrågan på fjärrvärme i det uppdaterade BAS-scenariot genomgående ligger högre än i de tidigare scenarierna. År 2050 är fjärrvärmeanvändningen i det nya BAS-scenariot ca 5 TWh högre än i ”Beslutad Policy” som har använts som utgångspunkt för analyserna inom detta uppdrag. För kraftvärmeproduktionen är skillnaden ännu tydligare, runt 2050 produceras ca dubbelt så mycket el från kraftvärme (ca 5 TWh) i det uppdaterade BAS-scenariot som i ”Beslutad Policy”. Icke desto mindre är trenden avtagande för såväl fjärrvärmeanvändningen som kraftvärme-produktionen, men alltså inte alls i samma omfattning som i ”Beslutad Policy” (eller i något av de andra ”äldre” scenarierna).



Figur 2. Till vänster: Den faktiska fjärrvärmeanvändningen (brutto) under perioden 1980–2023 (statistik från Energimyndigheten) samt utvecklingen fram till 2050 i de fem scenarierna i Energimyndighetens *Långsiktiga scenarier 2025* tillsammans med det uppdaterade BAS-scenariot (hösten 2025, preliminära resultat). Till höger: Den faktiska elproduktionen från kraftvärme under perioden 1990–2024 (statistik från Energiföretagen) tillsammans med utvecklingen fram till 2050 enligt de fem scenarierna i Energimyndighetens *Långsiktiga scenarier 2025* tillsammans med det uppdaterade BAS-scenariot (hösten 2025, preliminära resultat).

En jämförelse mellan det uppdaterade BAS-scenariot (preliminära resultat) och ”Beslutad Policy” med avseende på produktionsmixen för fjärrvärme visas i Figur 3. Här syns tydligt att användningen av biobränslen är större i det uppdaterade BAS-scenariot än i ”Beslutad Policy” vilket också medför att den totala fjärrvärmevolymen är större i det uppdaterade BAS-scenariot. Det kan också konstateras att det i bägge scenarier, i olika omfattning, sker ett skifte i produktionen från bränslebaserad fjärrvärmeproduktion till olika spillvärmeresurser och värmepumpar. Det finns med andra ord alternativ produktion som kan utnyttjas för att dämpa de negativa effekterna av stigande priser på biobränslen.



Figur 3. Fjärrvärmeproduktionens sammansättning i ”Beslutad policy” från våren 2025 (till vänster) och BAS-scenariot från hösten 2025 (till höger).

Det som skiljer förutsättningarna i det uppdaterade BAS-scenariot (hösten 2025) från ”Beslutad Policy”-scenariot (våren 2025) är bland annat följande:

- Klart lägre prisutveckling inom ETS2
- Höginblandade biodrivmedel antas inte få fortsatt skattebefrielse
- Investeringskostnader för biodrivmedelproduktion antas vara oförändrade under hela modellperioden[11]

Samtliga dessa omvärldsförutsättningar medför ett minskat tryck på inhemsk skogsråvara och därmed också en prisbild som ligger lägre i det uppdaterade BAS-scenariot (prisutvecklingen på biobränslen är ett modellresultat). Detta kommer fjärrvärmesektorn till gagn och som därmed utvecklas i en riktning som inte är riktigt lika utmanande som i de tidigare scenarierna (från våren 2025). De övergripande trenderna med en (kraftigt) minskad användning av biobränsle för fjärrvärmeproduktion och en övergång till större andel förbränningsfri fjärrvärmetillförsel kvarstår dock.

[11] I ”Beslutad Policy” (från våren 2025) antas sjunkande kostnader för biodrivmedelsproduktion (och annan förnybar drivmedelsproduktion) över tid baserat på kostnadsbedömningar från danska Energistyrelsen (Danish Energy Agency, 2021; tillgänglig på https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-renewable-fuels).

3 Utvidgad modellanalys

Detta kapitel beskriver den utökade modellanalys med TIMES-NORDIC-modellen[12] som har gjorts inom ramen för det föreliggande uppdraget och som utgör en fördjupning och ett komplement till de tidigare modellberäkningarna (som beskrivs i föregående kapitel och som alltså också baseras på beräkningar med samma modell). Den utökade modellanalysen omfattar tre delar:

- En detaljerad analys av kopplingen mellan det framtida biobränslepriset (skogsflis) och förutsättningarna för fjärrvärme och kraftvärme. *Här har vi endast utgått från "Beslutad Policy"-scenariot (från våren 2025)*.
- En analys av effekterna av att slopa elskatten inom fjärrvärmeproduktionen. *Även i detta fall har vi utgått från "Beslutad Policy"-scenariot*.
- En analys av vilken betydelse ett investeringsstöd kan komma att få för investeringsviljan i ny biobränslebaserad kraftvärme. Analysen kan sägas vara en förenklad beskrivning av ett eventuellt stöd genom "Kraftlyftet". *I detta fall har vi främst utgått från "Beslutad Policy"-scenariot men vi har även valt att göra kompletterande modellanalyser med utgångspunkt från det uppdaterade (hösten 2025) BAS-scenariot (preliminära beräkningar vid denna analyssammanställning)*.

Den utökade modellanalysen kompletterar därmed vårens modellanalyser genom att ge en utökad förståelse för kopplingen mellan biobränslepris och fjärrvärmesektorns utveckling samt genom att beakta ytterligare omvärldsfaktorer. En bättre förståelse för biobränslepriskopplingen och vilka omvärldsfaktorer som har betydelse för den ena eller den andra riktningen avseende fjärrvärmens och biobränslets framtida utveckling är viktig, inte minst när det gäller att föreslå åtgärder för att förhindra eller dämpa en nedåtgående utveckling.

3.1 Biobränsleprisutvecklingens påverkan

Rysslands invasion av Ukraina 2022 bidrog till att biobränslepriserna sköt i höjden och under 2024 låg prisbilden på 350–400 SEK/MWh skogsflis (Energimyndigheten 2025).[13] Under det senare året syns indikationer på att priserna har börjat att leta sig nedåt igen. De senaste årens prisbild står dock i bjärt kontrast mot åren före invasionen, då priset på skogsflis låg relativt stabilt på omkring 230–250 SEK/MWh (i 2025 års penningvärde).

I "Beslutad Policy"-scenariot från "Långsiktiga scenarier 2025" stiger priset på skogsflis långsiktigt över tid och når ca 330 SEK/MWh år 2030, 500 SEK/MWh år 2040 och nästan 800 SEK/MWh år 2050 (samtliga priser i

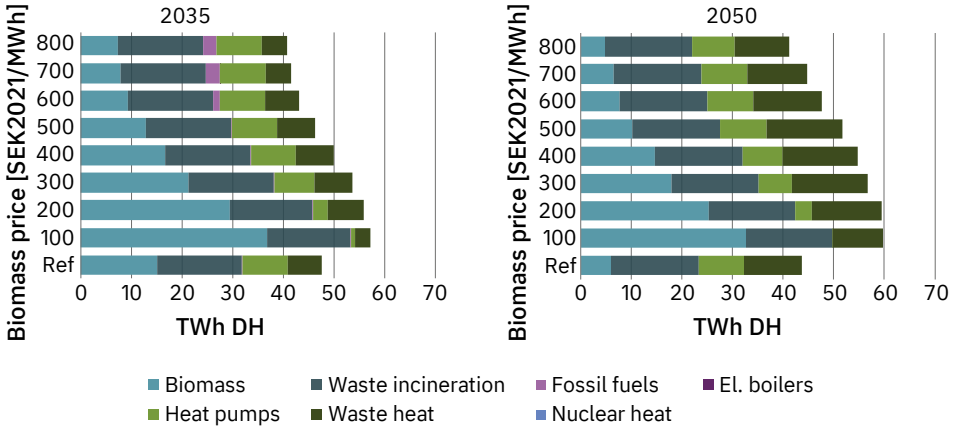
[12] Mer att läsa om TIMES-NORDIC-modellen finns i bilaga B i Energimyndighetens rapport "Scenarier över Sveriges energisystem – Vägar till ett energisystem med nettonollutsläpp 2050".

[13] Energimyndigheten (2025), "Trädbränsle-, torv- och avfallspriser", https://www.energimyndigheten.se/statistik/officiell-energistatistik/prisutveckling-inom-energiomradet/tradbransle--och-torvpriser/

2024 års penningvärde). Denna signifikanta prisökning är den huvudsakliga förklaringen till kostnadsökningen för fjärrvärmeproduktionen och därmed fjärrvärmens minskande konkurrenskraft över tid. I denna utökade modellanalys har vi ansatt fasta och exogena priser på skogsflis, ett pris per modellberäkning, i intervallet 100–900 SEK/MWh i 2024 års penningvärde. I dessa beräkningar finns därmed oändliga mängder skogsflis tillgängligt till ett bestämt pris medan priset i ”Beslutad Policy”-scenariot istället är ett modellresultat av utbud (som är begränsat) och efterfrågan.

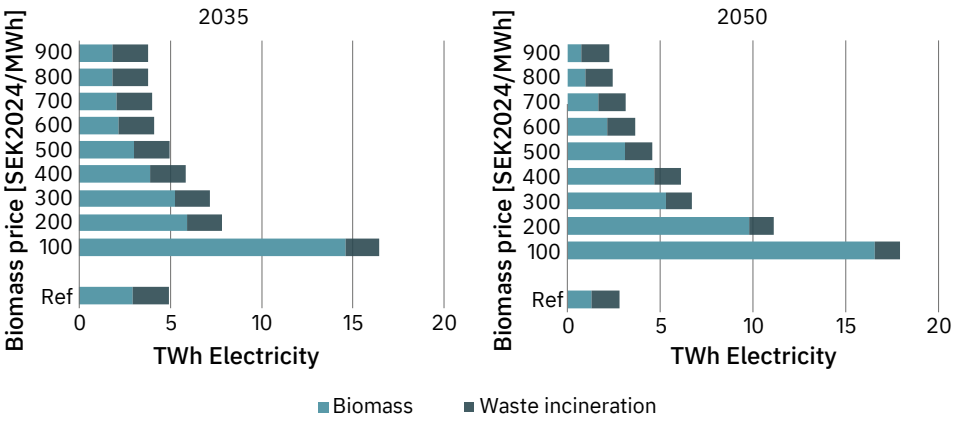
Den utvidgade modellanalysen ger svar på hur efterfrågan på fjärrvärme och fjärrvärmeproduktionsmixen påverkas av olika långsiktiga (och fixa) priser på skogsflis, se Figur 4. För bägge redovisade modellåren, 2035 respektive 2050, framgår att den biobränslebaserade fjärrvärmeproduktionen minskar ju högre priset på biobränslen (skogsflis) är. Istället ökar annan typ av fjärrvärmeproduktion, framför allt olika typer av spillvärme och värmepumpar. Denna ökning kompenserar dock inte för minskningen i biobränslebaserad fjärrvärmeproduktion, varför den totala produktionsvolymen avtar som ett resultat av att fjärrvärme tappar i konkurrenskraft (gentemot exempelvis småskaliga värmepumpar) i takt med att priset på biobränslen antas stiga för ett givet modellår. På kortare sikt, 2035, ökar även användningen av fossila bränslen vid riktigt höga biobränslepriser. På längre sikt, 2050, saknas förutsättningarna för fossilbaserad fjärrvärmeproduktion enligt modellberäkningarna även vid riktigt höga priser på biobränslen (framför allt till följd av mycket höga priser inom ETS-marknaden men också till följd av modellantaganden om att policybeslut inte medger möjligheter till nyinvesteringar i fossilbaserad fjärrvärmeproduktion på längre sikt).

Om dagens prisnivå på skogsbränslen (ca 370 SEK/MWh enligt Energimyndighetens prisblad; medelvärde mellan 2024:Q1 och 2025:Q3) skulle bestå under hela modellperioden så indikerar denna modellanalys att efterfrågan på fjärrvärme (vilket är detsamma som den totala produktionsvolymen i Figur 4) till 2035 minskar med drygt 5 % jämfört med dagens efterfrågan (omkring 55 TWh brutto).



Figur 4. Fjärrvärmeproduktionsmixen som funktion av det långsiktiga priset på skogsflis, år 2035 respektive år 2050 (med utgångspunkt från förutsättningarna i ”Beslutad Policy”-scenariot). ”Ref” anger utfallet för ”Beslutad Policy”-scenariot.

I Figur 5 redovisas motsvarande beräkningsresultat som i föregående figur men denna gång med avseende på kraftvärmeproduktion från biobränslen och avfallsbränslen. Man kan se att potentialen för kraftvärme är stor men att det, med utgångspunkt från denna analys, förutsätter enligt vår bedömning orealistiskt låga priser på biobränslen. I figuren framgår det också att biobränslepriset har en tydlig påverkan på kraftvärmeproduktionen. Elproduktion från avfallsförbränning påverkas marginellt men är begränsat av ett lågt elutbyte.[14]



Figur 5. Årlig elproduktion från kraftvärme (biobränsle och avfall) som funktion av det långsiktiga priset på skogsflis år 2035 respektive 2050 (med utgångspunkt från ”Beslutad Policy”-scenariot). ”Ref” anger utfallet för ”Beslutad Policy”-scenariot.

3.2 Elskatt på fjärrvärmeproduktion

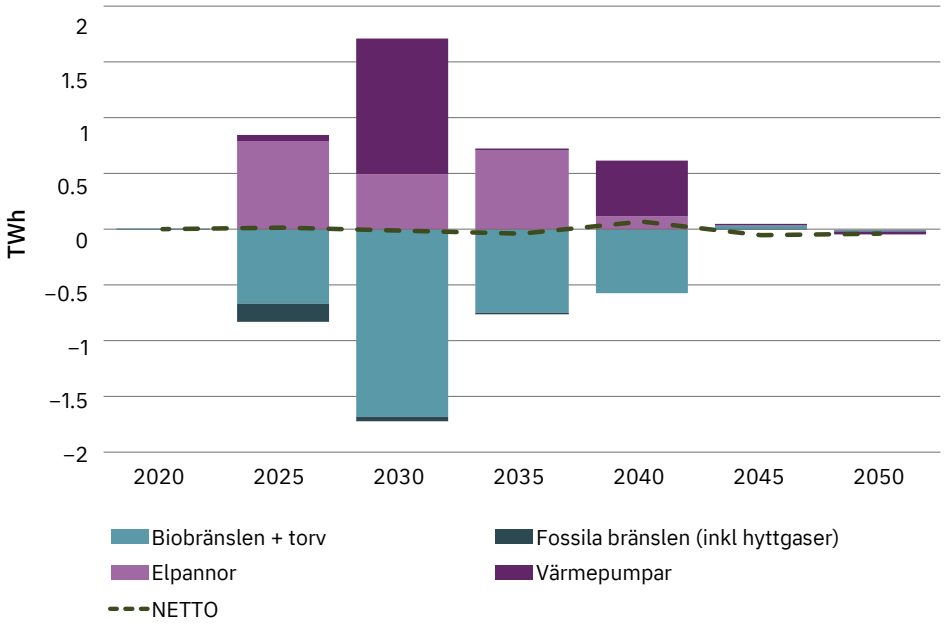
Idag (2025) belastas elbaserad fjärrvärmeproduktion i elpannor och värmepumpar med en elskatt på 44 öre/kWh exklusive moms i större delen av landet.[15] Systemeffekter av att sänka denna till EU:s miniminivå på 0,6 öre/kWh har analyserats med utgångspunkt från ”Beslutad Policy”-scenariot. Sänkningen antas vara temporär under perioden 2030–2040. Modellresultaten visar att det främst handlar om ett skifte i bränsle från biobränslen till elpannor och värmepumpar, se Figur 6. Fjärrvärmens konkurrenskraft påverkas endast marginellt och man kan inte se någon effekt på efterfrågan på fjärrvärme. Om vi däremot reducerar elskatten för fjärrvärmeproduktionen under *hela* den återstående modellperioden från och med 2030, det vill säga under 2030–2060, så fås en viss effekt även på efterfrågan på fjärrvärme som är ca 0,5–1 TWh högre (beroende på modellår) än i utgångsfallet där dagens elskatt istället är inkluderad under hela perioden fram till 2050. Ett litet nettolyft i fjärrvärmefterfrågan vid borttagning av elskatten över längre tid överensstämmer även med den modellanalys av liknande slag, men med andra scenarioförutsättningar, som Profu gjorde på uppdrag av Energiföretagen under 2024 (ej publikt tillgänglig).

[14] Elutbytet anger förhållandet mellan elproduktion och fjärrvärmeproduktion i ett kraftvärmeverk (benämns också alfavärde).

[15] Energiskatten på el sänktes efter årsskiftet 2025/2026 till 36 öre/kWh.

För att en (i detta fall kraftig) minskning av elskatten ska få en märkbar effekt på fjärrvärmeproduktionen, och i förlängningen en gynnsam effekt på fjärrvärmens konkurrenskraft på värmemarknaden, måste perioder med låga, eller mycket låga, elpriser sammanfalla med ett visst minimalt fjärrvärmebehov eftersom det i många fjärrvärmesystem finns relativt gott om produktion med låga rörliga kostnader som kommer in tidigt i driftordning (avfallsförbränning och spillvärme). Typiska sådana perioder utgörs av blåsiga vinterdagar då både elpriset är lågt samtidigt som efterfrågan på fjärrvärme är relativt hög. Då den modell som har utnyttjats i denna analys har en relativt grov tidsindelning inom ett specifikt år, kan perioder med låga, eller mycket låga, elpriser ha underskattats något. Av det följer att även incitamenten för elpannor i fjärrvärmeproduktionen kan ha underskattats något. Å andra sidan beaktas heller inte de potentiellt höga effektkostnaderna i det lokala elnätet fullt ut i modellansatsen och som kan komma att påverka lönsamheten för elpannor och stora värmepumpar.

Profus elmarknadsmodell EPOD (mer om den längre fram i rapporten) har en timvis tidsupplösning och beaktar därmed elprisvariabiliteten på ett mer precist sätt än TIMES-NORDIC. Nyligen genomförda modellanalyser med EPOD-modellen som utgår från 2024 års el- och fjärrvärmesystem indikerar att en kraftigt reducerad elskatt ner till miniminivån ger effekter i fjärrvärmeproduktionen av ungefär samma slag som redovisas här. Det vill säga, den elbaserade fjärrvärmeproduktionen ökar med i storleksordningen 1 TWh (grovt räknat) och ökningen sker både i elpannor och värmepumpar (medan annan fjärrvärmeproduktion minskar i samma utsträckning).

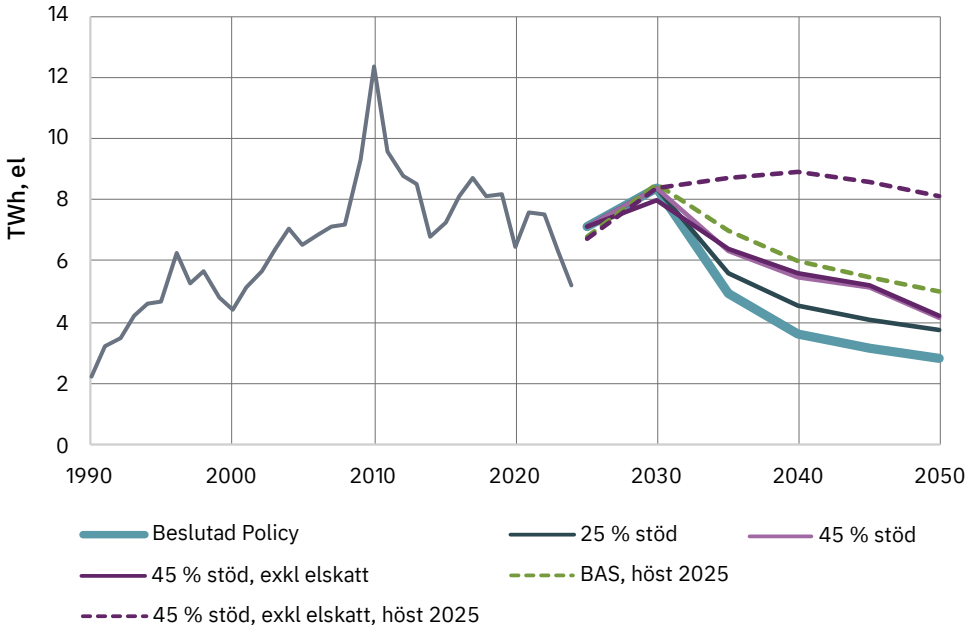


Figur 6. Skillnad i produktionsmixen för fjärrvärme i ett fall där elskatten reducerats till nästan noll under 2030–2040 och ett fall där elskatten bibehålls på dagens nivå under hela modellperioden (med utgångspunkt från ”Beslutad Policy”-scenariot).

3.3 Stöd till kraftvärmeinvesteringar

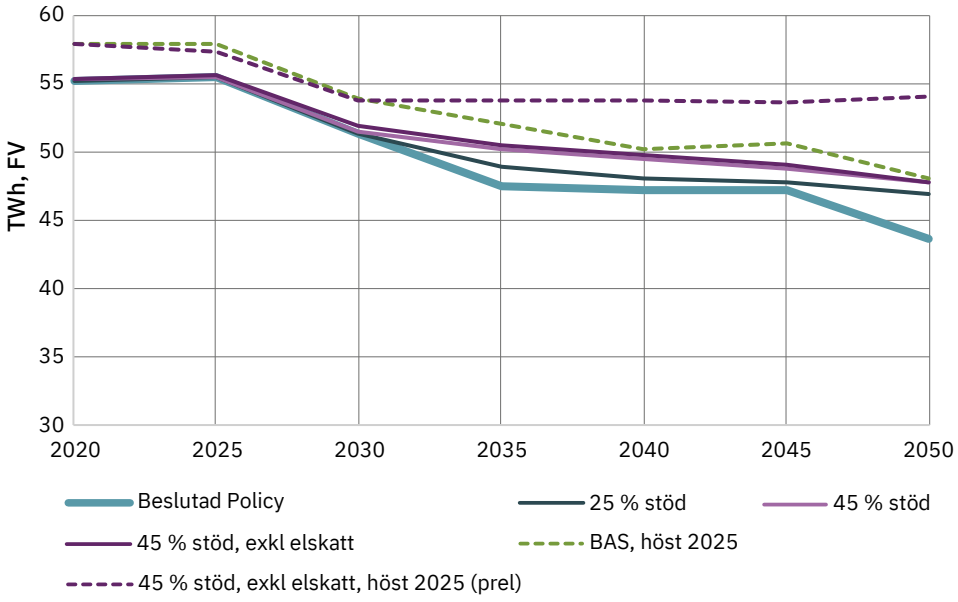
Som ett led i känslighetsanalysen har vi även genomfört en serie modellberäkningar där nyinvesteringar i biobränslebaserad kraftvärme antas motta ett investeringsstöd. Detta är en relativ *enkel simulering* av den effekt som ett investeringsstöd liknande Kraftlyftet kan komma att få på investeringsincitamenten. Kraftlyftet omfattar även stöd till andra typer av investeringar i planerbar effekt men vi har begränsat oss till att i olika grad endast subventionera investeringar i biobränslekraftvärme. Två olika beräkningsfall har genomförts, ett fall där investeringsstödet antas uppgå till 25 % av investeringen och ett fall där investeringsstödet antas uppgå till 45 % av investeringen, vilket motsvarar den maximala stödnivån som har föreslagits inom Kraftlyftet. Kraftlyftet begränsas också av en total stödsumma på 4 miljarder under den period som stödsystemet är tänkt att vara i bruk. En sådan övre begränsning har vi inte infört explicit i modellanalysen utan syftet är istället att ta fram beräkningsutfall som får ett *signifikant* utslag på kraftvärmens långsiktiga bidrag till eltillförseln. Därefter redovisar vi hur det totala stödbelopp som erhålls i beräkningarna relaterar till de 4 miljarderna. Till slut har vi även undersökt ett fall där vi kombinerar nedsatt elskatt (från föregående avsnitt) med den högsta stödnivån, det vill säga 45 % av investeringen i biobränsleeldad kraftvärme.

Modellresultaten med avseende på kraftvärmeproduktionen visas i Figur 7. Det är den samlade kraftvärmeproduktionen (i fjärrvärmenäten) som visas, men där biobränslekraftvärme står för den absoluta lejonparten (notera att figuren innehåller även statistik fram till 2023; längre bak i tiden genererade även fossileldad kraftvärme ett relativt stort bidrag). De heldragna linjerna visar beräkningsutfallet med utgångspunkt från ”Beslutad Policy”-scenariot medan de streckade linjerna tar sin utgångspunkt från höstens (2025) BAS-scenario (endast en variant; preliminära beräkningar). Vi kan, precis som tidigare, konstatera att utfallet för kraftvärmeproduktionen är betydligt mer fördelaktigt i höstens BAS-scenario än i ”Beslutad Policy”-scenariot. Vi kan också konstatera att de stödnivåer som har analyserats ger en signifikant förbättring för kraftvärmeproduktionen i såväl ”Beslutad Policy”-scenariot som i höstens BAS-scenario. Att även inkludera en nedsatt elskatt ger ingen effekt på kraftvärmeproduktionen (den gula heldragna linjen är nästintill identisk med den röda heldragna linjen i diagrammet). I synnerhet i höstens BAS-scenario får en stödnivå på 45 % en väsentlig effekt. Kraftvärmeproduktionen ligger där på historiskt höga nivåer under hela modellperioden.



Figur 7. Elproduktion från kraftvärme inom fjärrvärmesektorn i de olika beräkningsfallen.
Källa 1990–2023: Energiföretagen.

I Figur 8 redovisas effekten på fjärrvärmeefterfrågan. Generösa stöd till kraftvärme har potential att reducera fjärrvärmeproduktionens kostnader så pass mycket att fjärrvärmens konkurrenskraft, och därmed efterfrågan på fjärrvärme, ökar. Typiskt handlar det långsiktigt om ca 2–5 TWh mer fjärrvärme i såväl ”Beslutad Policy”-scenariot som i höstens BAS-scenario. Även här kan man se att en nedsatt elskatt på fjärrvärmeproduktion under perioden 2030–2040 inte har någon betydelse för fjärrvärmeefterfrågan (återigen är den gula heldragna linjen i princip identisk med den röda heldragna linjen).



Figur 8. Fjärrvärmeanvändningen (brutto) i de olika beräkningsfallen.

3.3.1 De analyserade stödnivåerna överstiger Kraftlyftets budget

Vi har alltså kunnat konstatera att de analyserade stödnivåerna ger effekt, vilket också var syftet med känslighetsanalysen. Men med tanke på att de ger en betydande effekt så fordrar de samlade investeringarna följaktligen en ansenlig mängd stödpengar. Det visar sig, med utgångspunkt från ”Beslutad Policy”-scenariot, att fallet med 25 % stöd tar 10 miljarder i stödanspråk och fallet med 45 % knappt 27 miljarder SEK i anspråk (räknat som engångsbelopp). Höstens BAS-scenario i kombination med 45 % stödnivå landar på knappt 50 miljarder. Att det beräkningsfallet konsumerar mest stödpengar är inte så förvånade eftersom det är det fall som leder till den största effekten på kraftvärmeinvesteringarna.

Vi kan därmed konstatera att samtliga fall erfordrar stöd som är väsentligt större än de 4 miljarder som aviserats inom Kraftlyftet. Med den begränsningen som utgångspunkt blir följaktligen stödnivåerna väsentligt lägre och därmed blir också (de positiva) effekterna på kraftvärmeproduktionen väsentligt lägre. Om man dessutom betänker att Kraftlyftets 4 miljarder även finns tillgängligt för annan planerbar effekt, indikerar våra modellanalyser att effekten på nyinvesteringar i kraftvärmeproduktion efter 2030 sannolikt blir relativt begränsad. Men Kraftlyftet möjliggör också stöd till uppgraderingar och livstidsförlängningar i befintlig kapacitet. Den sortens (mindre) investeringar ingår inte i modellbeskrivningen men där skulle Kraftlyftets stöd kunna få en mer betydande effekt för att säkerställa långsiktig drift i den befintliga kraftvärmekapaciteten.

3.4 Biodrivmedel: inhemsk produktion eller import?

Ett framtida behov av stora mängder förnybara flytande och gasformiga bränslen inom transportsektorn, arbetsmaskiner och industrin kan mötas genom import eller inhemsk produktion. Inhemsk produktion kan i sin tur baseras på importerade råvaror eller svenska bioresurser. Sverige har goda förutsättningar för förnybar elproduktion och god tillgång till bioresurser, vilket gör att landet potentiellt skulle kunna bli en nettoexportör av förnybara drivmedel.

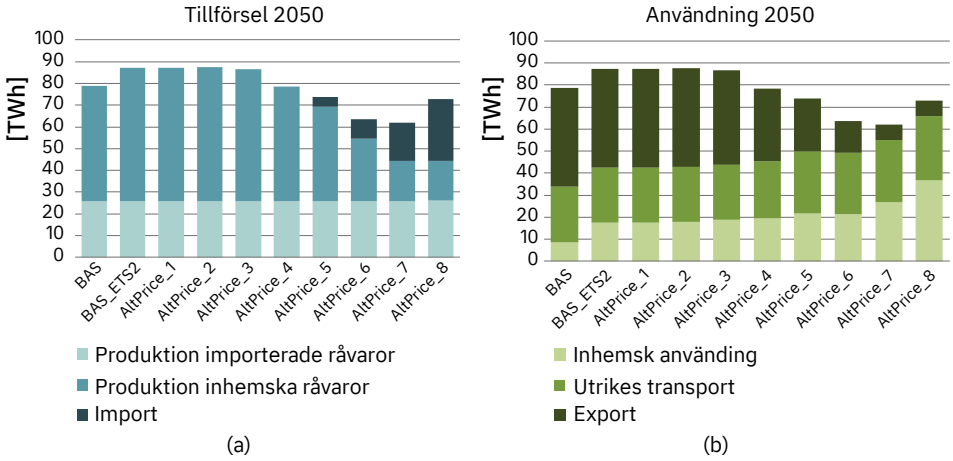
En situation där svensk storskalig produktion av förnybara drivmedel efterfrågar större mängder bioråvara skulle ha betydande påverkan på biobränslemarknaderna. Fjärrvärmebranschen skulle i en sådan utveckling utsättas för en hård konkurrens om ett av dess mest centrala bränslen, vilket vi har kunnat konstatera tidigare i denna rapport. Producenter av förnybara drivmedel verkar på en global marknad och hur svenska aktörer kan stå sig i en global konkurrens är emellertid ännu osäkert.

I detta avsnitt sammanfattas den känslighetsanalys som genomförts inom ramen för uppdateringen av de långsiktiga scenarierna hösten 2025. Analysen belyser hur olika relationer mellan import och export av biodrivmedel påverkar den inhemska konkurrensen om bioråvara och fjärrvärmens konkurrenskraft.

Analysen har genomförts genom att import- och exportpriser för förnybara drivmedel (biodrivmedel och elektrobränslen) har varierats i ett flertal modellkörningar. På så sätt har olika modellutfall för balansen mellan import och export av biodrivmedel genererats, se Figur 9. BAS-scenariot för höstens (2025) uppdaterade långsiktiga scenarier har använts som utgångspunkt för analysen. Därutöver har ett fall med högre ETS2-pris (BAS_ETS2) samt ett antal fall med stegvis lägre import- och exportpriser för förnybara drivmedel analyserats (AltPrice1–8, där AltPrice8 har de lägsta import- och exportpriserna). AltPrice1–8 har alla samma ETS2-priser som BAS_ETS2.[16]

Figur 9a visar hur tillförseln (inklusive import, produktion baserat på importerade råvaror och produktion baserat på inhemska råvaror) ändras när importpriserna går från förhållandevis höga nivåer (i BAS och BAS_ETS2) till allt lägre nivåer (lägst i AltPrice8). Figur 9b visar på motsvarande sätt hur användningen (inklusive inhemsk användning, utrikes transport och export) ändras när importpriserna går från höga till låga nivåer. Resultat för modellår 2050 visas.

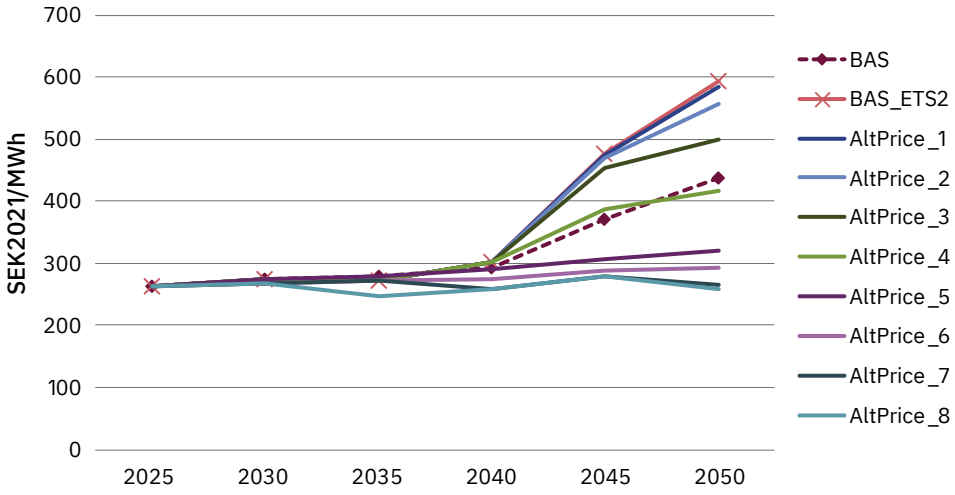
Som framgår av Figur 9 minskar produktionen baserad på inhemska bioråvaror när förutsättningarna för kostnadseffektiv import ökar, det vill säga vid lägre importpriser (till exempel AltPrice8 i jämförelse med BAS). Samtidigt minskar exporten vid lägre exportpriser (till exempel AltPrice8 i jämförelse med BAS). Vid de lägre priserna på förnybara drivmedel som följer av de lägre importpriserna ses även en högre inhemsk efterfrågan och användning (till exempel AltPrice8). Produktion baserad på importerade råvaror utgörs i dessa fall framför allt av produktion av HVO baserat på importerade oljor/fetter. Importpriserna för oljor/fetter varieras i beräkningsfallen på samma sätt som importpriserna för förädlade drivmedel, vilket är orsaken till att denna produktion ligger på samma nivå i samtliga beräkningsfall.



Figur 9. Tillförsel (a) och användning (b) av förnybara drivmedel modellår 2050 för ett flertal olika modellfall med, från vänster till höger, avtagande import- och exportpriser för förnybara drivmedel.

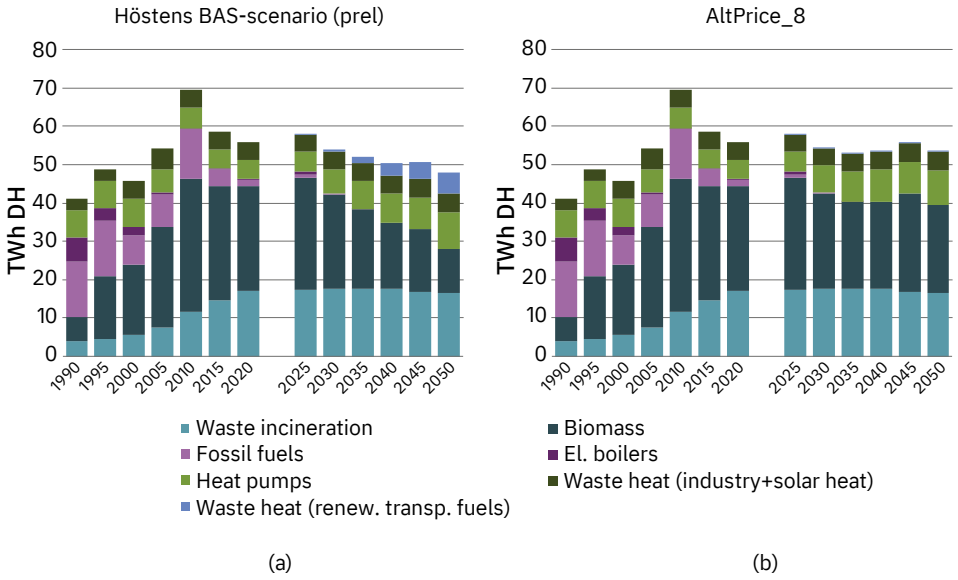
[16] Att vi i denna känslighetsanalys utgår från ett basscenario med högre ETS2-priser (i detta avsnitt benämnt BAS_ETS2) än i höstens egentliga basscenario (BAS) är i linje med Energimyndighetens önskemål för analysen.

En förändrad balans mellan import, export och inhemsk produktion av förnybara drivmedel påverkar priserna på de inhemska marknaderna för oförädlade biobränslen, se prisutvecklingen för skogsflis i Figur 10. En större inhemsk produktion av biodrivmedel baserad på inhemska bioråvaror ger högre skogsflispriser på grund av den höga efterfrågan detta medför (till exempel BAS och BAS_ETS2). En större import av biodrivmedel till låga priser och en lägre inhemsk produktion baserad på inhemska bioråvaror ger lägre priser på skogsflis (till exempel AltPrice_8).



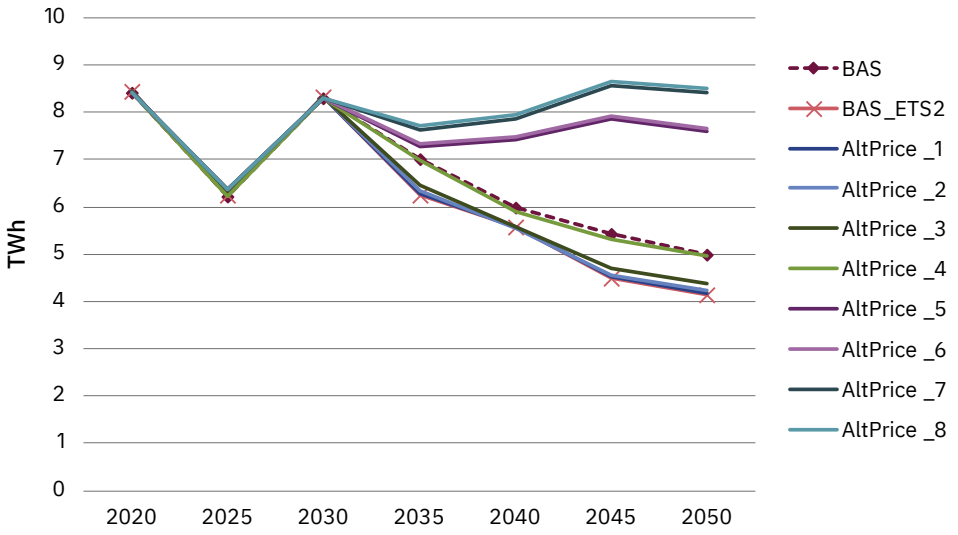
Figur 10. Pris på skogsflis för samtliga beräkningsfall i känslighetsanalysen.

Konkurrensnivån och den relaterade prisnivån på biobränsle får konsekvenser för fjärrvärmesektorn. Höga biobränslepriser ger en fjärrvärmeproduktionsmix som i högre utsträckning baseras på produktion från värmepumpar och från spillvärme. Detta åskådliggörs i Figur 11 där fjärrvärmeproduktionen i BAS, med förhållandevis höga biobränslepriser, jämförs med AltPrice_8, med låga biobränslepriser. Lägre biobränslepriser (Figur 11b) ger en större andel biobränslebaserad produktion och också en större kraftvärmeproduktion. Höga biobränslepriser (Figur 11a) ger också högre fjärrvärmepriser vilket påverkar efterfrågan på fjärrvärmen, vilket ger något lägre produktionsnivåer för fjärrvärme. Fjärrvärmesektorn kan dock dra nytta av den ökade spillvärmetillgången som den högre biodrivmedelsproduktion (i BAS i jämförelse med AltPrice8) för med sig, även om det kan komma att röra sig om ett fåtal fjärrvärmesystem. Detta minskar skillnaden i totala fjärrvärmeleveranser mellan fallen.



Figur 11. Fjärrvärmeproduktion för BAS (a), med förhållandevis hög konkurrens om bioråvara, och för AltPrice_8 (b), med förhållandevis låg konkurrens om bioråvara.

Figur 12 visar den resulterande elproduktionen från kraftvärme (inom fjärrvärmesektorn) för samtliga beräkningsfall inom denna känslighetsanalys. Som nämnts ger fall med en högre biobränslekonkurrens som följd av en större inhemsk produktion av biodrivmedel (till exempel BAS eller BAS_ETS2) en låg (över tid avtagande) produktion från kraftvärme. I fall där utbyggnaden av inhemsk biodrivmedelsproduktion blir lägre (här på grund av ett större beroende av importerade drivmedel) syns en större kraftvärmeproduktion (till exempel AktPrice_8).



Figur 12. Elproduktion från kraftvärme för samtliga beräkningsfall i känslighetsanalysen.

4 Avfallsförbränningens roll och betydelse

I detta kapitel redogör vi för avfallsförbränningens betydelse för fjärrvärmeproduktionen och, i förlängningen, för fjärrvärmens konkurrenskraft på värmemarknaden. Kapitlet belyser hur avfallsförbränningen bidrar till stabil och kostnadseffektiv värmeproduktion, samt hur detta påverkar fjärrvärmens roll i ett energisystem under omställning.

I kapitlet har vi samlat Profus erfarenheter från tidigare studier, inklusive modell- och systemanalyser av fjärrvärme och avfallshantering. Underlaget baseras inte på specifika modellanalyser utförda inom ramarna för det föreliggande uppdraget och heller inte på Energimyndighetens scenario ”Beslutad Policy” från våren 2025 som används som utgångspunkt i merparten av de övriga delarna i denna rapport. Analysen har därmed karaktären av en syntes av befintlig kunskap och gjorda erfarenheter.

Sammantaget visar kapitlet att fjärrvärmens konkurrenskraft och förstärks av en ökad andel avfallsförbränning genom lägre produktionskostnader, men att denna utveckling samtidigt förutsätter investeringar, styrmedel och anpassningar i både avfalls- och energisystemet för att vara förenlig med omställningen till en cirkulär ekonomi.

4.1 Fjärrvärmens konkurrenskraft ökar med mer avfallsförbränning

4.1.1 Beräkningsförutsättningar för avfallsförbränning

Beräkningarna gjordes med TIMES-NORDIC-modellen med syftet att undersöka vad som händer om tillgänglig mängd avfall till avfallsförbränning för fjärrvärmetillförseln ökas med 50 respektive 100 procent, respektive minskar med 50 procent. Resultaten jämförs med ett referensscenario, vilket i allt väsentligt följer Energimyndighetens referensfall (”Lägre elektrifiering”) från studien ”Scenarier över Sveriges energisystem 2023” med några mindre uppdateringar och kompletteringar. Scenarioberäkningarna är gjorda i ett internt arbete för Energiföretagen Sverige år 2024.

Notera att studien avser explorativa scenarier för energisystemet, det vill säga att undersöka vad som händer under vissa förutsättningar, och inte en bedömd, trolig utveckling.

4.1.2 Ökad konkurrenskraft med mer avfalls-förbränning

Beräkningarna visar att en ökad avfallsförbränning skulle förbättra konkurrenskraften för fjärrvärmen. Detta eftersom avfallsförbränning reducerar fjärrvärmens produktionskostnad, vilket medför att mer fjärrvärme efterfrågas. Effekten märks främst från 2030 när modellen hinner investera och anpassa systemet till de nya förutsättningarna. När fjärrvärme ökar är det främst värmepumpar som minskar.

Mer avfallsförbränning minskar samtidigt den framtida användningen av biobränslen, främst i hetvattenpannor. Modellen väljer att använda sparat biobränsle, som inte fjärrvärmesektorn efterfrågar, i andra sektorer i samhället, tex inom transportsektorn. Läs mer i tidigare avsnitt om den ökande konkurrensen om biobränslen.

4.1.3 Små effekter på elsystemet

Elproduktionen från kraftvärme ökar med omkring 1 TWh till år 2040 i båda scenarierna med mer avfallsförbränning jämfört med referensscenariot. Det beror på att mer tillgängligt avfall leder till investeringar i avfallskraftvärme och i modellen sker undanträngning främst av hetvattenpannor och endast en begränsad undanträngning av el från biokraftvärme. Avfallskraftvärmeverk har dock generellt en lägre elverkningsgrad än biokraftvärmeverk, på grund av en lägre bränslekvalitet. För att undvika korrosion och materialskador körs avfallspannor därför vid lägre ångtemperaturer och tryck, vilket direkt begränsar möjligheten att producera el.

Elanvändningen till värmepumpar och elpannor inom fjärrvärmeproduktionen är relativt opåverkad, medan användningen av värmepumpar utanför fjärrvärmesektorn minskar eftersom fjärrvärmen ökar sin konkurrenskraft på värmemarknaden.

Sammantaget förbättras nettoelbalansen och effektsituationen något, vilket leder till något mindre investeringar i vindkraft och energilager samt förändrade elflöden över nationsgränserna. Effekterna är dock små.

4.1.4 Investeringar i koldioxidinsamling sker, drivet av efterfrågan på negativa utsläpp

Beräkningsmodellen gör omfattande investeringar i teknik för insamling av koldioxid från stora anläggningar, både avfalls- och biobränsleeldade sådana. Drivkraften bakom investeringarna är dels samhällets efterfrågan på negativa utsläpp, dels en förväntan om ökat pris på utsläppsrätter. Avskiljning och lagring av koldioxid medför att fjärrvärmesektorn blir klimatpositiv någon gång under perioden 2030–2035. Med mer avfallsförbränning ger dock fjärrvärmen upphov till något mindre negativa utsläpp, eftersom avfall av fossilt och biogent ursprung till viss del ersätter rent biobränsle.

4.2 Avfallsförbränning i en cirkulär ekonomi

4.2.1 Avfallsförbränning som avfallsbehandling

Samhällets produktion och konsumtion genererar oundvikligen avfall som måste hanteras på ett säkert och resurseffektivt sätt. Syftet är att tillvarata resurser i största möjliga mån samt behandla uppkommet avfall på ett miljömässigt optimerat sätt. Inom detta ramverk har avfallsförbränning en funktion, dock inte som primärt behandlingsalternativ.

En cirkulär ekonomi bygger på effektiv användning av naturresurser där förebyggande av avfall är centralt. Efter avfallsförebyggande prioriteras återanvändning och materialåtervinning av det avfall som trots allt uppstår. Först när återanvändning eller materialåtervinning inte längre är möjlig kan energiinnehållet utvinnas genom förbränning med produktion av el och värme.

Avfallsförbränning har funnits länge i Sverige, men utbyggnaden tog fart i och med förbuden mot deponering av brännbart och organiskt avfall år 2002 respektive 2005. Man byggde då nya anläggningar för att ha kapacitet att undvika att deponera avfall. I dag går omkring hälften av det kommunala avfallet i Sverige till avfallsförbränning som ger el, fjärrvärme och fjärrkyla, samt även restprodukter i form av rökgas, rökgasreningsrester och askor.

4.2.2 Energieffektiv avfallsförbränning för fjärrvärme

Ur fjärrvärmens synvinkel motiveras avfallsförbränning endast när det föreligger ett samhälleligt behov av avfallsbehandling med tillhörande energiåtervinning. Avfallsförbränning står idag för omkring 25 % av fjärrvärmeproduktionen i Sverige.

Sverige är det land i Europa som utvinner mest energi per ton avfall, cirka 3 MWh per ton, och svenska avfallsförbränningsanläggningar uppfyller väl kraven på hög energieffektivitet, så som det klassas inom EU. Detta beror främst på en stark integrering med fjärrvärmesystemen samt långt driven teknisk utveckling och höga driftskrav. Genom avsättning i väl utbyggda fjärrvärmenät kan energin från avfallsförbränningen nyttiggöras effektivt i form av både värme och el, vilket bidrar till hög totalverkningsgrad.

I många andra europeiska länder saknas motsvarande fjärrvärmestruktur eller så har man en betydligt lägre utbyggnadsgrad. Där begränsas vanligen även möjligheten att tillvarata värmen, vilket innebär att avfallsförbränning i högre grad sker som ren elproduktion eller genom att utnyttja endast en liten del av den genererade värmen. Detta leder till lägre resursutnyttjande per ton avfall och försämrar avfallsförbränningens klimat- och energieffektivitet ur ett systemperspektiv. Skillnaderna i energiinfrastruktur innebär därför att avfallsförbränningens faktiska miljönytta varierar kraftigt mellan länder, trots likartad teknik och miljökrav i själva förbränningsprocessen.

4.2.3 Avfallsförbränningens utmaningar

Tidigare analyser visar att avfallsförbränningens bidrag till fjärrvärme-produktionen kan stärka fjärrvärmens konkurrenskraft. I den cirkulära ekonomin ses förbränning ofta som ett mindre önskvärt alternativ, som begränsar återvinning av material och en sista utväg, som bör minska över tid. Synsättet påverkar det politiska stödet, viljan till investering och acceptansen för förbränning som avfallsbehandling. En fortsatt drift och acceptans kräver att avfallsförbränningens funktion som avfallsbehandling tydliggörs, inte att det är ett mål i sig.

En central utmaning för avfallsförbränning i omställningen mot ett klimatneutralt och cirkulärt samhälle är att det avfall som återstår för energiåtervinning fortfarande innehåller betydande mängder fossilt kol. Detta gäller framför allt plast, men även syntetiska textilier, gummi och andra petrokemiska material, som vid förbränning ger upphov till fossila koldioxidutsläpp.

Trots omfattande insatser för avfallsförebyggande, ekodesign, producentansvar och ökad källsortering, minskar inte tillförseln av fossilt kol i avfallsströmmarna. Tvärtom ökar den globala produktionen av fossilt baserad plast, driven av låga råvarupriser, konsumtion samt plastens fördelar i förpackningar och tekniska produkter. Så även om sorteringsinsatser förbättras, fortsätter betydande mängder plast att hamna i restavfallet – särskilt plast som är nedsmutsad, tekniskt svår eller dyr att materialåtervinna.

För avfallsförbränningen innebär förbränningen av fossila material utsläpp som i EU:s regelverk likställs med fossila bränslen, vilket successivt ökar kostnaderna genom CO_2-prissättning och skärpta klimatkrav. Så länge den globala ekonomin fortsätter att tillföra fossilt baserad plast, kommer restavfallet att bära med sig fossila koldioxidutsläpp, även i ett välutvecklat cirkulärt avfallssystem. Detta driver i sin tur behovet av kompletterande lösningar, såsom minskat plastinflöde, ökad materialåtervinning samt koldioxidavskiljning (CCS/CCU) för den del av det fossila kolet som inte kan elimineras genom förebyggande åtgärder.

Att utöka avfallsförbränningen i Sverige skulle, som tidigare konstaterats, i praktiken innebära en ökad import av restavfall, eftersom de inhemska mängderna restavfall efter sortering till materialåtervinning successivt minskar till följd av skärpta styrmedel och förbättrad källsortering. Samtidigt deponeras fortfarande stora mängder avfall inom EU varje år, ofta till följd av bristande behandlingskapacitet, otillräckliga ekonomiska styrmedel eller svagt utbyggd energi- och avfallsinfrastruktur. Ur ett europeiskt systemperspektiv kan sådan omdirigering av avfallsflöden till energieffektiva fjärrvärmesystem, såsom i Sverige, bidra till minskade metanutsläpp från deponier och ett bättre samlat resursutnyttjande.

Samtidigt aktualiserar ökad avfallsimport frågor om långsiktig kapacitetsplanering, beroende av internationella avfallsflöden samt hur en sådan utveckling förhåller sig till målen om avfallsförebyggande och cirkularitet. För att energiåtervinning ska vara förenlig med en cirkulär ekonomi krävs därför tydliga ramar som säkerställer att import av avfall inte tränger undan materialåtervinning eller motverkar incitament till minskade avfallsmängder i ursprungsländerna.

5 Systemeffekter av minskad fjärrvärme och kraftvärme

Syftet med detta kapitel är att beskriva ett antal viktiga systemeffekter av att användningen av fjärrvärme och kraftvärmeproduktionen minskar. Systemeffekter som tas upp här omfattar bland annat effekter på produktionsmixen för fjärrvärme, eleffektbalansen, elanvändningen, och biobränsleanvändning inom fjärrvärmetillförseln. I första hand berörs effekter på det nationella planet men detta kapitel omfattar också ett resonemang kring några utvalda effekter som i modellberäkningarna kan observeras för tre typiska fjärrvärmesystem.

Systemeffekter analyseras genom att jämföra två olika scenarier för utvecklingen för fjärrvärme och kraftvärme, nämligen ”Beslutad Policy”-scenariot från ”Långsiktiga scenarier 2025” som kan sägas beskriva en negativ utveckling för fjärrvärmeanvändningen och kraftvärmeproduktionen, och ett ”fjärrvärmepositivt” scenario som är medvetet konstruerat för att beskriva en betydligt mer positiv utveckling för fjärrvärmeanvändningen och kraftvärmeproduktionen. Det sistnämnda scenariot är skapat genom att i modellberäkningarna anta ett under hela modellperioden lågt pris på skogsbränslen, närmare bestämt 200 SEK/MWh (2024 års penningvärde) vilket därmed motsvarar ett av de beräkningsfall som diskuteras i anslutning till Figur 4 och Figur 5. Prisnivån 200 SEK/MWh är ett lågt pris även i en historisk kontext men det viktiga här är att analysera ett scenario med gynnsamma förutsättningar för fjärrvärme, kraftvärme och biobränsleanvändning som kontrast till ”Beslutad Policy”-scenariot för att kunna kvantifiera systemeffekter av två olika utvecklingsvägar för fjärrvärmesektorn. Denna ansats innebär alltså en konsekvensanalys av *en signifikant minskning* av fjärrvärmeanvändning och kraftvärmeproduktion och *inte en fullständig utfasning* eller avveckling av desamma.

Det finns naturligtvis andra sätt att skapa ett scenario som är gynnsamt för fjärrvärmesektorn än det som ligger till grund för det ”fjärrvärmepositiva” scenariot i detta kapitel men med utgångspunkt från modellanalyserna så är en långsiktig tillgång till biobränslen till låga priser för fjärrvärmesektorn en mycket viktig förutsättning för att garantera fjärrvärmens, och kraftvärmens, långsiktiga konkurrenskraft.

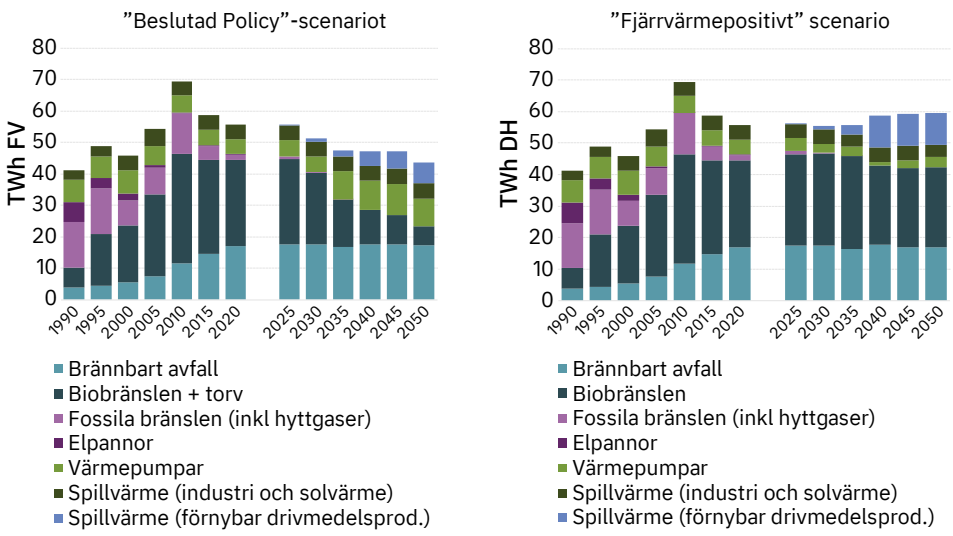
Analysen i detta kapitel bygger på två modellansatser, dels TIMES-NORDIC-modellen, dels EPOD-modellen. TIMES-NORDIC-modellens styrka ligger i dess beskrivning av hela energisystemet och de långsiktiga skeendena över tid medan EPOD-modellens styrka ligger i dess detaljrikedom avseende el- och fjärrvärmesystemet med en mycket hög tidsupplösning (enstaka timmar) för ett givet modellår. Modellerna kompletterar därför varandra och samkörs och synkroniseras vilket innebär att EPOD-modellen tar viktiga delar av sin indatauppsättning från TIMES-NORDIC-modellens utdata. Det

gäller exempelvis elefterfrågan, efterfrågan på fjärrvärme samt produktionskapaciteter för el och fjärrvärme. Även energipriser är indata i EPOD-modellen som hämtas från TIMES-NORDIC-modellens beräkningsresultat.

5.1 Effekter på fjärrvärme-produktionen

I Figur 13 presenteras fjärrvärmeproduktionsmixen över tid i ”Beslutad Policy”-scenariot och i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot. Den ”fjärrvärmepositiva” scenariot har en produktionsmix fram till 2035 som i allt väsentligt liknar dagens mix sånär som på att alla fossila bränslen (förutom den fossila andelen i avfallet) är utfasade. Den totala produktionen ligger också på dagens nivå, vilket innebär ungefär 10 TWh mer än i ”Beslutad Policy” år 2035. I det sistnämnda scenariot utgör biobränslen en väsentligt mindre andel av produktionen samtidigt som olika typer av spillvärme växer över tid. Totalt sett avtar dock, som nämnts tidigare, fjärrvärmeanvändningen.

I figuren kan man också se att de konstant låga biobränslepriserna i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot bidrar till att efterfrågan på fjärrvärme ökar något efter 2035. Det beror på att konkurrenskraften för fjärrvärme stiger i takt med att elpriserna, speciellt under vinterhalvåret, på lång sikt ökar.



Figur 13. Fjärrvärmeproduktionen i ”Beslutad policy”-scenariot (vänster) och i ett ”Fjärrvärmepositivt” scenario.

Källa: TIMES-NORDIC-beräkningar.

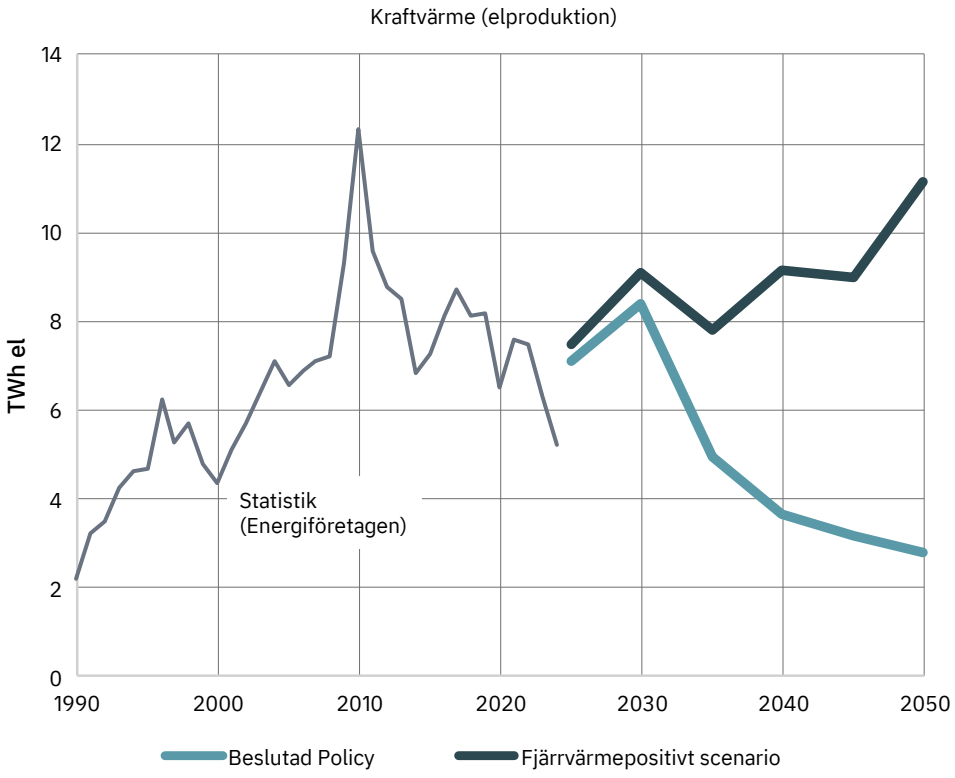
5.2 Effekter på kraftvärme-produktionen (och annan elproduktion)

Skillnaden i elproduktion från kraftvärmeverken inom fjärrvärmesektorn är betydande mellan de två scenarierna, se Figur 14. Till 2040 uppgår skillnaden till ca 5 TWh. I det ”fjärrvärmepositiva” scenariot växer kraftvärmeproduktionen över tid och når historiskt höga nivåer runt 2050.

Den installerade kraftvärmekapaciteten år 2035 är ca 1 800 MW i ”Beslutad Policy” medan den uppgår till ca 2 800 MW i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot i samma år. Det senare ligger följaktligen mycket nära dagens nivå.

Till följd av att förutsättningarna antas vara bättre för fjärrvärme och kraftvärme i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot jämfört med ”Beslutad Policy”-scenariot, utvecklas den övriga kraftproduktionen något annorlunda. Det berör i huvudsak utbyggnaden av landbaserad vindkraft som i modell-analysen blir ca 3 TWh lägre i det ”fjärvärmepositiva” scenariot än i ”Beslutad Policy”-scenariot. Men även i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot är vindkraftsproduktionen betydligt större år 2035 än idag, drygt 90 TWh (jämfört med 2025 års ca 40 TWh).

För att hantera framtida effekttoppar investerar modellverktyget i olika typer av tekniker såsom energilager och gasturbiner. Ju mer kraftvärme som finns tillgängligt desto mer sjunker incitamenten för investeringar i annan planerbar effekt för att hantera sådana effekttoppar. Det visar sig i beräkningarna för bland annat gasturbinkapaciteten som år 2035 uppgår till ca 6 GW i ”Beslutad Policy” och ca 5 GW i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot. För 2045 är motsvarande utfall ca 8 GW för ”Beslutad Policy” respektive ca 6 GW för det ”fjärrvärmepositiva” scenariot.

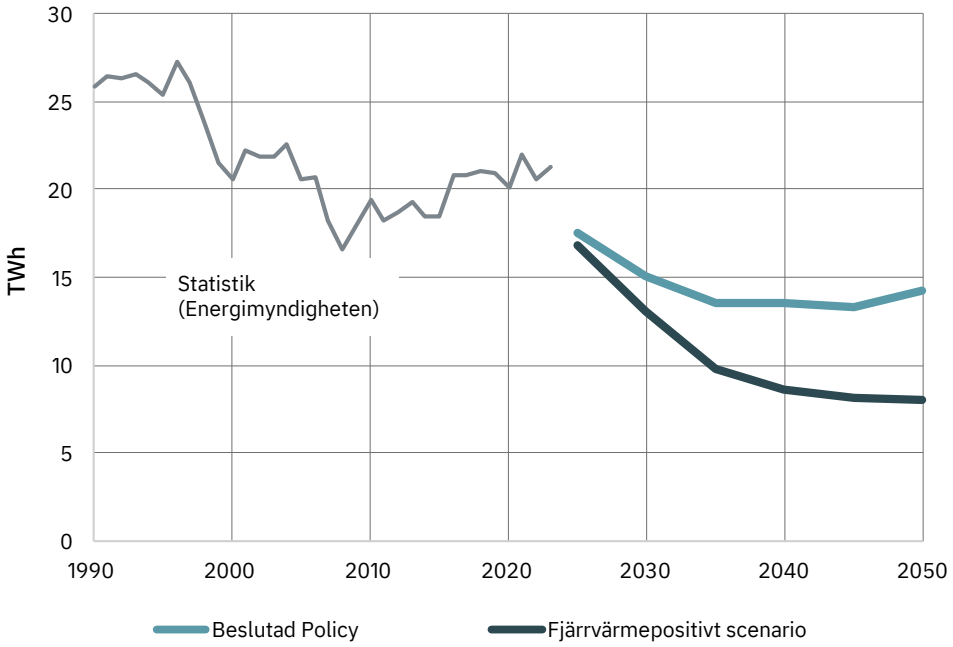


Figur 14. Elproduktion i kraftvärmeverk (fjärrvärme) i de två analyserade scenarierna.
Källa: TIMES-NORDIC-beräkningar.[17]

[17] Att det är en tydlig skillnad i figuren mellan beräkningsutfallet för 2025 och statistik för 2024 beror på ett flertal omständigheter, bland annat väderförhållanden (modellberäkningarna utgår från normalår), tillgänglighet i produktionsanläggningar (modellen gör standardantaganden), backning av elproduktion (modellen inkluderar endast en mycket begränsad representation av detta) med mera.

5.3 Effekter på elanvändning

Ökad konkurrenskraft för fjärrvärme i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot (genom låga priser på biobränslen) medför att el till uppvärmning över tid blir mindre än i ”Beslutad Policy”-scenariot, se Figur 15. Till 2035 efterfrågas ca 4 TWh mindre el för uppvärmning i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot och det berör i stor utsträckning investeringar i småskaliga värmepumpar som inte blir av i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot men däremot i ”Beslutad Policy”. Dessutom får det ”fjärrvärmepositiva” scenariot även effekter på pelletseldningens konkurrenskraft vilket är en direkt konsekvens av hur detta scenario har formulerats, närmare bestämt genom varaktigt lägre biobränslepriser (pelletseldningen är ca 2 TWh större i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot).



Figur 15. Elanvändning för uppvärmningsändamål i de bägge analyserade scenarierna.
Källa: TIMES-NORDIC-beräkningar.

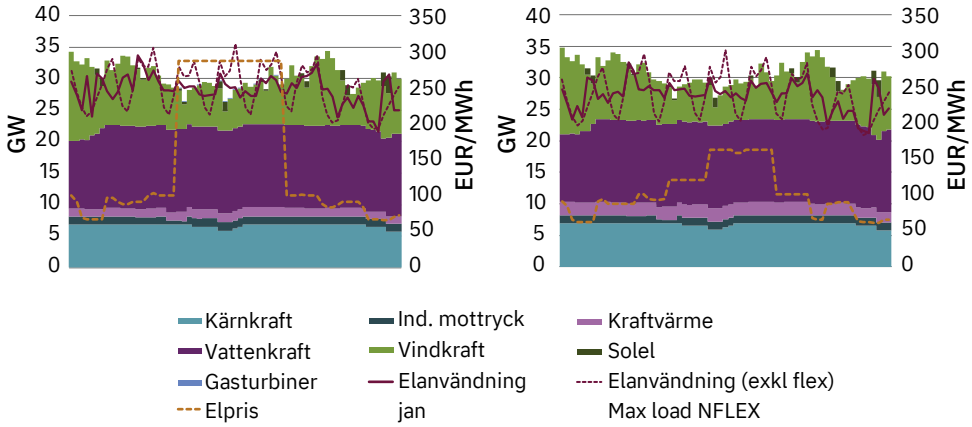
Även inom fjärrvärmeproduktionen finns skillnader i elanvändning mellan de båda scenarierna. I ”Beslutad Policy används drygt 2.5 TWh medan det ”fjärrvärmepositiva scenariot utnyttjar knappt 1 TWh till samma ändamål (beräknat med EPOD-modellen). Skillnaden förklaras dels av att biobränsle-eldad fjärrvärmeproduktion är lönsammare än värmepumpar och elpannor under en större del av året i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot jämfört med ”Beslutad Policy”, dels att vi antar att den tillgängliga kapaciteten i värme-pumpar är något mindre i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot.

5.4 Effekter på eleffektbalansen och elpriser

I detta avsnitt redogör vi för hur eleffektbalansen för landet som helhet ser ut i modellresultaten för respektive scenario. Det görs genom en närmare titt på en vintervecka (år 2035) som omger den timmen då den *underliggande* efterfrågan på eleffekt är som allra störst. Begreppet ”underliggande” är viktigt eftersom det indikerar vad elanvändningen hade varit om inte olika typer av flexibilitet (förskjuten elförbrukning inom hushåll och elbilsladdning, batterier samt vätgasflexibilitet) hade funnits att tillgå. I bägge scenarierna antas att olika typer av efterfrågeflexibilitet växer till 2035. Den *resulterande* elanvändningen är därmed ett modellresultat som inkluderar olika typer av användarflexibilitet. Detta kan ses i Figur 16 där den underliggande elefterfrågan är markerad med en streckad (mörk) linje och den resulterande elefterfrågan med en heldragen (mörk) linje. Storleken på skillnaden mellan de bägge linjerna är en indikation på omfattningen av flexibilitet. Att elbalansen är ansträngd under den veckan, eller mer precist under ett antal timmar inom den veckan, framgår av de bitvis mycket höga elpriserna (röd streckad linje i figuren). Effektbidragen från de olika kraftslagen visas som färgade ytor. Om summan av dessa understiger den resulterande elefterfrågan uppstår en elimport från grannländerna.

Under den aktuella vinterveckan i Figur 16 levererar kraftvärmeproduktionen (markerat med ljusgrön färg i figuren) en eleffekt på typiskt 1.5 GW i ”Beslutad Policy”-scenariot och knappt 1 GW mer i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot. Samtidigt uppgår efterfrågan på eleffekt till som mest ca 35 GW i ”Beslutad Policy”-scenariot och ca 1 GW mindre i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot. Nettoeffekten blir därmed en starkare elbalans på omkring 2 GW för landet som helhet i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot, allt annat lika. Även om vindkraftskapaciteten är något större i ”Beslutad Policy”-scenariot ger vindkraften endast ett marginellt extra effektbidrag under den aktuella veckan då eleffektbalansen är särskilt ansträngd.

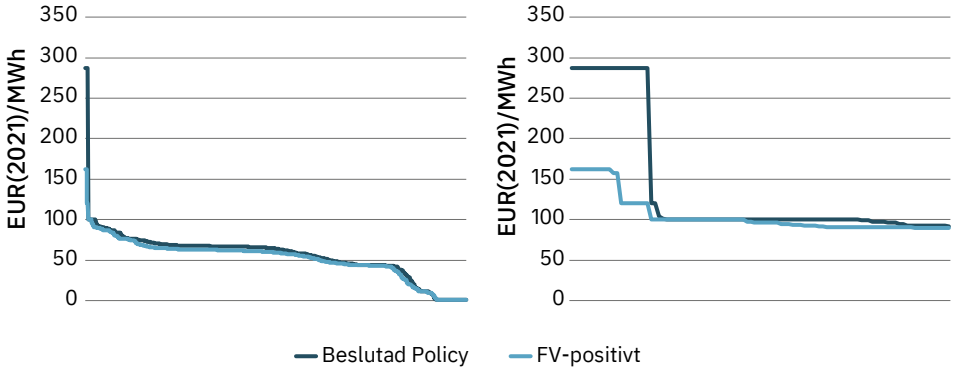
Den sammantagna effekten av den starkare nationella elbalansen i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot medför en avsevärd effekt på elpriset under den aktuella veckan. Istället för maxpriser på närmare 300 EUR/MWh under en tredjedel av veckan som är fallet i ”Beslutad Policy”-scenariot så landar maxpriserna på lite drygt hälften så mycket under omkring en femtedel av veckan. Det är viktigt att understryka att de absoluta elprisnivåerna inte är det viktiga här eftersom dessa bestäms av ett antal antaganden som berör kostnader för elproduktion och incitament att avstå elanvändning när prisnivåerna blir väldigt höga och de mer frekvent utnyttjade produktionsresurserna närmar sig uttömning. Det viktiga är att notera den tydliga priseffekten av en relativt liten förstärkning i elbalansen som ett resultat av något mer kraftvärme och fjärrvärme i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot jämfört med ”Beslutad Policy”-scenariot.



Figur 16. Eleffektbalansen under veckan som omger timmen med den högsta underliggande efterfrågan på el i ”Beslutad Policy” (till vänster) och i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot (till höger).

Källa: EPOD-beräkningar (modellår 2035).

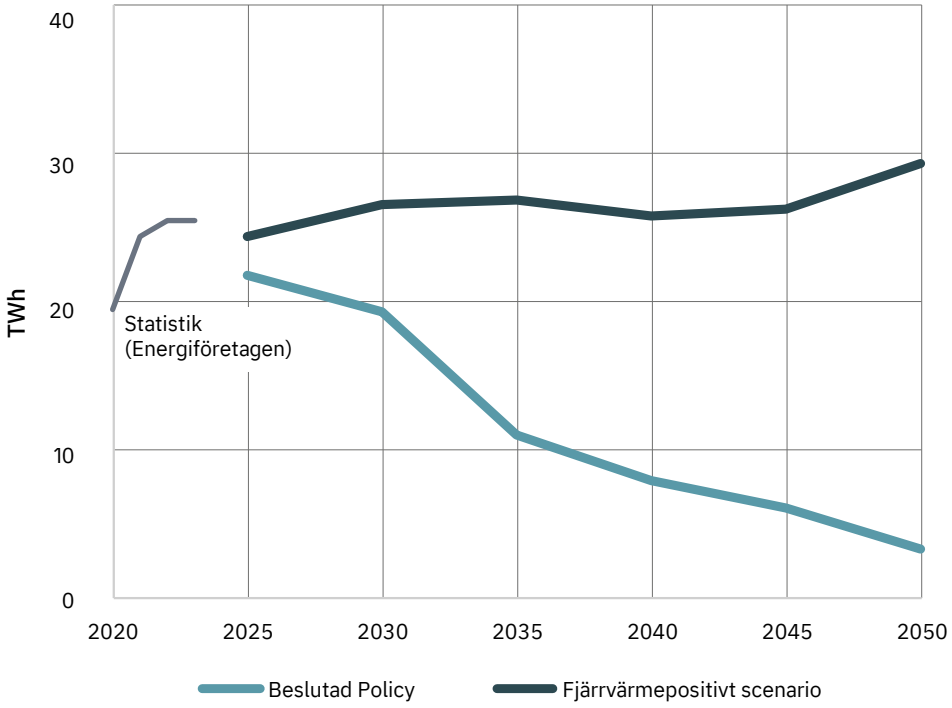
I föregående figur kunde vi konstatera att elpriseffekten under en ansträngd vintervecka är betydande om man jämför det ”fjärrvärmepositiva” scenariot med ”Beslutad Policy”. Under resten av året är dock effekten betydligt mindre, se Figur 17. Det genomsnittliga elpriset (i detta fall SE3) är i storleksordningen 4 EUR/MWh högre i ”Beslutad Policy”. Samma figur understryker återigen att den stora priseffekten sker under en begränsad tid under vinterperioden, i detta fall under omkring drygt tre dygn (se diagrammet till höger i Figur). Men då är å andra sidan effekten betydande.



Figur 17. Beräknade elpriser, rangordnade efter fallande storlek, i SE3 för ”Beslutad Policy”-scenariot och för ett ”fjärrvärmepositivt” scenario. Det vänstra diagrammet visar utfallet för hela år 2035 medan det högra diagrammet visar ett utsnitt med de 300 timmarna som uppvisar högst elpris. Elpriserna är uttryckta i 2021 års priser.

5.5 Effekter på biobränsleanvändning inom fjärrvärme- och kraftvärmeproduktionen

I det ”fjärrvärmepositiva” scenariot medför antagandet om ett pristak på skogsbränslen på 200 SEK/MWh under hela beräkningsperioden att användningen av skogsbränslen inom el- och fjärrvärmeproduktionen ligger kvar på dagens nivå ända fram till 2045. Detta är en stor skillnad mot ”Beslutad Policy”-scenariot (från våren 2025) där användningen av skogsbränslen stadigt sjunker till följd av ökad efterfrågan för transportändamål och därmed stigande priser, se Figur 18). I ”Beslutad Policy” når priset på skogsflis ca 500 SEK/MWh i 2024 års penningvärde, det vill säga mer än dubbelt så högt än det som antas i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot.



Figur 18. Användningen av skogsbränslen för el- och fjärrvärmeproduktion i ”Beslutad Policy”-scenariot och ”Fjärrvärmepositivt” scenario.

5.6 Effekter på tre typiska fjärrvärmesystem

I detta kapitel för vi ett kortare resonemang om modellresultaten för tre typiska fjärrvärmesystem så som de är modellerade i EPOD-modellen. Förutsättningarna för de tre fjärrvärmesystemen ser olika ut i ”Beslutad Policy” (från våren 2025) och i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot i enlighet med analysresultaten för den nationella fjärrvärmeproduktionen i tidigare avsnitt i detta kapitel. Gemensamt för de tre fjärrvärmesystemen är att biobränslebaserad fjärrvärmeproduktion är dyrare och det totala fjärrvärmeunderlaget är lägre i ”Beslutad Policy”-scenariot jämfört med det ”fjärrvärmepositiva” scenariot. Dessutom har vi för något eller några av systemen antagit förändringar i tillgången till biobränsleeldad kraftvärme och i den övriga fjärrvärmeproduktionen (avser värmepumpar och spillvärme).

De tre fjärrvärmesystemen som presenteras här bygger på en modellbeskrivning (i EPOD-modellen) av tre verkliga system. Vi har av olika skäl valt att anonymisera dessa. Det viktiga i det här fallet är inte *var* någonstans det som händer, eller kan hända, sker utan det viktiga är att analysera och förstå effekterna av de förändrade omvärldsförutsättningarna som vi analyserar här.

5.6.1 Stort system (≥ 1 TWh fjärrvärme)

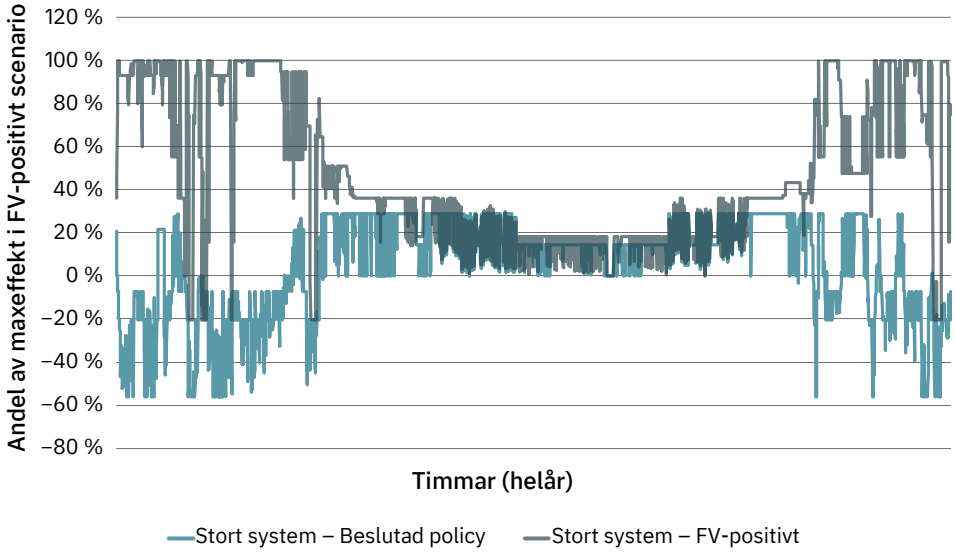
Stora fjärrvärmesystem med en produktionsvolym på 1 TWh och uppåt finns på några få platser i landet, i de stora städerna, men står för en stor del av det totala fjärrvärmeunderlaget i landet, närmare bestämt nästan 50 %. De stora systemen har det gemensamt att de i stor utsträckning består av ett flertal olika produktionsslag såsom avfallsförbränning, industriell spillvärme, biobränslekraftvärme, hetvattenpannor och värmepumpar men uppvisar också viktiga skillnader exempelvis med avseende på proportionerna för de olika produktionsslagen.

För detta system antar vi att produktionskapaciteten för fjärrvärmeproduktionen är oförändrad i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot, det vill säga produktionskapaciteten ser år 2035 ut som idag. I ”Beslutad Policy”-scenariot antar vi däremot att ett biobränsleeldat kraftvärmeverk har stängts, att produktionen från olika spillvärmekällor ökar samt att värmepumpskapaciteten ökar till 2035. Dessutom antas efterfrågan på fjärrvärme vara lägre, ca 15 % jämfört med det ”fjärrvärmepositiva” scenariot, på samma sätt som för landet som helhet baserat på de beräkningar som ligger bakom Figur 13. Det innebär att biobränsleanvändningen på årsbasis minskar med hela 97 % i detta system i ”Beslutad Policy”-scenariot jämfört med det ”fjärrvärmepositiva” scenariot. Denna stora effekt beror i huvudsak på vårt antagande om att stänga ett biobränsleeldat kraftvärmeverk i ”Beslutad Policy”-scenariot till 2035 men utfallet är också till en liten del ett modellresultat, närmare bestämt avseende driften i biobränsleeldade hetvattenpannor, som också är en del i produktionsmixen.

Det fjärrvärmesystem som analyseras här uppvisar en stor skillnad mellan de båda scenarierna med avseende på nettoeleffektbalansen, det vill säga elproduktion minus elanvändning i varje timme i fjärrvärmeproduktionen. Detta framgår tydligt i Figur 19 som redovisar nettoeleffektbalansen i varje timme under året (normerat till den maximala nettoeleffektbalansen i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot.). Under uppvärmningssäsongen (den vänstra och den högra delen i diagrammet i Figur 19) är nettoeleffektbalansen genomgående negativ för ”Beslutad policy”-scenariot, typiskt i storleksordningen 20–50 % av den maximala positiva nettoeleffektbalansen i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot. Det beror på att värmepumparnas elanvändning (i fjärrvärmeproduktionen) under uppvärmningsperioden överstiger den lilla elproduktion som sker i avfallskraftvärmeverket. Under sommaren däremot, fortsätter avfallskraftvärmeverket att producera el medan värmepumparnas elanvändning går ner mot noll. I det ”fjärrvärmepositiva” scenariot är nettoeleffektbalansen genomgående positiv under

hela året med vissa undantag då elpriserna är mycket låga, vilket också kan förekomma under uppvärmningssäsongen. Under sommaren går elproduktionen från biobränslekraftvärmeverket ner mot noll medan elproduktionen från avfallskraftvärmeverket även sker sommartid. Därför är eleffektbalansen ungefär densamma för bägge scenarierna under sommarhalvåret.

I detta exempel får alltså en nedstängning av ett kraftvärmeverk och en ökad kapacitet i värmepumpsbaserad fjärrvärmeproduktion relativt stora effekter på den lokala eleffektbalansen. Med tanke på att det här rör sig om stora fjärrvärmesystem blir också effekterna på den lokala eleffektbalansen stora i absoluta tal.



Figur 19. Nettoeleffektbalansen i fjärrvärmesystemet (produktion i kraftvärme minus användning i värmepumpar och elpannor i fjärrvärmeproduktionen) normerat till den maximala nettoeleffektbalansen i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot. Negativa siffror innebär nettokonsumtion i fjärrvärmesystemet vilket i denna figur utmärker ”Beslutad Policy”-scenariot under uppvärmningssäsongen (den vänstra respektive högra delen i diagrammet).

5.6.2 Mellanstort system (> 500 GWh, < 1 TWh fjärrvärme)

I detta system, som är relativt vanligt i mellanstora svenska tätorter, består fjärrvärmetillförseln av en mix av olika anläggningstyper: avfallsförbränning, biobränslekraftvärme, hetvattenpannor och värmepumpar. I detta fall har vi antagit att den befintliga produktionskapaciteten är densamma i ”Beslutad Policy”-scenariot som i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot men att efterfrågan på fjärrvärme har reducerats med ca 15 % (precis som för det föregående systemet). I detta fall är det alltså två omvärldsfaktorer som skiljer sig mellan scenarierna, dels priset på skogsflis (och pellets), dels efterfrågan på fjärrvärme.

För detta system ligger användningen av skogsflis i ”Beslutad Policy”-scenariot på ca 72 % av användningen i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot. Den biobränslebaserade kraftvärmeproduktionen är klart lägre i ”Beslutad Policy”-scenariot, närmare bestämt 78 % av den årliga produktionen i det

”fjärrvärmepositiva” scenariot. Effektmässigt är den lokala elbalansen vid tillfällen med mycket höga elpriser dock densamma i de två scenarierna, dvs. kraftvärmen producerar på maximal eleffekt medan värmepumparna inte körs under dessa tillfällen. Då den installerade eleffektkapaciteten är densamma så indikerar det att det finns ett tillräckligt stort värmeunderlag i ”Beslutad Policy”-scenariot för att biokraftvärmen ska kunna gå för fullt under dessa tillfällen.

Den genomsnittliga produktionskostnaden (med intäkter från elförsäljningen inräknade) per MWh värme är 3–4 EUR/MWh lägre i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot. De lägre biobränslepriserna i det scenariot gör att de genomsnittliga driftkostnaderna blir lägre trots att den högre efterfrågan på fjärrvärme i större utsträckning innebär att topp- och mellanlastpannor måste användas.

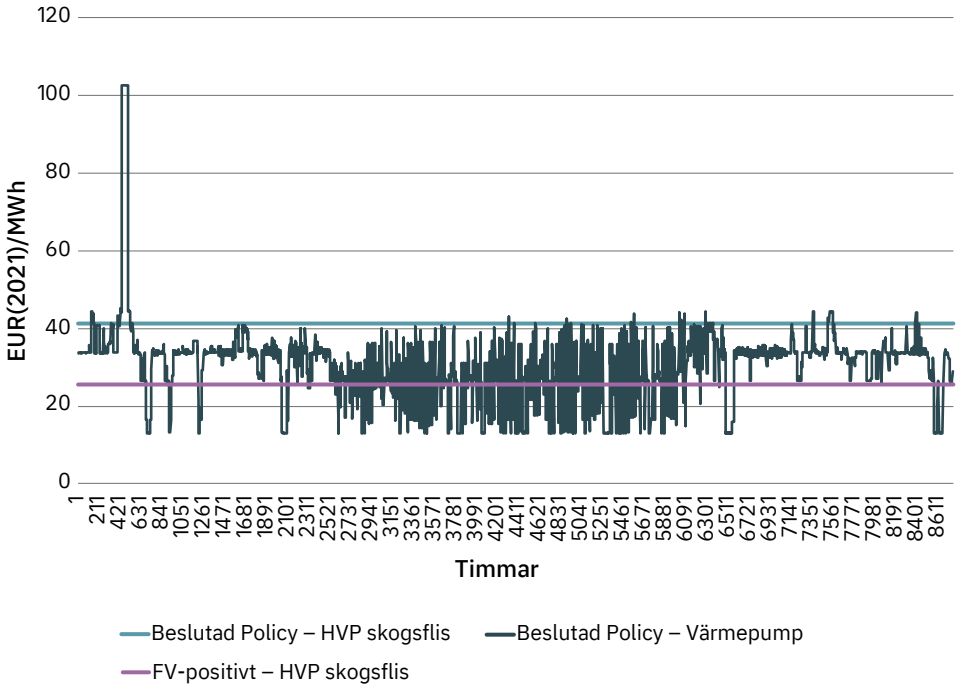
5.6.3 Litet system (< 50 GWh fjärrvärme)

Detta är ett system som är typiskt för många små system utanför de större tätorterna. Dessa system är idag mycket beroende av biobränslen med ett fåtal hetvattenpannor (typiskt skogsflis) och bioolja som topplastproduktion. Denna produktionsmix antas vara oförändrad i det ”fjärrvärmepositiva” scenariot till 2035 medan produktionssystemet kompletteras med värmepump i ”Beslutad Policy”-scenariot plus en minskad efterfrågan på fjärrvärme (15 % minskning jämfört med det ”fjärrvärmepositiva” scenariot). Värmepumpslösningen förutsätter generellt tillgång till minst låggradig värme (exempelvis avloppsreningsverk, datahallar och lågtempererad spillvärme från industrier). Möjligen kan andra värmekällor med lägre temperaturdata finnas tillhands men medför då sämre värmeeffektivitet i värmepumpslösningen.

Beräkningsutfallet för de två scenarierna ger en stor påverkan på biobränsleanvändningen i detta system. I ”Beslutad Policy”-scenariot minskar biobränsleanvändningen med hela 90 % jämfört med det ”fjärrvärmepositiva” scenariot. Det beror på klart dyrare biobränsle, på ett mindre fjärrvärmeunderlag och på tillgång till värmepump i fjärrvärmeproduktionen. Värmepumpen har rörliga produktionskostnader som under större delen av året i ”Beslutad policy”-scenariot ligger under de rörliga produktionskostnaderna för en fliseldad hetvattenpanna, se Figur 20. De rörliga produktionskostnaderna för värmepumpen bestäms helt av elpriset (plus elskatt och rörlig nätavgift). I det ”fjärrvärmepositiva” scenariot erhålls i huvudsak liknande elpriser som i ”Beslutad Policy”-scenariot. Det innebär för detta scenario att en värmepumps rörliga produktionskostnader i stor utsträckning överstiger de för en biobränsleeldad hetvattenpannas (det gäller i synnerhet under uppvärmningsperioden, det vill säga i den vänstra och den högra delen av diagrammet i Figur 20).[18]

[18] I det ”fjärrvärmepositiva” scenariot ingår dock inte en värmepump i produktionssystemet.

Baserat på dessa modellanalyser och i ett scenario med stigande bio-bränslepriser kommer följaktligen värmepumpslösningar att framstå som intressanta alternativ för inte minst de små fjärrvärmesystemen, förutsatt att det finns tillgång till värmekällor med tillräckliga temperaturnivåer. För att göra en komplett lönsamhetskalkyl för investering i värmepump måste man dock även ta hänsyn till investeringskostnader, fasta elnätskostnader och status (exempelvis reinvesteringsbehov) för den befintliga produktionen.



Figur 20. Rörliga kostnader för fjärrvärmeproduktion i en fliseldad hetvattenpanna (röd linje avser ""Beslutad Policy"-scenariot, gul linje avser det "fjärrvärmepositiva" scenariot) och i en värmepump)

5.6.4 Avslutande reflektioner

Vi har i detta kapitel, och genomgående i övriga delar av denna rapport, analyserat konsekvenser inom energisystemet av en nedgående trend för fjärrvärme och kraftvärme. Beroende på scenario är den trenden antingen relativt svag eller relativt stark. Det är viktigt att understryka att denna analys bygger på en nationell ansats för fjärrvärmesektorn och att slutsatserna avser sektorn i sin helhet. I verkligheten skiljer sig förutsätt-ningarna mellan fjärrvärmesystemen, i vissa fall avsevärt. Robustheten mot långsiktigt stigande priser på biobränslen, som i denna analys har varit en avgörande faktor bakom den avtagande utvecklingstrenden för fjärrvärme och kraftvärme, ser därmed olika ut i olika system. Sannolikt är små system som idag är helt beroende av såväl oförädlade som förädlade skogsbränslen extra utsatta. Större system med en mer differentierad produktionsmix är mer motståndskraftiga mot långsiktigt stigande biobränslepriser.

Om en vikande trend för fjärrvärmeleveranserna blir ihållande över många år kommer de berörda fjärrvärmeföretagen att få det allt svårare att täcka sina (höga) fasta kostnader och till slut finns risken att man, kanske efter konkurs och rekonstruktion, måste lägga ner verksamheten helt. Vad detta kan komma att få för effekter på det lokala och regionala planet är naturligtvis en stor fråga som kräver mer analys. På värmesidan måste kunderna skifta till annan uppvärmning, sannolikt i de flesta fall till individuella värmepumpar, vilket är en relativt omfattande och tidskrävande investeringsprocess om det ska ske i större skala. Att få fram kapital, genom hyreshöjningar eller på annat sätt, för att finansiera dessa investeringar i mindre kommuner där kommunen kan äga såväl flerbostadshus och lokaler som det lokala fjärrvärmeföretaget kommer att innebära stora utmaningar.

En nedläggning av den lokala fjärrvärmeverksamheten kommer även att påverka det lokala näringslivet, arbetstillfällen och andra samhälleliga funktioner på olika vis vid sidan om de negativa effekterna på elförsörjningen och elnätskapaciteten som har varit centrala i denna studie (och i rapporteringen av delmoment U2 som genomförts parallellt med föreliggande studie). På vissa orter kan man anta att en snabb avveckling av fjärrvärme, där uppvärmningen istället flyttas över till individuella värmepumpar, skulle bli mycket svår att genomföra som en följd av begränsad elnätskapacitet lokalt och regionalt. En avveckling av fjärrvärme medför även att beredskapsrelaterade lokala nyttor försvinner, såsom ö-drift (om kraftvärme fasas ut) och den extra robusthet som en diversifierad värmeförsörjning innebär. En annan viktig aspekt är att en nedläggning av ett fjärrvärmesystem skulle innebära att den infrastruktur som fjärrvärmen utgör inte längre kan användas för att nyttja framtida resurseffektiv restvärme från exempelvis datahallar eller förnybar drivmedelsproduktion. Att inte kunna ta tillvara på restvärmeströmmar är negativt för den samlade resurseffektiviteten men även för lönsamheten för det företag som skulle ge upphov till sådana restvärmeströmmar. Attraktionskraften hos en kommun där fjärrvärmeverksamheten har fått stänga ner blir följaktligen mindre för nyetablering av näringsverksamhet med överskottsvärme.

Avslutningsvis kan vi även nämna att fjärrvärmebranschen i skrivande stund har en ljusare bild av sin marknad än den bild som bitvis har förmedlats här. I en aktuell enkätstudie som Profu har genomfört på uppdrag av Svenska kraftnät (ej publicerad) landade en stor mängd tillfrågade fjärrvärmeföretags bedömning av deras fjärrvärmeförsäljning till 2035 på en mycket liten samlad minskning (< 1 %) jämfört med idag. Med utgångspunkt från den modellanalys som har genomförts här skulle en sådan utveckling erfordra ett långsiktigt stabilt pris på skogsflis på runt 300 SEK/MWh (se Figur 4), vilket inte är så olikt det nuvarande prisläget, 370 SEK/MWh enligt Energimyndighetens bränslestatistik, för kvartal 3 2025. Med andra ord: om man utgår från att prisnivån på skogsbränslen sjunker ytterligare något och sedan långsiktigt stabiliseras på den nivån så finns, enligt modellanalyserna, goda förutsättningar för att fjärrvärmesektorn i framtiden kan leverera i stort sett samma volym och samma nyttor som man gör idag.

Bilaga 2: Fjärrvärmens nytta för elsystemet

Lokalt och regionalt värde

Denna rapport är framtagen av konsultföretaget Profu på uppdrag av Energimyndigheten

Författare: Peter Blomqvist & Emil Nyholm.
Kapitel om Energiberedskap: Ebba Löfblad & Mikael Odenberger

Energimyndighetens förord

Denna underlagsrapport har tagits fram på uppdrag av Energimyndigheten som ett led i regeringens uppdrag att värdera och kvantifiera fjärr- och kraftvärmens nytta för elsystemet, med särskilt fokus på lokala och regionala effekter. Underlagsrapporten utgör ett underlag till huvudrapportens del 2.

Energimyndigheten ansvarar för uppdragets inriktning, avgränsningar och den samlade bedömning som redovisas i huvudrapporten. Underlagsrapporten har tagits fram av konsultföretaget Profu AB i nära samverkan med Energimyndigheten och omfattar metodutveckling, beräkningar och tillämpning av kvantitativa angreppssätt för att synliggöra fjärrvärmens indirekta nyttor för elsystemet.

De metoder och resultat som redovisas i underlagsrapporten har använts som analys- och diskussionsunderlag i Energimyndighetens arbete, bland annat i relation till regional och kommunal energiplanering samt till frivilliga dialoger mellan aktörer. Underlagsrapportens slutsatser och tolkningar representerar dock Profu AB:s analyser och ska inte likställas med Energimyndighetens ställningstaganden, vilket framgår av huvudrapporten.

Energimyndigheten tackar Profu AB för ett kvalificerat metod- och analysarbete samt de aktörer som bidragit genom dialoger och datainsamling.

Innehåll

Sammanfattning ... 151

1 Inledning ... 152

1.1 Bakgrund ... 152
1.2 Analysuppdragets omfattning ... 152
1.3 Rapportens syfte ... 152
1.4 Omfattning och metodik ... 153

2 Kunskapsöversikt ... 155

3 Profiler för elbehov, fjärr- och kraftvärme ... 157

3.1 Temperaturer ... 157
3.2 Elbehov i lokalnätet ... 159
3.3 Fjärrvärmeleverans ... 162
3.4 Kraftvärmeproduktion ... 164

4 Metodik för analys av fjärr- och kraftvärmens värde för elnätet ... 169

4.1 Fjärrvärme ... 169
4.2 Kraftvärme ... 174

5 Energiberedskap ... 178

5.1 Begreppen energiberedskap och robusthet ... 178
5.2 Ö-drift och dödnätsstart ... 179
5.3 Fjärr- och kraftvärmens nytta för elsystemet ur ett beredskapsperspektiv ... 180
5.4 Bedömningar av kraftvärmens potentiella bidrag till energiberedskap ... 181
5.5 Utmaningar för att realisera nyttan ... 181

6 Slutsats och diskussion ... 183

6.1 Slutsatser ... 183
6.2 Diskussion ... 184

Referenser ... 187

Bilaga: Metodik kvantifiering av fjärr- och kraftvärmen nytta ... 189

Sammanfattning

Rapportens syfte är att belysa och kvantifiera fjärr- och kraftvärmens bidrag till elsystemet på lokal och regional nivå, ur både energi- och effektperspektiv, samt att föreslå en generisk metodik för att uppskatta denna nytta. Studien har genomförts av Profu på uppdrag av Energimyndigheten och utgör delmoment U2 som är en del i ett regeringsuppdrag om att analysera förutsättningar för att stärka fjärr- och kraftvärmen.

Arbetet baseras på timvisa data för elbehov, fjärrvärmeleveranser och kraftvärmeproduktion från flera fallstudier. Målet att identifiera gemensamma mönster som kan användas för att bedöma fjärr- och kraftvärmens bidrag till lokal energi- och effektförsörjning, vilket kan utgöra ett underlag för exempelvis kommunal energiplanering. Ett resultat är att både elbehov och fjärrvärmebehov ökar tydligt när utomhustemperaturen sjunker, vilket innebär att topplaster i elsystemet ofta sammanfaller med perioder då värmebehovet är som störst. Detta gör fjärrvärmens roll särskilt relevant eftersom den indirekt avlastar elnäten genom att minska behovet av elbaserad uppvärmning under kalla perioder. Rapporten visar också att skillnader i nätbelastning till stor del förklaras av hur stor andel av uppvärmningen som sker med el jämfört med fjärrvärme på respektive ort.

Metodiken som beskrivs bygger på ett marginalperspektiv, där fjärrvärmens nytta för elnätet bedöms genom att analysera konsekvensen av en hypotetisk konvertering från fjärrvärme till elbaserad uppvärmning. På så sätt kan man uppskatta hur mycket både elenergi och framförallt eleffekt som tillkommer, vilket är avgörande för elnätets dimensionering och investeringsbehov. Rapporten visar även hur detta kan kopplas till ekonomiska uppskattningar genom de samband som finns mellan ökad överförd effekt och ökade nätkostnader.

Utöver fjärrvärmens indirekta betydelse ger kraftvärmeproduktion ett direkt bidrag till att minska överföringskapacitet från överliggande nät. Rapporten visar att kraftvärmens bidrag varierar mellan orter och år beroende på produktionsmix, bränslen och driftstrategi, men att den generellt bidrar till att minska behovet av effektuttag från överliggande nät när elbehovet är högt. En konvertering från fjärrvärme till elbaserad uppvärmning innebär ett minskat värmeunderlag och därmed sämre förutsättningar för kraftvärmeproduktion, även om det i det kort perspektivet främst påverkas då kraftvärmen utgör marginalproduktion. En metodik som ger en rimlig bedömning hur ett minskat värmeunderlag påverkas redovisas, men för en detaljerad beräkning behövs timvis data för både produktionsanläggningar och det uppvärmningsbehov som ska konverteras.

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Energimyndigheten har fått i uppdrag av regeringen att genomföra och ta fram förslag på åtgärder för att stärka och värna fjärrvärmen och kraftvärmen i Sverige (Regeringsuppdrag ”*Genomföra och föreslå åtgärder för att stärka fjärr- och kraftvärmen*”, KN2025/01566).

Med anledning av detta har Energimyndigheten givit Profu i uppdrag att bistå med analysunderlag som kan ligga till grund för arbetet med uppdraget.

1.2 Analysuppdragets omfattning

Energimyndighetens regeringsuppdrag består av fyra delar. Profus uppdrag omfattar analyser för tre av dessa delar, nedan benämnt U1, U2 och U4:

- **Konsekvensanalys vid minskad fjärrvärme och biobränsleanvändning (U1)**: Analys av effekter på elsystemets kapacitet, effektsituation och energiförsörjning i ett scenario där fjärrvärmeleveranserna och andelen biobränslen minskar kraftigt till år 2050.
- **Värdering av fjärrvärmens nytta för elsystemet (U2):** Kvantifiering av fjärrvärmens nytta för elsystemet lokalt och regionalt, inklusive ur ett energiberedskapsperspektiv, samt bedömning av hur denna information kan användas i energiplanering och i dialoger mellan aktörer.
- **Redovisning av fossila utsläpp från fjärrvärme (U4)**: Utvärdering av hur fossila utsläpp redovisas i hållbarhetsredovisningar, med särskilt fokus på avfallsbaserad värme, samt analys av hur redovisningen kan utvecklas inom gällande regelverk.

Resultaten från respektive analysdel beskrivs i tre separata rapporter.

Denna rapport avser (U2) Värdering av fjärrvärmens nytta för elsystemet.

Profus uppdrag har varit att analysera och kvantifiera fjärrvärmens betydelse för elsystemet, både lokalt och regionalt. Dessutom har ingått att på en övergripande nivå kvalitativt belysa fjärrvärmens nytta ur ett energiberedskapsperspektiv. I samråd med Energimyndigheten bestämdes att den del av uppdraget som rör energiplanering utgår.

1.3 Rapportens syfte

Syftet med denna rapport är att belysa fjärr- och kraftvärmens bidrag till elsystemet på lokal och regional nivå, både ur ett effekt- och energisperspektiv.

Målet är att, med utgångspunkt i flera fallstudier, föreslå och beskriva en generisk metodik för att uppskatta fjärr- och kraftvärmens nytta för elnätet lokalt och regionalt. Metodiken ska kunna användas för att:

- kvantifiera den lokala elproduktionens roll, främst vad gäller att bidra med effekt när elbehovet är högt,
- synliggöra hur fjärrvärmen bidrar till att minska behovet av elnätsförstärkningar och därtill hörande kostnader,

Därutöver ska rapporten översiktligt belysa fjärr- och kraftvärmens värde ur ett energiberedskapsperspektiv.

1.4 Omfattning och metodik

För att uppfylla uppdragets syfte – att tydliggöra fjärr- och kraftvärmens nytta för elsystemet – har studien genomförts med flera kompletterande angreppssätt. Arbetets fokus är att främst belysa och kvantifiera nyttor kopplade till energi och effekt i det lokala och regionala elsystemet, samt att i möjligaste mån kvantifiera dessa nyttor ekonomiskt. Notera att utgångspunkten för föreslagen metodik är att det redan finns befintlig fjärr- och kraftvärme och vilken ökad belastning på elnätet någon form av konvertering till elvärme skulle innebära. Situationen blir en annan om man står i valet mellan fjärrvärme och elvärme om infrastruktur saknas.

Uppdraget har strukturerats i två huvudsakliga delar. Den ena delen syftar till att ge en övergripande förståelse för vilka nyttor fjärr- och kraftvärmen bidrar med till elsystemet, både under normala driftsförhållanden och ur ett beredskaps- och robusthetsperspektiv. Den andra delen fokuserar som nämnts på att ta fram en metodik för att kvantifiera fjärr- och kraftvärmens bidrag till det lokala och regionala elnätet, med avseende på energi och effekt, samt att illustrera hur dessa bidrag kan värderas monetärt.

Rapporten är strukturerad enligt följande

– Kapitel 2: Består av litteraturöversikt som ger en övergripande förståelse för de nyttor med fokus på elsystemet som fjärr- och kraftvärmen kan bidra med.
– Kapitel 3: För att skapa förståelse och som en bakgrund till metodiken ges en bild av hur elbehov, fjärrvärmebehov och elproduktion normalt ser ut i förhållande till utomhustemperatur och variation över dygnet.
– Kapitel 4: Redogör för den metodik som tagits fram för att kvantifiera fjärr- och kraftvärmenyttan för elnätet med avseende på eleffekt och -energi, samt en ekonomisk uppskattning av effektbidraget.
– Kapitel 5: Ger en kvalitativ beskrivning av de potentiella nyttor som finns med fjärr- och kraftvärme ur ett beredskapsperspektiv.
– Kapitel 6: Sammanfattar huvudsakliga slutsatser och ger en kort diskussion om regelverk kring nätnytta och elnätskostnader.

Som grund för arbetet med att ta fram en generell metodik för att bedöma fjärr- och kraftvärmens bidrag ur ett energi- och effektperspektiv har timvisa data analyserats för elbehov, fjärrvärmebehov samt elproduktion från kraftvärme. Data har insamlats från Svenska kraftnät och energibolag på inkluderade orter. Analysen ger ett underlag för att beskriva hur efterfrågan och produktion typiskt varierar över tid för olika systemlösningar och lokala förutsättningar.

Syftet med dataanalysen är att identifiera gemensamma mönster och samband som kan utgöra grund för en metodik som är generellt tillämpbar och inte platsberoende. Mer detaljer om den föreslagna metodiken redovisas i samband med analyserna av fallstudier och tillgängliga datamängder.

Profu har även genomfört analyser av ytterligare system som inte utgör direkt dataunderlag för denna rapport, men vilka uppvisar liknande beteenden som de fall som redovisas i rapporten. I den mån det har varit möjligt har data från samma analysår använts för att säkerställa jämförbarhet.

2 Kunskapsöversikt

Fokus i denna studie är fjärr- och kraftvärmens värde för det lokala och regionala elnätet, vilket också är avgränsningen för denna kunskapsöversikt. Det finns en del studier som analyserar värdet av fjärr- och kraftvärme. En stor andel av de studier som identifierats avseende bedömning av värden med fjärr och kraftvärme fokuserar dock på andra typer av nyttor så som: beredskap, ö-drift, försörjningstrygghet, dödnätsstart, stödtjänster, systemstabilitet, minskade nätförluster, prisdämpning, spillvärmeutnyttjande och resurseffektivitet. Av dessa potentiella är det endast beredskap, ö-drift och dödnätsstart som behandlas översiktligt, medan övriga potentiella värden ligger utanför rapportens avgränsning.

I Energimyndighetens förslag till fjärr- och kraftvärmestrategi anges att utan fjärrvärmens värmebidrag skulle det nationella effektbehovet öka med ~6,5 GW; utan kraftvärmens elproduktion tillkommer ytterligare ~3 GW (Energimyndigheten, 2023). I ett Future heat projektet beräknades systemvärdet av fjärr- och kraftvärme till 2050. Ett resultat var att en utfasning av kraftvärme, i stället för att låta den finnas kvar i systemet, skulle innebära en merkostnad om ca 100 miljarder SEK. Om även fjärrvärme fasades ut då ökade merkostnaden för system till ca 150 miljarder SEK (Unger m.fl., 2023).

Inom ramen för Energiföretagen projektet *Fjärrvärme för en ny tid* genomfördes fallstudier av energi- och effektbidraget från fjärr- och kraftvärme för Linköping, Katrineholm och Mjölby (Blomqvist, 2024a). Studien visade bidraget av energi och effekt från fjärr- och kraftvärme för respektive ort. Utan fjärr- och kraftvärme hade effektbehovet i Linköpings lokalnät ökat med 108 MW motsvarande 1 600 MSEK investeringskostnad. Till det tillkommer ett ökat effektbehov mot regionnätet om 172 MW. Sammanantaget för de tre orterna skulle maximalt effektbehov öka med 141 MW för lokalnätet och 217 MW för regionnätet och elbehovet skulle öka med ca 859 GWh per år. Totalt motsvarar detta en ökning av elbehovet med ca 57 % och en ökning av maximalt effektbehov med 79 % mot regionnätet för Linköping, 17 % elbehov och 26 % effektbehov för Katrineholm, samt 26 % elbehov och 49 % effektbehov för Mjölby.

Det har även identifierats några vetenskapliga studier som behandlat fjärrvärmens betydelse för elnätet. En studie som omfattande Belgien och Italien visar att val av värmelösning har tydlig påverkan på elnätskostnader, särskilt i lågspänningsnät (0,4 kV och 10–40 kV). Individuella värmepumpar ökar den lokala toppeffekten vintertid och driver behov av nätförstärkningar, medan fjärrvärme i stor utsträckning undviker dessa kostnader genom att flytta värmebehov bort från elnätets mest belastade delar. I de analyserade fallen låg elnätsförstärkningskostnaden oftast under 350 € per bostad vid en måttlig elektrifiering. Som högst blev kostnaden i glesbygd med hög andel värmepumpar, upp till ca 1 150 € per bostad, men samtidigt är också kostnaden för fjärrvärmens infrastruktur hög i glesbygd (Meunier m.fl, 2021).

En studie visar att om utbyggnaden av nederländska fjärrvärmenät uteblir ökar de årliga samhällskostnaderna med cirka 16–17 % jämfört med ett värmenätsscenario. Alternativet med byggnadsvis elektrifiering kräver större elproduktion och mer nätutbyggnad, vilket förvärrar kapacitetsbrist under lång tid. Sammantaget framhålls fjärrvärmenät som ett centralt verktyg för att begränsa elnätsbelastningen och stärka leveranssäkerheten i tätorter på vägen mot 2030/2050-målen. De har också med en kostnadsuppskattning av förstärkning av regionnät och lokalnät som är 210 000 € per MW respektive 650 000 € per MW (Teng m.fl., 2024).

Även en fallstudie i Tyskland utvärderar fjärrvärmens roll i att minska förstärkningar av eldistributionsnätet och jämför deras ekonomiska lönsamhet med värmepumpar. Resultaten visar att fjärrvärme kan minska behovet av att förstärka distributionsnätet 35–71 % beroende på fall, men att de besparingarna inte ensamt räcker för att motivera byggande av fjärrvärme. I studien ges även en översikt av andra studier som har jämfört kostnader för elnät kopplat till uppvärmning och som har kommit fram till liknande slutsatser (Lambert m.fl., 2025).

En modellering av ett helt förnybart energisystem på kontinentaleuropeisk nivå över 78 väderår visar att full elektrifiering av uppvärmning fyrdubblar behovet av långvarig el-energilagring, medan långvarig termisk lagring kopplad till fjärrvärme kan minska det behovet med i snitt 36 %, vilket man menar är ett tydligt systemvärde som fjärrvärme bidrar med (Schmidt m.fl., 2025).

Kunskapsöversikten visar att fjärr- och kraftvärme har ett betydande värde för det lokala och regionala elnätet genom att minska både maximalt effektbehov och årlig elanvändning. Studierna pekar på att en utfasning av fjärr- och kraftvärme leder till högre systemkostnader, ökad kapacitetsbrist och större behov av elnätsförstärkningar, särskilt i tätorter. Sammantaget indikerar resultaten att fjärr- och kraftvärme, särskilt i kombination termisk lagring, utgör en viktig komponent för ett kostnadseffektivt, robust och välfungerande elsystem.

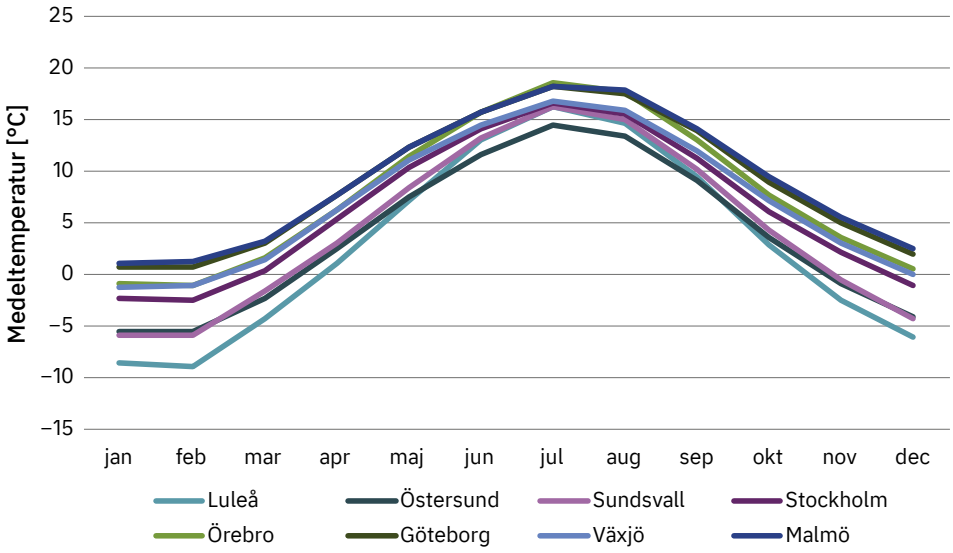
3 Profiler för elbehov, fjärr- och kraftvärme

För att förstå fjärr- och kraftvärmens nyttor för elsystemet behöver man kunskap om när behovet av fjärrvärme respektive el uppstår, vilket illustreras i detta kapitel. Principiellt levereras fjärrvärme för att möta kundernas värmebehov för uppvärmning av byggnader och för beredning av tappvarmvatten. Uppvärmning av byggnader dominerar värmebehovet och styrs framför allt av rådande utomhustemperatur. Kraftvärmen behöver i sin tur ett värmeunderlag från fjärrvärmen och producerar sedan el främst utifrån hur lönsamt det är, vilket avgörs av elprisets relation mot kostnaden för el- och värmeproduktion.

Utgångspunkten i analyserna är timvis data för levererad värme från fjärrvärme och elproduktion från några olika kraftvärmesystem samt tillhörande lokalnäts totala elbehov. Utifrån denna data analyseras profilerna utifrån utomhustemperatur, tid på dygnet och veckodag.

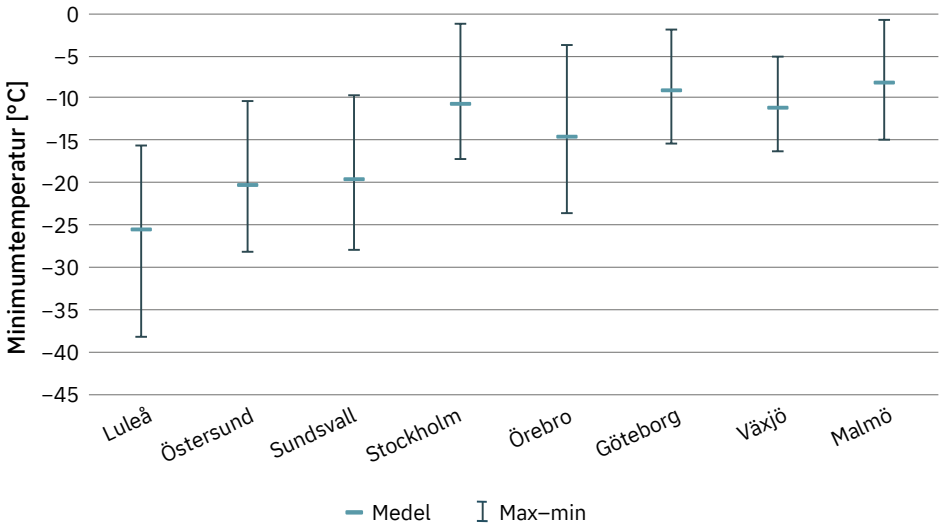
3.1 Temperaturer

En viktig aspekt när det kommer till uppvärmning är att det förekommer stora temperaturskillnader i Sverige, dvs. från norr till söder. I Figur 1 visas medeltemperaturen per månad för ett antal orter från norr till söder för perioden 1991–2020. Som framgår är det relativt stora skillnader i medeltemperatur över året och mellan orter, särskilt under vintermånaderna.



Figur 1. Medeltemperatur per månad för perioden 1991–2020. (Profus bearbetning av data från SMHI.)

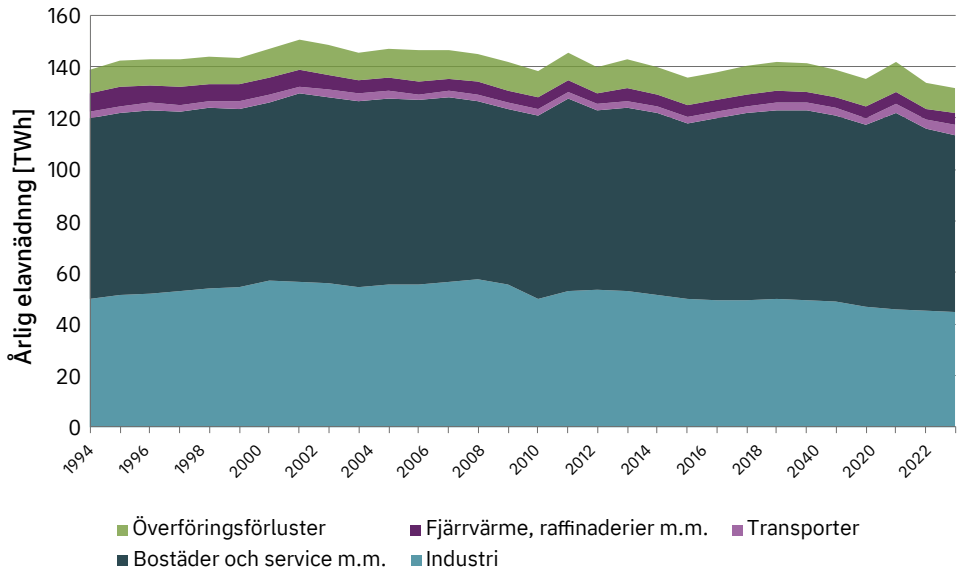
Figur 2 visar medelvärdet av den lägsta dygnsmedeltemperatur som inträffat under perioden 1991–2020. Den visar också skillnaden i lägsta dygnsmedeltemperatur som inträffat årsvis under perioden. Som exempel har den lägsta temperaturen per år i Luleå varit i genomsnitt –25,7 °C under perioden medan den lägsta temperaturen ett år (2010) var –38,3 °C och som högst var den lägsta temperaturen –15,7 °C ett år (2020). Detta illustrerar att det är stora skillnader mellan år avseende hur låg den lägsta temperaturen blir, vilket innebära stora skillnader i maximalt effektbehov mellan år.



Figur 2. Medelvärde för lägsta dygnsmedeltemperatur för perioden 1991–2020, samt spann för högsta och lägsta dygnsmedeltemperatur. (Profus bearbetning av data från SMHI.)

3.2 Elbehov i lokalnätet

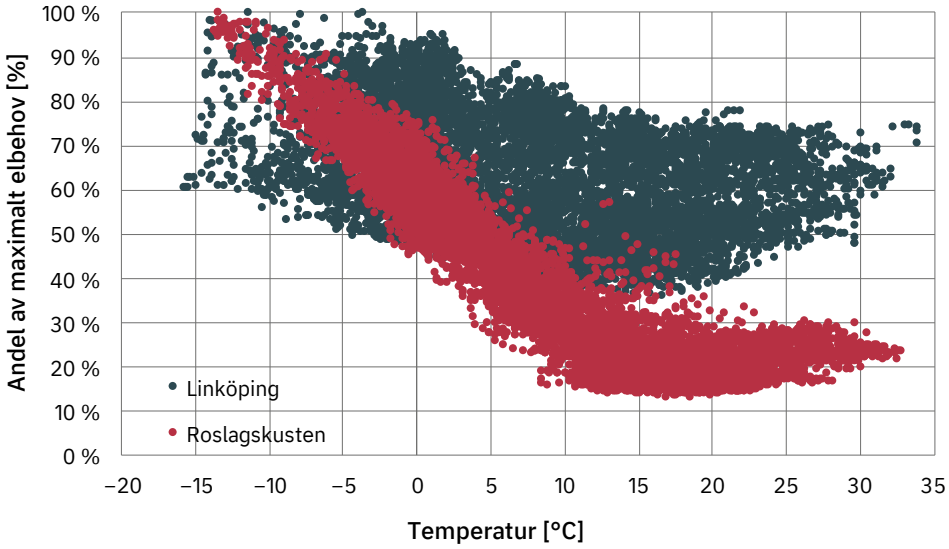
Under de senaste 30 åren har elbehovet stått relativt still för Sverige som helhet, och så gäller även elanvändningen i lokalnätet, se Figur 3. Generellt sett har behovet ökat med befolkningstillväxten, fler företag och verksamheter, men samtidigt har det skett en effektivisering som kompenserat för det ökande kundunderlaget.



Figur 3. Elanvändning i Sverige per sektor perioden 1994–2023, (Profus bearbetning av Energiläget i siffror 2025, Energimyndigheten).

Belastningen i de lokala elnäten påverkas i hög grad av vilken typ av användare som finns i respektive nätområde. Även om elbehovet i grunden följer liknande mönster – det vill säga varierar med utomhustemperaturen på grund av uppvärmningsbehov samt med tiden på dygnet där elanvändningen normalt är högre under vardagar dagtid – finns det tydliga skillnader mellan olika orter. Ett centralt skäl till dessa variationer är hur stor andel av elanvändningen som utgörs av eluppvärmning som exempelvis småskaliga värmepumpar och elpannor. Eftersom eluppvärmning ofta står för en betydande del av det totala elbehovet får både dess omfattning och rådande utomhustemperatur stor betydelse för elbehovet.

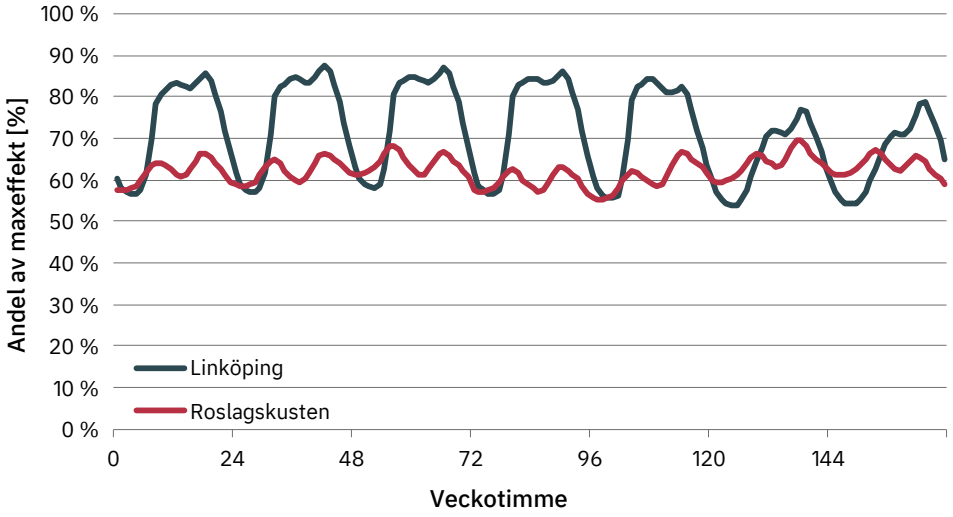
Figur 4 visar det timvisa elbehovet som funktion av utomhustemperaturen för Linköpings och Roslagskustens nätområde. Av figuren framgår att temperaturberoendet är avsevärt större i Roslagskusten. Detta beror på att uppvärmningen till största del sker med el i Roslagskusten, medan man i Linköping i betydligt högre utsträckning använder fjärrvärme för uppvärmning. Dessutom finns det en större andel verksamheter och företag som påverkar elanvändningsmönstret i Linköping. Skillnaden, främst i uppvärmningssystem, medför också att nätutnyttjandet är högre i Linköping med 63 %, jämfört med 40 % i Roslagskustens nätområde.[19]



Figur 4. Timvis effekt mot utomhustemperatur för år 2018.

Den spridning i timvis elbehov som finns för samma temperatur i Figur 4 beror främst på att elbehovet varierar över dygnet, eftersom användningen av el normalt är högre på dagen än natten. Figur 5 illustrerar medeleffekten per veckotimme för vintermånaderna december – februari där det framgår att variationen över dygnet och veckan är betydligt högre för Linköping än Roslagskustens nätområde. Skillnaden blir särskild tydlig på vintern då uppvärmningsbehovet är som högst. Som exempel kan här nämnas att vid en ökad elektrifiering av fordonsflottan, som lämpligen laddar nattetid, är potentialen för att öka nätutnyttjandet betydligt högre i Linköping än i Roslagskustens nätområde. En fördjupning av hur möjligheterna för detta ser ut studeras i *Ett elsystem för elfordon – Fallstudie för Skövde Energi Elnäts nätområde* (Blomqvist och Nyholm, 2024).

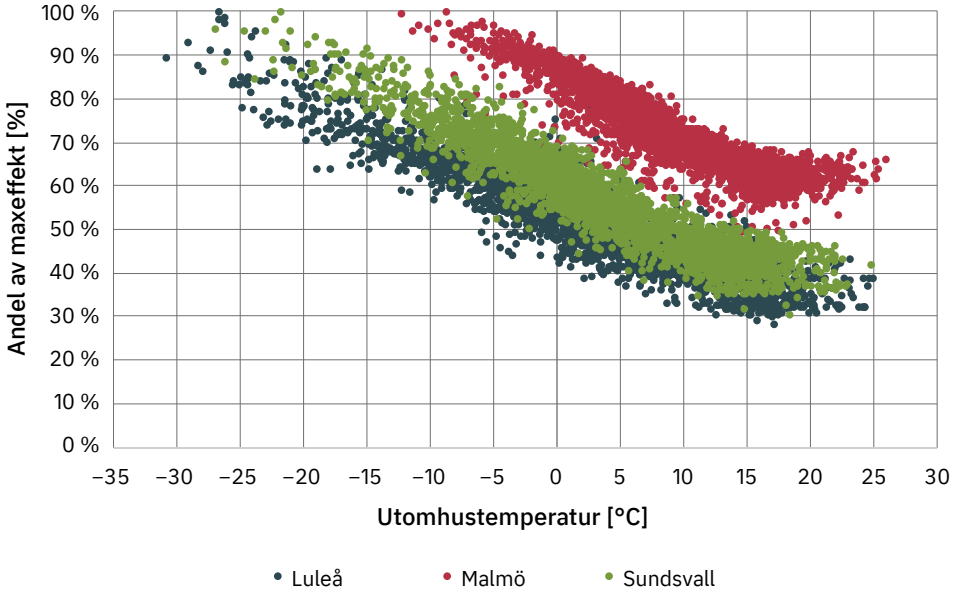
[19] Nätutnyttjande beräknas om elanvändning genom maximal effekt och antal timmar.100 % nätutnyttjande innebär att elbehovet är lika stort under alla årets timmar.



Figur 5. Andel av maximalt effektbehov per veckotimme för december–januari år 2018.

När elbehovet visas som dygnmedeleffekt för ett nätområde filtreras variation över dygnet bort, vilket gör sambandet med utomhustemperaturen än tydligare. Figur 6 visar dygnsmedeleffekten i förhållande till utomhustemperaturen för tre olika nätområden i Sverige, från norr till söder. Helger har exkluderats för att ytterligare renodla sambandet mellan temperatur och elanvändning.

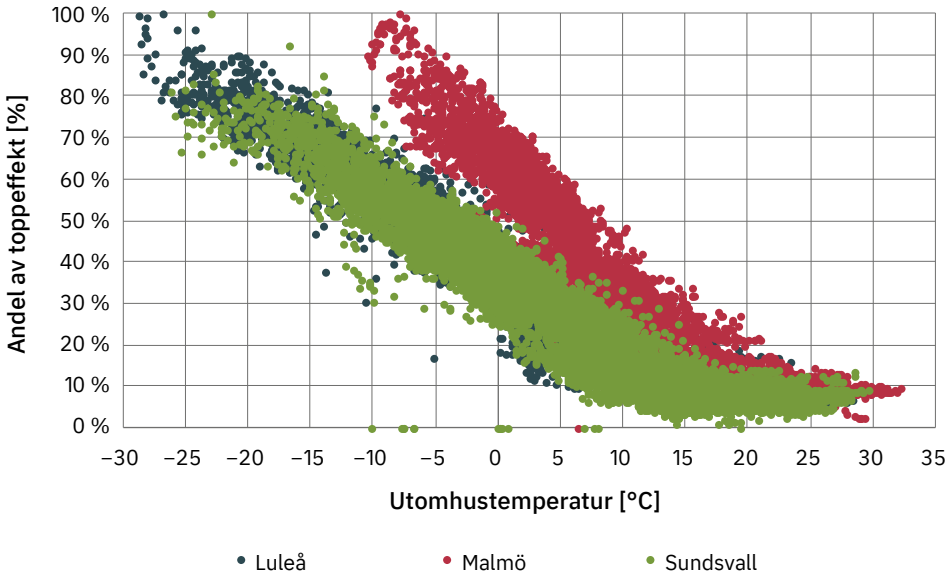
Som figuren visar ökar elbehovet i princip linjärt när temperaturen sjunker under cirka 15 °C, oavsett hur kallt det är. Detta tydliggör elbehovets beroende av temperaturförändringar och illustrerar samtidigt den ökade efterfrågan på eluppvärmning vid lägre temperaturer. Sambandet ger också en indikation på hur elbehovet kan utvecklas om konverteringar från fjärrvärme till elvärme skulle öka i olika delar av landet.



Figur 6. Luleå, Sundsvall och Malmö dygnsmedeleffekt som andel av maximal effekt under perioden 2010–2020.

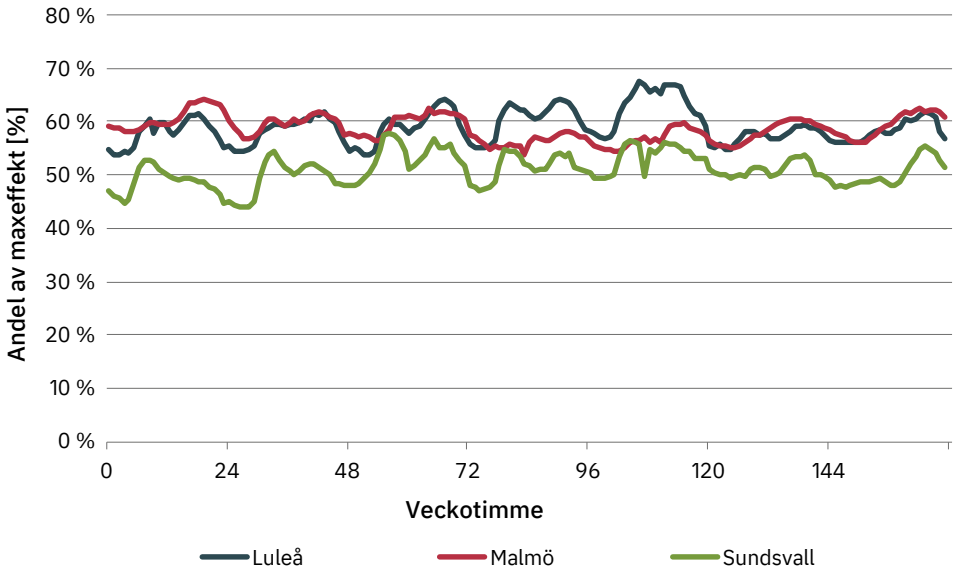
3.3 Fjärrvärmeleverans

Om man i stället ser på fjärrvärmeleveransen för ett antal orter från norr till söder liknar profilerna de som gäller för elbehovet, se Figur 7. Spridningen i levererad effekt vid samma temperatur är dock relativt låg för alla orter. Profilen är alltså mer lik elbehovet för Roslagskusten där uppvärmning utgör en större andel av elbehovet än i Linköping, vilket är rimligt då uppvärmning är huvudsyftet med fjärrvärme.



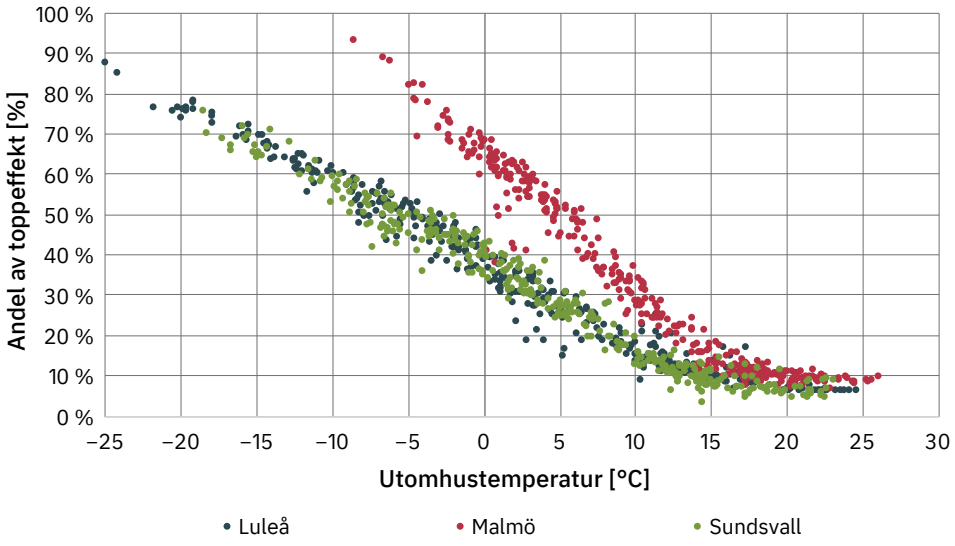
Figur 7. Total fjärrvärmeleverans per timme som andel av maximal effekt år 2018.

Figur 8 visar profilen för totalt levererad fjärrvärme per veckotimme för vintermånaderna som andel av högsta timvisa effektbehovet år 2018 (högsta uppmätta timme motsvarar 100 %). Det finns en relativt sett liten men tydlig variation där leveransen är högre på dagen, speciellt morgon och eftermiddag, än på natten. Förklaringen ligger främst i att användningen av tappvarmvatten är högre under dessa tider.



Figur 8. Andel av maximal fjärrvärmeleverans per veckotimme för december–januari år 2018.

Visas i stället dygnmedeleffekten för respektive ort filtreras som sagt variationen över dygnet bort och därmed blir kopplingen mot utomhustemperatur tydligare. Som Figur 9 illustrerar ökar totalt levererad fjärrvärme linjärt med sjunkande temperatur oavsett hur kallt det är ute, dvs. på liknade sätt som elbehovet (högsta uppmätta timme motsvarar 100 %).[20]



Figur 9. Fjärrvärmeleveransens dygnsmedeleffekt som andel av maximal effekt år 2018.

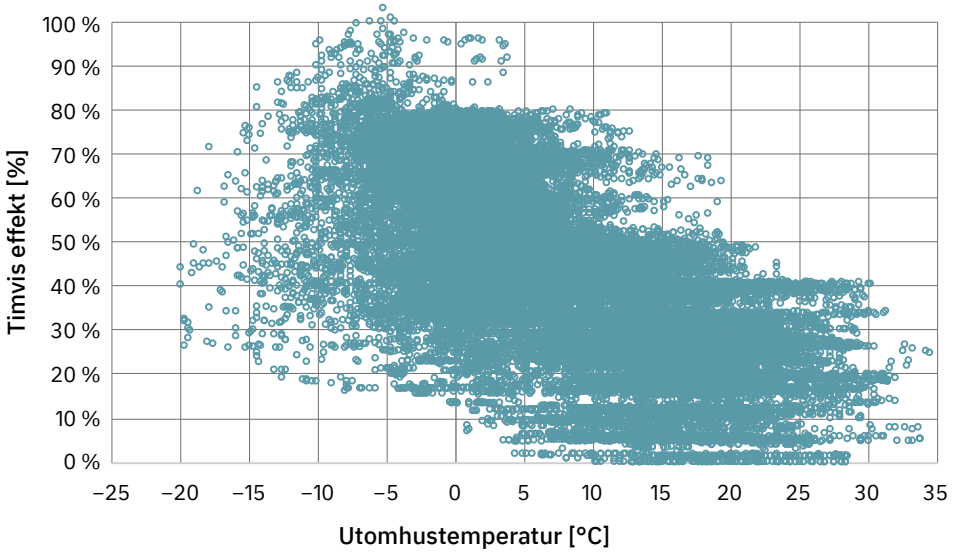
Notera att då referensen för 100 % utgår från högsta uppmätta timviseffekt per ort blir lutningen mindre desto kallare lägsta temperatur en ort har.

[20] Normalt definieras graddagar (behov av uppvärmning) som temperaturer som understiger 17 °C, men relationen blir tydligare linjär under 15 °C.

3.4 Kraftvärmeproduktion

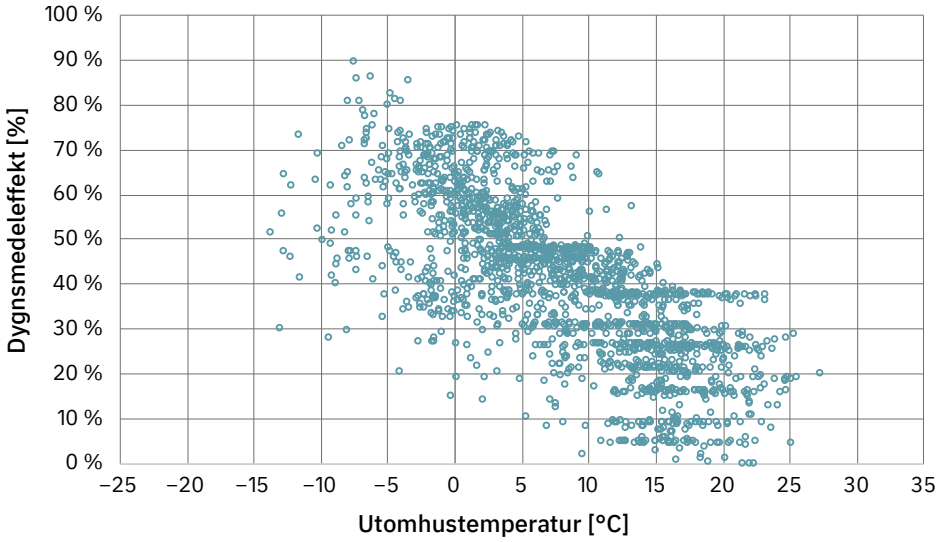
Analyserna ovan visar att både el- och fjärrvärmebehov främst styrs av utomhustemperaturen. Till det kommer en förstärkning dagtid då vi är verksamma. När det gäller elproduktion från kraftvärme sker den i stället främst utifrån att det ska vara lönsamt att producera, att produktionskostnaden är lägre än elpriset, under förutsättning att det finns ett värmeunderlag.

Ser man på hur elproduktion från kraftvärme sett ut över året skiljer det sig en del mellan orter och mellan år. Generellt sett finns det en koppling mot utomhustemperatur, även om den spridningen är större än el- och fjärrvärmebehov. Exemplet i Figur 10 visar timvis elproduktion som andel av maximal elproduktion från kraftvärmen i Linköping mot utomhustemperatur för perioden 2018–2022. Värt att notera att i Linköpings fall, som har en stor andel avfallseldad kraftvärmeproduktion, innebär tjänsten avfallshantering att deras produktion också kan ske utifrån att avfallet måste hanteras. Detta är något som gör att kopplingen mot värmebehov och elpris är lägre än i fallet med biobränsleeldad kraftvärmeproduktion.



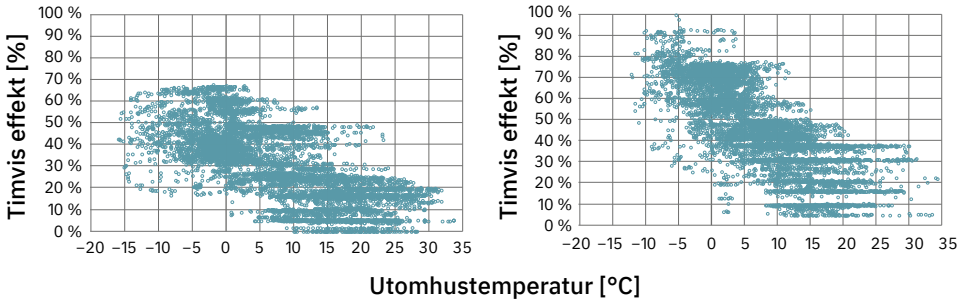
Figur 10. Linköping kraftvärme timvis elproduktion som andel av maximal elproduktion perioden 2018–2022.

Ser man i stället på elproduktion som dygnsmedelvärden mot utomhustemperatur blir kopplingen mot temperatur tydligare, se Figur 11. Det finns dock dygn där elproduktionen varit relativt låg även vid lägre temperaturer. Under –10 °C har produktionen legat mellan 30–75 % för samtliga dygn under tidsperioden. Att produktion varit lägre vid vissa tillfällen kan det finnas olika skäl till, troligen beror det främst på att incitamenten för att producera el har varierat mellan år. Detta kopplar också till att när det är kallt kan det finnas behov av att elda i spetspannor med höga bränslepriser, och om elpriset inte är tillräckligt högt kan det vara mer fördelaktigt är att dra ned på elproduktion för att få ut mer värme ur befintliga pannor i stället.



Figur 11. Elproduktion för kraftvärmen i Linköping som dygnsmedeleffekt som andel av högsta timvisa elproduktion perioden 2018–2022.

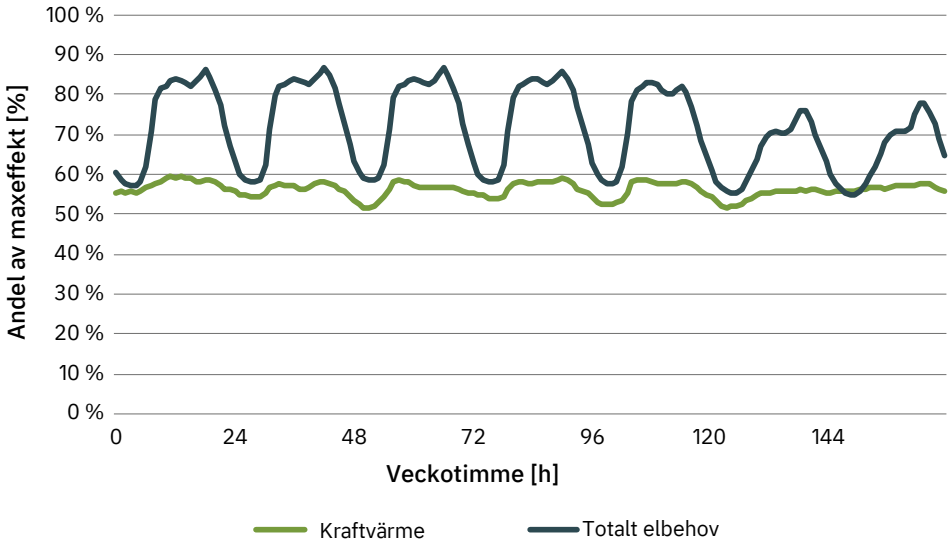
Ett exempel på skillnaden mellan år visas i Figur 12 där den maximala produktionen är betydligt högre 2022 jämfört med 2018.[21] En förklaring kan vara att Linköping har avfall som bränsle och att avfallshantering i sig är en tjänst som inte korrelerar med värmebehovet (till exempel kan man få leveranser av avfall och att det finns begränsningar i lagringskapacitet). En annan förklaring kan också vara att elpriset var betydligt högre 2022 jämfört med 2018. Snittpriset på Nordpool spotmarknad var 458 kr per MWh under 2018 och 1 379 kr per MWh under 2022.



Figur 12. Linköping kraftvärme timvis effekt som andel av toppeffekt 2018 (till vänster) och 2022 (till höger).

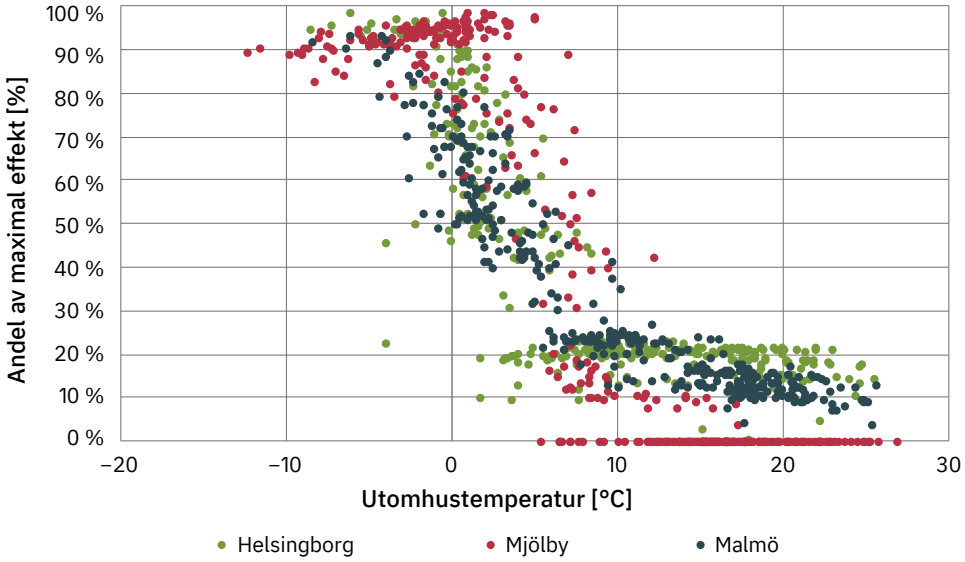
[21] 100 % är högsta timvis effekt som inträffade under 2022 och produktionen var inte högre än 70 % av detta under 2018.

Figur 13 visar både totalt elbehov och elproduktion från kraftvärmen som andel av respektive högsta värde per veckotimme för Linköping (som andel av högst uppmätta timvärde under perioden). Som figuren illustrerar följer elproduktionen endast elbehovets profil svagt, dvs. med något högre elproduktion på dagen jämfört med natten. Elproduktion har alltså en tendens att vara högre vid lägre temperaturer då elbehov är högt eftersom elpriser tenderar att stiga då. Sambandet är dock inte entydigt, eftersom elproduktion även styrs av tillgång på annan elproduktion.



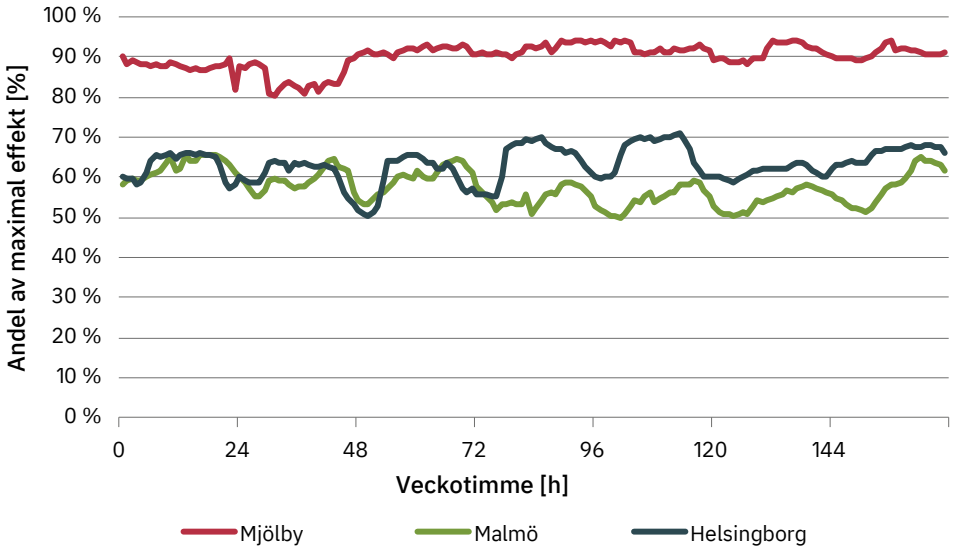
Figur 13. Genomsnittligt totalt elbehov och kraftvärmeproduktion under vintermånaderna december–februari perioden 2018–2022 för Linköping.

Linköping, som presenteras i exemplet ovan, har en stor andel avfallbränslen vilket påverkar deras driftstrategi. För andra system med kraftvärme, som har en mindre andel eller inga avfallsbränslen, ser det ut på liknande sätt, men med starkare koppling mot temperatur. Se exempelvis Helsingborg, Malmö och Mjölby som visas i Figur 14. Alla dessa hade en relativt hög elproduktion vid lägre utomhustemperaturer då snittproduktionen låg kring 90 % av maximal produktion vid temperaturer under –5 °C.



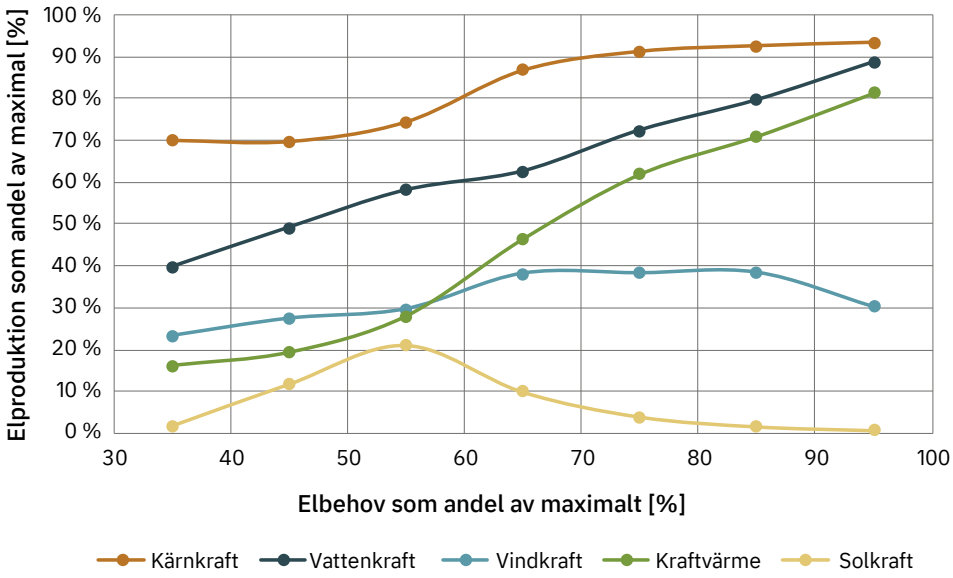
Figur 14. Kraftvärmens dygnsmedelproduktion som andel av toppeffekt år 2018 för Helsingborg, Mjölby och Malmö.

I Figur 15 illustreras genomsnittlig elproduktion från kraftvärmen per veckotimme för Mjölby, Malmö och Helsingborg under vintermånaderna december–februari 2018. Det skiljer sig alltså mellan system gällande hur produktionen varierar över dygnet. I Helsingborg och i viss mån Malmö är produktion högre under dagtid medan den är generellt på en högre nivå för Mjölby.



Figur 15. Genomsnittlig kraftvärmeproduktion under vintermånaderna december–februari perioden 2018 för Mjölby, Malmö och Helsingborg.

Förhållandet som visats ovan gäller också nationellt. Figur 16 visar genomsnittlig produktion som andel av maximal produktion per kraftslag i Sverige under perioden 2021–2023, vid olika intervall av totalt elbehov i landet (Blomqvist, 2024b). Som ses av figuren har elproduktion från kraftvärme den starkaste kopplingen mot elbehovet. Korrelationskoefficient för analyserad period är 0,87 för kraftvärme[22]; 0,63 för vattenkraft; 0,59 för kärnkraft; 0,19 för vindkraft; –0,22 för solkraft.[23] Kraftvärmen har alltså fyllt en viktig roll i att bidra till effekt när behov finns för hela Sveriges elsystem, fokus för denna rapport är dock på nyttan för elnätet lokalt och i viss mån regionalt.



Figur 16. Medelproduktion per kraftslag vid olika nivåer på totalt elbehov i Sverige perioden 2021–2023. (Bearbetning av Svenska Kraftnäts data.)

[22] Benämns av Svenska Kraftnät som övrig värmekraft, vilken främst utgörs av kraftvärme.

[23] En stor andel av solkraften har nettomätning då den är placerad på byggnader, vilket gör jämförelsen något orättvis. Endast ca 10 % av solelproduktion kommer från solcellparker som har bruttomätning.

4 Metodik för analys av fjärr- och kraftvärmens värde för elnätet

I följande metodik är utgångspunkten att det idag finns en befintlig infrastruktur i fjärr- och kraftvärme som begränsar behovet i att bygga ut elnätet. Med denna utgångspunkt kan det konstateras att fjärr- och kraftvärmens värde för elnätet skiljer sig åt då kraftvärme har en direkt påverkan på elnätet medan fjärrvärmen har en mer indirekt påverkan. Vi delar därför upp dessa och beskriver värdena var för sig även om fjärr- och kraftvärme är nära kopplade till varandra. Fokus ligger också på det värde som fjärr- och kraftvärmen bidrar med till elnätet under normala omständigheter (dvs. inte kriser).

Ovan har vi illustrerat hur fjärr och kraftvärmen har bidragit historiskt med energi och effekt i förhållande till utomhustemperatur och tid på dygnet. Detta är viktigt för att utforma en metodik för att bedöma befintlig fjärr- och kraftvärmes värde för elnätet. Det kan konstateras att både fjärrvärmebehov och elbehov ökar linjärt med sjunkande utomhustemperatur även vid lägre temperaturer. Elproduktion från kraftvärmen ökar också normalt vid sjunkande temperatur, men kopplingen är inte lika direkt då produktionsstrategin och lönsamhet beror av andra faktorer som exempelvis elprisets förhållande till bränslepriset för olika produktionsanläggningar.

För att bedöma värdet av befintlig fjärr- och kraftvärme utgår vi från ett marginalperspektiv. För fjärrvärmen innebär det att man analyserar hur det lokala elbehovet förändras om en eller flera kunder konverterar från fjärrvärme till elbaserad uppvärmning, såsom värmepump. På liknade sätt görs analysen för hur elproduktionen i kraftvärme påverkas, men detta beror också på hur produktionssystemet ser ut. En kortfattad praktisk handledning av metodiken framgår av Bilaga 1.

4.1 Fjärrvärme

När det gäller fjärrvärme som har en indirekt koppling till elnätet genomförs bedömningen av dess nytta för elnäten utifrån vad en konvertering från fjärrvärme till elvärme betyder. Som visats i avsnitt 3.3 så ökar uppvärmningsbehovet linjärt med sjunkande temperatur. Om man utgår från att konverteringen blir till någon form av värmepump, vilket är det absolut vanligaste alternativet, blir det viktigt att förstå hur COP-värdet ser ut (COP-värde är förhållandet mellan genererad värme och insatt el).

COP-värdet kan variera beroende på faktorer som typ av värmepump, köldmedium, värmedistributionssystem (radiatorer eller golvvärme), samt tappvarmvattnets andel av värmebehovet.[24] I beräkningsexemplet utgår vi från att beredning av tappvarmvatten utgör 100 % av behovet över 17 °C, men sjunker ned till 5 % vid –20 °C. Vidare utgår det från att radiatorer utgör 80 % och golvvärme 20 % av installationerna. Observera att luft-vatten-värmepumpars COP påverkas direkt av utetemperaturen. Bergvärmepumpar (BVP) styrs indirekt genom att framledningstemperaturen till radiatorerna ökar med lägre utetemperatur. I analysen är utgångspunkten också att berg- och luft-vattenvärmepumpar utgör 50 % vardera av konverteringar. Notera att det är vanligt med en relativt hög effekttäckning- och energitäckningsgrad vid dimensionering av värmepumpar (McDiamid och Lévesque, 2025).

För att bedöma konsekvensen av konverteringar blir det alltså uppvärmningsbehovet, som visats ökar linjärt med sjunkande utomhustemperatur, som ska konverteras från fjärrvärme till elvärme. Värmepumpens års-COP avgör hur mycket detta bidrar till att reducera elbehovet, vilket beror av temperaturförhållanden på orten, val av värmepump samt varmvattenandel som nämnts ovan. Dessutom behöver hänsyn tas till förluster i det lokala elnätet, vilka normalt ligger runt 3 %.[25]

Beräkning av ökat elbehov på årsbasis vid en konvertering av 1 GWh använd fjärrvärme till värmepump baserat på följande antaganden:

- Års-COP om 3,4 vid en årsmedeltemperatur om ca 7 °C.
- Förlust i lokalnätet är 3 %.
- Detta resulterar i ett ökat elbehov motsvarande drygt 0,30 GWh el (per 1 GWh värme).

Notera att det finns en variation mellan år, dvs. om uppvärmningsbehovet är 1 GWh under ett normalår så varierar det ca ±10 % mellan varm- och kallår definierat som 10-/90-percentilen under de senaste 30 åren.[26] Det finns dock extrema år som innebär större variation, där variationen tenderar vara större i söder jämfört med norr. Där temperaturen påverkar års-COP något, dvs. att det sjunker vid lägre temperaturer. Exemplet utgår också från 100 % energitäckningsgrad, där en lägre energitäckning innebär att spetsen normalt sker med en elpatron som har förhållande 1 till 1 mot fjärrvärme och därmed ökar elbehovet.

När det kommer till ökat effektbehov blir det i stället det COP som gäller vid lägsta dygnsmedeltemperaturen som blir dimensionerande för uppvärmning och elnätet.[27] Detta COP-värde är normalt betydligt lägre än det års-COP

[24] Då tappvarmvatten kräver en högre temperatur än uppvärmningssystemet resulterar detta i ett lägre COP-värde.

[25] Notera att förluster i fjärrvärmenät kan variera relativt mycket beroende mellan system (normalt 10–15 %). I exemplet används värmemängd hos slutkund och då ska inte denna förlust inkluderas.

[26] Utgående från graddagar baserat på temperaturdata från SMHI för 8 orter från norr till söder i Sverige.

[27] I Exemplet nedan utgår vi från 1 MW toppeffekt för att göra det enkelt att relatera, men i ett fall med konvertering av 1 GWh får man utgår från utnyttjningstiden, vilket framgår i Bilaga 1.

som brukar anges. Vilken temperatur som blir dimensionerande skiljer relativt mycket från norr till söder i Sverige, med exempelvis –25,4 °C i Luleå och –7,8 °C för Malmö.[28]

Beräkning av ökat maximalt effektbehov vid en konvertering av 1 MW använd fjärrvärme till värmepump baseras på följande antaganden:

- COP om 2,7 vid en lägsta dygnsmedeltemperatur om –13,3 °C.[29]
- Förlust i lokalnätet är 3 %.
- Detta resulterar i ett ökat elbehov motsvarande drygt 0,38 GWh el (per 1 GWh värme).

För att göra en korrekt bedömning behöver man ta hänsyn till förluster både i fjärrvärmenätet och lokalnätet, i fallet ovan utgår vi dock från levererad värme till kund. Notera också att i exemplet utgår vi från att det är 100 % effekttäckningsgrad, men om så inte är fallet kan effektbehovet öka betydligt om en elpatron ska täcka resterande effektbehov. Dessutom är det så att vid lägre temperaturer än –15 °C sjunker COP-värdet ytterligare särskilt för luftvattenvärmepumpar och är sannolikt ner mot ca 1,5 vid –25 °C.

Det är svårt att göra en generisk bedömning av förstärkningsbehovet i lokalnäten i det fall att elbehovet ökar, exempelvis vid konvertering från fjärrvärme till elvärme av något slag. Anledningen till detta är att förutsättningarna kan skilja sig åt mellan olika lokalnät och att det kan vara stora skillnader inom ett lokalnät. En ökning av elbehovet i ett elnät kan innebära att man inte behöver göra några förstärkningar alls, alternativt att det behövs genomföras relativt stora investeringar. En viktig aspekt att beakta är att en ökad elektrifiering av uppvärmning minskar utrymmet för annan elektrifiering och sannolikt nås slutligen en tröskel där investeringar i elnätet behöver genomföras.

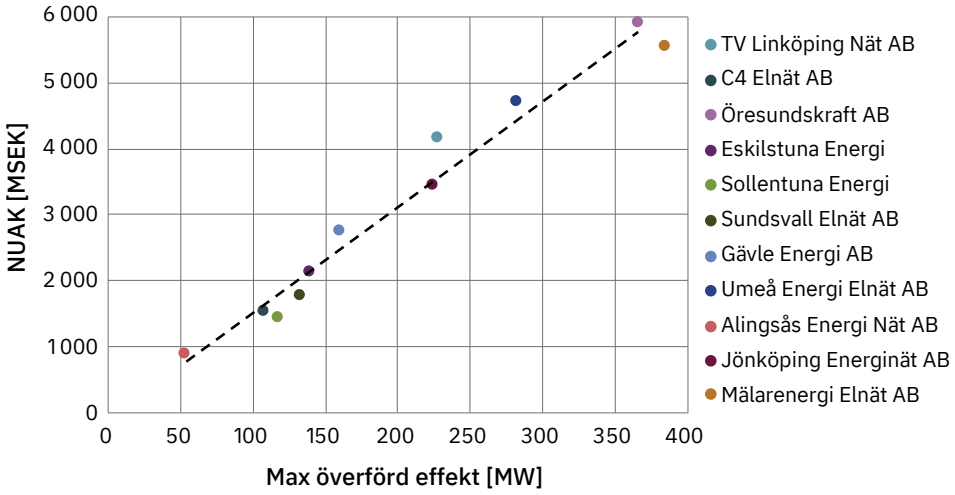
För att ändå göra en generisk bedömning av kostnaden för ett ökat effektbehov utgår vi från anskaffningsvärdet (NUAK)[30] för olika lokalnät. Figur 17 illustrerar hur nuanskaffningsvärdet ser ut för ett antal olika lokalnät av olika storlek, definierat som maximalt överförd effekt. Elnätsbolagen som inkluderats i figuren har valts utifrån att de har någorlunda lika förutsättning, dvs. ungefär lika lång ledningslängd per abonnent och lika stor andel överförd effekt per abonnent. Som Figur 17 visar ökar nuanskaffningsvärdet i linjärt vid en ökning av överförd effekt, närmare bestämt med 15,9 miljoner kronor per MW som effekten ökar.[31]

[28] Dimensionerande Vintertemperatur DVUT baserat på temperatur 1991–2021 – Framtaget av SMHI på uppdrag av Boverket 2022.

[29] Dimensionerande dygnsmedeltemperatur för Stockholm.

[30] Beskriver vad det skulle kosta att anskaffa motsvarande anläggning i dag, dvs återanskaffningsvärde.

[31] Kostnaden för ökad överförd maximal effekt varierar en del beroende på storlek och begränsningar. Om man ser på detta nyckeltal per bolag som överför mer än 20 MW varierar det mellan 7,9–31,2 Mkr per MW där medel ligger på 16,0 Mkr per MW (baserat på data från Energimarknadsinspektionen).



Figur 17. Nuanskaffningsvärde (NUAK) i förhållande till maximalt överförd effekt för ett antal lokalnät. (Profus bearbetning av Energimarknadsinspektionens data)

Ett annat sätt för att göra en bedömning av det ekonomiska värdet är att utgå från de tariffer som elnätsbolagen har. Alltså hur mycket mer behöver en kund betala för att öka effektuttaget. Problemet med detta är idag att det är stora skillnader mellan hur elnätstarifferna är utformade mellan elnätsbolag och mellan olika kundgrupper hos elnätsbolagen.

Energimarkandsinspektionen utkom dock med nya föreskrifter år 2022 som reglerar hur nättariffer för överföring ska utformas i Sverige, vilket ska vara implementerat av alla elnätsföretag senast den 1 januari 2027. Avsikten är att tariffen ska reflektera de kostnader elnätsbolag har för att tillhandahålla kapacitet, vilket ska ge kunder incitament att hålla nere sitt effektbehov motsvarande denna kostnad. En del bolag har redan infört detta för sina kunder, men det är främst mot större kunder som det är vanligt redan.

Med hänsyn till ovanstående, dvs. värmepumpars COP vid låga temperaturer och kostnaden för att öka kapaciteten lokalnätet, kan vi med den inkrementella marginalanalysen göra en kvantitativ bedömning av det ekonomiska värdet ur detta perspektiv, se Figur 17. Om vi tar ett exempel med en konvertering om 1 MW levererad fjärrvärme till värmepumpar med motsvarande uppvärmningskapacitet i Stockholm, som har en dimensionerande vintertemperatur om –13,3 °C ökar maximalt eleffektbehov med 0,38 MW. Denna ökning av effektbehovet motsvarar därmed drygt 6,0 miljoner kronor.

Ovanstående beräkning gäller alltså för Stockholm och att det skiljer en del beroende på vilka lägsta temperatur man dimensionerar för, som nämnt tidigare. En lägre dimensionerande temperatur ger en ett lägre COP-värde och därmed en högre kostnad, medan en högre dimensionerande temperatur ger en lägre kostnad.

Utöver den kostnad som en uppskattad förstärkning av lokalnätet innebär, tillkommer också ett ökat effektuttag från överliggande nät. I vissa fall kan detta utgöra en flaskhals som innebär ökade kostnader för lokalnätet som helhet. Det kan handla om att abonnemanget mot regionnätet måste höjas,

och att övriga kostnader ökar som exempelvis effektavgift och kostnad för elöverföring beroende på hur regionnätstariffen är utformad. Det kan också handla om fysiska flaskhalsar som innebär att investeringar behöver genomföras för att hantera ett ökat effektuttag. Data för hur kostnaden i regionnätet ökar med överförd maximal effekt saknas dock, istället är det möjligt att utgå från de elnätstariffer som finns för regionnätet och hur denna kostnad ökar, vilka ska vara kostnadsbaserade enligt föreskriften.

Elnätstariffer varierar mellan nätägare och för olika anslutningar. I exemplet med 1 GWh konvertering innebär detta, exempelvis för:

- Vattenfall Eldistribution (Södra Sverige, L1) har ett pris på årseffekt[32] om 207 kr/kW och år (0,36 MW) plus en högbelastningsavgift om 35 kr/kW och år (0,30 MW). Alltså en årlig kostnad om ca 85 000 kr per år.
- E.ON Energidistribution (elområde 3, N3-130L har en avgift på abonnerad effekt om 94 kr/kW och år (0,38 MW) plus ett vintertillägg 321 kr/kW och år (0,38 MW). Alltså en årlig kostnad om nära 158 000 kr per år.
- Ellevio (Stockholm, L110 har ett pris för avtalad årseffekt om 406 kr/kW och år (038 MW). Alltså en årlig kostnad om ca 154 000 kr per år.

Om vi antar en ekonomisk livslängd om 30 år och 4,53 % real ränta[33] skulle det alltså motsvara en investering om 1,4 – 2,6 miljoner kronor (för en ökad effekt om 0,38 MW), men detta förutsätter att betalningar (tariffen) och viktad kapitalkostnad (WACC) är densamma under hela perioden.

Notera att elnätsbolagens priser skiljer sig en del mellan olika delar av landet. Vattenfall har små skillnader där spannet är 85 000 – 87 000 kr per år beroende på region. De andra har större skillnader där E.ON har spannet 98 000 – 158 000 kr per år och Ellevio har spannet 88 000 – 154 000 kr per år för angiven effektökning i exemplet.[34]

En konvertering från fjärrvärme till elbaserad uppvärmning medför ett tydligt ökat el- och effektbehov, särskilt vid låga temperaturer då värmepumpars COP sjunker och belastningen på elnäten blir som störst. Eftersom elnät dimensioneras utifrån maximalt överförd effekt kan investeringsbehovet bedömas den relativt enkla metodik som beskriv, då de centrala sambanden i huvudsak är linjära och möjliggör en robust uppskattning av det ökade kapacitetsbehovet vid en sådan konvertering.

[32] Baseras på två högsta värden från skilda månader, medan högbelastning avgiften utgår från en femtedel per månad under höglasttid. Effektbehovet har reducerats med hänsyn till detta.

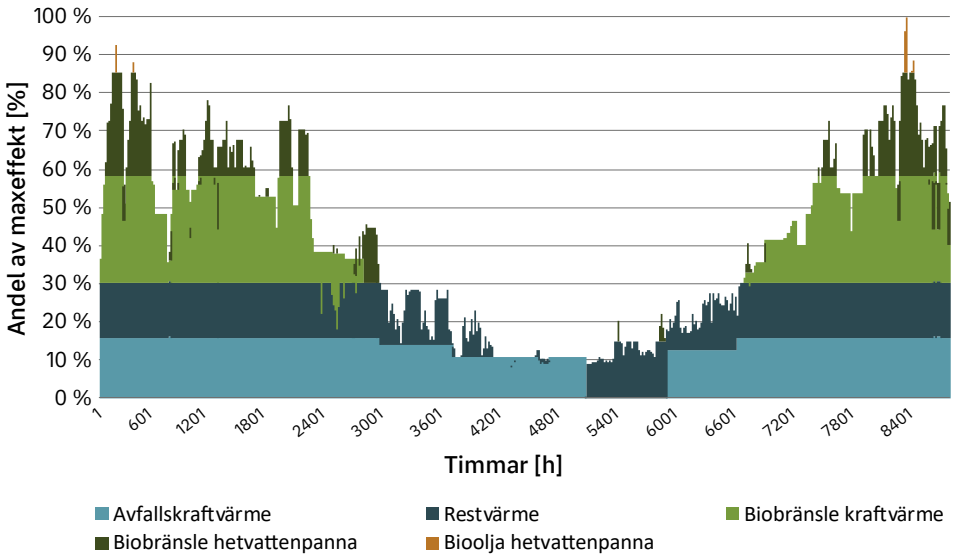
[33] Ellevios beräknade WACC för perioden 2024–2027 då Energimarknadsinspektionen endast tar fram en metod för beräkning av WACC https://www.ellevio.se/globalassets/content/finansiell-information/2024/ellevio_half_year_report_2024.pdf

[34] Effektökningen kommer dock att skilja något mellan olika platser beroende på temperaturförhållanden.

4.2 Kraftvärme

Vid en konvertering från fjärrvärme kan också kraftvärmeproduktionen påverkas, vilket innebär en tillkommande konsekvens utöver det som beskrevs i avsnitt 4.1. Kraftvärme kan bidra med nytta direkt till elnätet både avseende elenergi och eleffekt, ett värde som minskar om kraftvärme-produktionen minskar. Som visats i fallstudierna har kraftvärmen historiskt bidragit till att reducera effektbehovet från överliggande nät när det varit kallt, dvs. då risken för kapacitetsbrist är som störst. Hur stort bidrag som kan förväntas skiljer mellan orter beroende på hur systemet är uppbyggt, till exempel vad man har för produktionstekniker och priser på dessa. Det kan även skilja sig åt mellan år för samma ort, vilket beror på hur produktionsstrategin sett ut som i sin tur främst beror på hur incitamenten för att producera el förändrats över tid.

I Figur 18 illustreras ett exempel på hur olika produktionstekniker kan tillgodose det fjärrvärmebehov som föreligger under ett år. För elproduktion med kraftvärme blir det avgörande vilken produktionsteknik som minskar snarare än hur värmebehovet som helhet förändras vid en konvertering eftersom produktionsmöjligheten främst påverkas då kraftvärmeverket ligger på marginalen. Produktionen kan dock påverkas även om kraftvärme inte utgör marginalproduktion och det är när man ”backar” elproduktionen. Detta kan ske då det är dyrare att producera värme med en hetvattenpanna än vad man får betalt för elen, då kan elproduktionen minskas till förmån för mer fjärrvärmeproduktion i kraftvärmeverket. Ett minskat fjärrvärme-underlag vid dessa tillfällen kan i stället öka mängden producerad el givet att ”backningen” av elproduktionen ligger på marginalen.



Figur 18. Värmeproduktion för fjärrvärme som tillgodoses med flera olika produktionstekniker.

I exemplet levereras efterfrågad värme med avfallseldad kraftvärme som grund tillsammans med restvärme, medan dyrare tekniker kompletterar vid högre behov, i detta fall en biobränsleeldad kraftvärme[35], biobränsleeldad hetvattenpanna och en oljeeldad hetvattenpanna. Det är alltså när fjärrvärmebehovet tillgodoses med kraftvärme som det finns möjlighet till elproduktion.

Med liknade resonemang om marginalanalys för fjärrvärme, dvs. om en kund skulle konvertera till värmepump, innebära en minskning av 1 GWh årsenergi att fjärrvärmeleveranserna minskar linjärt med utomhustemperaturen (och är konstant under sommaren då uppvärmningsbehov saknas). Det är dock främst när kraftvärmen ligger på marginalen som elproduktionen påverkas. Om produktionsprofilen ser ut som i Figur 18 blir det relativt få timmar som kraftvärmen påverkas, endast ca 10 % av tiden över året och inte alls då effektbehovet är som störst. Men ju större andel av fjärrvärmeleveransen som minskar desto mer påverkas kraftvärmen.

För att göra en detaljerad beräkning av hur en minskning av fjärrvärmebehovet med 1 GWh på årsbasis påverkar förutsättningarna för elproduktion i kraftvärmen behövs egentligen med modell med timvisa värden. Detsamma gäller när man ska beräkna påverkar på kraftvärmens bidrag till att reducera uttag från överliggande nät. Om det finns behov av mer detaljerade beräkning för faktiska system får avgöras av syfte med analysen.

I nedanstående exempel görs en förenklad beräkning av minskade förutsättningar för elproduktion med kraftvärme då 1 GWh fjärrvärme konverteras till eluppvärmning:

- Andel av tiden som kraftvärmen utgör marginalproduktion 10 %[36]
- Förluster i fjärrvärmenätet 12 % (om 1 GWh är slutanvändarens förbrukning ska förluster adderas)
- Fjärrvärmeproduktion med kraftvärme som faller bort $1 \times 10\ \% \times 112\ \% = 0{,}112$ GWh
- Alfavärde[37] för den kraftvärme som ligger på marginalen 0,4
- Minskad elproduktion med kraftvärme $0{,}112 \times 0{,}4 = 45$ MWh

Som tidigare visats så bidrar kraftvärme oftast med relativt hög elproduktion då värmebehovet är som högst. Ett minskat fjärrvärmebehov behöver dock inte betyda att förutsättningarna för kraftvärme minskar då värmebehovet är som störst. Det är främst när kraftvärme utgör marginalproduktion som förutsättningarna för elproduktion minskar på grund av att värmebehovet minskar. Det gör det inte i fallet som visas i Figur 18 och det är inte heller vanligt att kraftvärmen står för marginalproduktion då värmebehovet är som högst. Det är dock vanligt att kraftvärme utgör marginalproduktion då värmebehovet är en bit under maximalt behov (60–70 % av maximalt behov i exemplen Figur 18–Figur 20).

[35] I detta fall biobränsleeldad där vi samlat all kraftvärme som en post, även om det kan bestå av flera pannor, för att tydliggöra när den utgör marginalproduktion.

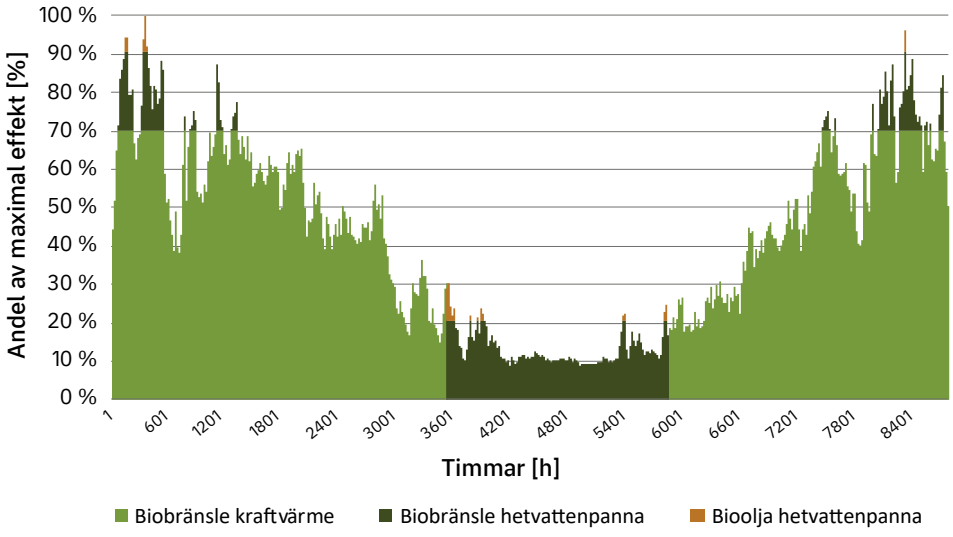
[36] Uppskattad andel av tiden med produktionsprofil enligt Figur 18.

[37] Alfavärdet anger relationen mellan el och värmeproduktion i ett kraftvärmeverk.

I ett fall där kraftvärme ligger på marginalen då värmebehovet är som högst skulle en beräkning se ut enligt följande för en minskning av 1 GWh fjärrvärmeanvändning:

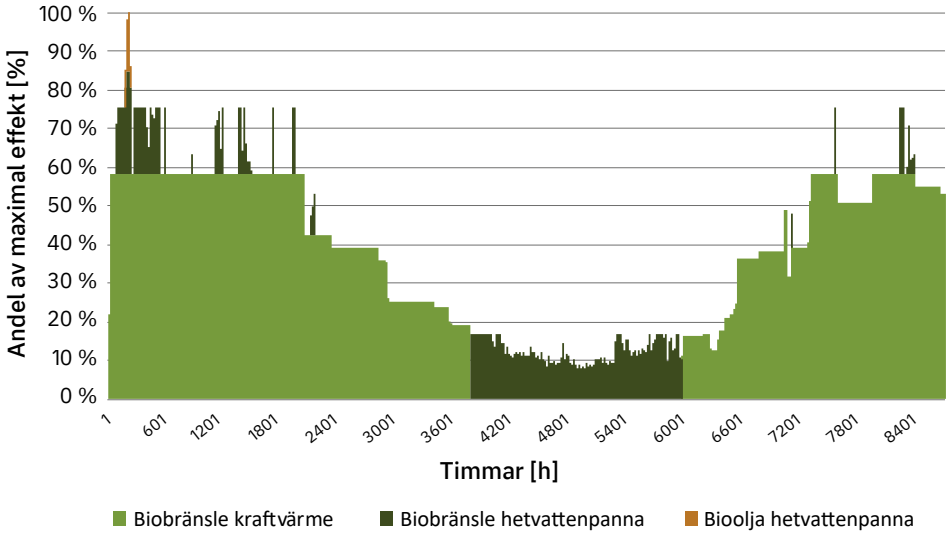
- Utnyttjningsgrad för konverterad värmelast 30 %.
- Maximal fjärrvärmeanvändning $\frac{1}{30\ \% \times 8760} = 0{,}000381$ GW.
- Där 8 760 är antalet timmar per år och uttryckt med ett lämpligt prefix är maximal effekt 381 kW.
- Förluster i fjärrvärmenätet 12 %.
- Alfavärde för den kraftvärme som ligger på marginalen 0,4.
- Minskat möjlighet att bidra med toppeffekt 381 × 1,12 × 0,4 = 171 kW.

Eftersom produktionssystemets utformning i hög grad påverkar förutsättningarna för elproduktion i kraftvärmeverk kan skillnaderna mellan olika system vara stora, beroende på hur ofta kraftvärmen utgör marginalproduktion. Figur 19–Figur 20 visar ett par förenklade exempel på hur produktionen av fjärrvärme kan se ut, vilket avgör hur möjligheterna för elproduktion från kraftvärme påverkas vid en konvertering till elvärme. Först visas ett system med en stor andel biobränsleeldad kraftvärme och hetvattenpannor främst för spetsproduktion, Figur 19. I ett sådant system kommer en konvertering att få en relativt stor konsekvens för möjligheterna att producera el via kraftvärme. När det gäller förutsättningar för elproduktion då värmebehovet är som högst torde dock påverkan vara liten eftersom marginalproduktionen då sker med hetvattenpannor.



Figur 19. Värmeproduktion för fjärrvärme med en stor andel biobränsleeldad kraftvärme.

I Figur 20 visas ett liknande system som i Figur 19, men med en stor ackumulator som får en stor påverkan på produktionen. I detta fall kan man i större utsträckning än annars producera värme med de produktionsresurser som har lägst produktionskostnad, i detta fall kraftvärmen. Det betyder också att vid en konvertering torde möjligheterna för elproduktion påverkas under fler timmar.



Figur 20. Värmeproduktion för fjärrvärme med kraftvärmeverk, hetvattenpappor och en med en stor ackumulator för korttidslagring av värme.

Notera att det kan finnas en mängd olika konfigurationer som gör att kraftvärmen utgör marginalproduktion i väldigt olika utsträckning. Det kan också skilja en del mellan år beroende på väderförhållanden och där den verkliga elproduktionen också beror av elpriset som nämnts tidigare.

Om ett fjärrvärmesystem innehåller värmepump som en produktionsteknik innebär det att när denna ligger på marginalen blir det i princip ett nollsummespel då eluppvärmning byts mot eluppvärmning. Det är sällsynt att en värmepump utgör marginalproduktion då värmebehovet är som högsta, så detta torde normalt inte påverka bedömningen av toppeffekt.

Påverkan av en marginalförändring av fjärrvärmebehovet på elproduktionen är alltså ytterst beroende av fjärrvärmenätets produktionssammansättning och i de flesta fall har det inte någon påverkan på effekten vid de mest ansträngde tillfällena i systemet. En minskning i elproduktionen i en kraftvärmeanläggning har heller ingen påverkan på behovet av lokalnät utan endast behovet av elnät på regionnätsnivå. Detta då det lokala elnätet behövs för att distribuera den el som produceras i kraftvärmeverket. Detta innebär att metoden för att beräkna värdet utifrån nuanskaffningsvärdet för lokalnätet inte kan appliceras för minskningen i elproduktion. Däremot kvarstår värdet i att minska behovet av överföring från regionnätet.

5 Energiberedskap

Nedan beskrivs begreppen energiberedskap och robusthet samt fjärr- och kraftvärmens nytta för *elsystemet* ur ett energiberedskapsperspektiv. Fjärr- och kraftvärmen bidrar även med andra beredskaps- och robusthetsförmågor för energisystemet, inte minst fjärrvärmens bidrag till värmeberedskap. Fokus för detta uppdrag ligger dock på elsystemet varför kapitlet fokuserar på nyttan av kraftvärmen för elsystemet ur ett energiberedskapsperspektiv. För mer om fjärrvärmens nytta för värmeberedskap, se Energimyndighetens *Förslag till en fjärrvärme- och kraftvärmestrategi* (Energimyndigheten, 2023).

5.1 Begreppen energiberedskap och robusthet

Vårt samhälle är idag helt beroende av en fungerande elförsörjning för att kunna fungera, vilket ställer höga krav på tillförlitligheten hos elsystemet.

Rysslands fullskaliga invasion av Ukraina under 2022 och det alltjämt pågående kriget har tydligt understrukit behovet och vikten av energiberedskap. Sedan kriget startades har ett stort antal energianläggningar skadats, förstörts eller ockuperats. Det handlar om alltifrån transformatorstationer och elnät till elproduktionsanläggningar och vattenmagasin. Det saknas säkra sammanställningar över kunskapsläget, delvis eftersom Ukrainas energidepartement har lagt restriktioner på information om skador och förlust av energiinfrastruktur av säkerhetsskäl, men vissa källor indikerar att mer än hälften av landets energiinfrastruktur har varit utsatta för angrepp av Ryssland under kriget varav vissa delar har varit utsatta för återkommande attacker[38].

Energiberedskap är ett begrepp som saknar en tydlig definition. Energimyndigheten, som utgör ansvarig beredskapsmyndighet inom beredskapssektorn Energiförsörjning, beskriver energiberedskap som *att arbeta förebyggande och förbereda samhället för att kunna hantera störningar i energiförsörjning*. Svenska Kraftnät, som är Sveriges elberedskapsmyndighet, ska bidra till att hela den svenska elsektorn har beredskap för att trygga elförsörjningen genom att besluta om att elaktörer[39] ska vidta beredskapsåtgärder. Beredskapsåtgärder beskrivs i detta sammanhang som *”åtgärder som behövs för att förebygga, motstå och hantera sådana störningar i elförsörjningen som kan medföra svåra påfrestningar för samhället och åtgärder som gör det möjligt att vidta de åtgärder som behövs vid höjd beredskap*[40].”

[38] FOI (2024) samt https://time.com/7008613/ukraine-russia-power-sector-frontline/

[39] Elaktörer avser organisationer eller företag som har en definierad roll i elsystemet.

[40] Höjd beredskap är ett samlingsnamn för beredskapsnivåerna ”skärpt beredskap” och ”högsta beredskap”. Regeringen kan besluta om höjd beredskap för att kunna stärka våra möjligheter som nation att försvara oss. https://www.svk.se/sakerhet-och-beredskap/elberedskap/fragor-och-svar-om-elberedskap/, https://www.krisinformation.se/forbered-dig/hojd-beredskap-och-krig

Svenska kraftnät delar upp begreppet ***trygg elförsörjning*** i två delar: leveranssäkerhet och beredskap. I Figur 21 nedan beskrivs beredskap som något som ska hantera kriser och motstå angrepp.

Figur 21. Svenska kraftnäts definition av olika dimensioner av begreppet trygg elförsörjning.
Källa: Svenska kraftnät, 2023.

Robusthet i elsystemet handlar om förmågan att motstå störningar av olika slag. Enligt Svenska kraftnät (2025) ska robusthet ses som ett mått på hur stora påfrestningar kraftnätssystemet klarar att motstå. Ö-drift och dödnätsstart är två viktiga förmågor som brukar lyftas som viktiga för elsystemets robusthet genom att de kan nyttjas för att drifta elsystemet uppdelat (exempelvis för att isolera fungerande områden från påverkade) samt vid återuppbyggnad efter ett nätsammanbrott av kraftsystemet. Vissa kraftvärmeanläggningar har redan idag förmågan att bidra till båda dessa förmågor medan andra skulle behöva vissa åtgärder för att bidra. Nedan ges en översiktlig beskrivning av dessa begrepp och vad de innebär.

5.2 Ö-drift och dödnätsstart

Ö-drift kan betyda olika saker beroende på vilken geografisk omfattning man talar om. När Svenska kraftnät (Svk) pratar om ö-drift som elberedskapsåtgärd åsyftas planerade lokala och regionala ö-drifter (med viss uthållighet), dvs. att driften av en del av elnätet upprätthålls frikopplat från överliggande elnät[41]. Dessutom ska ö-driftsförmågan hos en elproduktionsanläggning vara upptagen och avtalad med Svenska kraftnät för att betraktas som ö-driftsförmåga, det räcker således inte med att anläggningen besitter förmågan rent tekniskt. Syftet med ö-drift är att under långvariga nätsammanbrott på transmissionsnätsnivå kunna försörja de mest kritiska samhällsfunktionerna med el. Storleksordningen på denna typ av ö-drifter är enligt Svenska kraftnät typiskt en ort, stad, kommun eller delar av dessa.

[41] https://www.svk.se/sakerhet-och-beredskap/elberedskap/om-odrift/

Den mest centrala förutsättningen för att kunna upprätta ö-drift är att det finns lokal elproduktion med förmåga till ***dödnätsstart***, dvs. att kunna starta från ett dött nät (efter nätsammanbrott) och sedan balansera elproduktion mot laster samt reglera frekvens och spänning i ö-driftområdet. Kraftverket ska själv, med hjälp av reservkraft i form av dieselgeneratorer, gasturbiner eller batterier, kunna tillhandahålla den el som krävs för start, t.ex. el till reglerutrustning, pumpar, fläktar och magnetisering av generator. Det finns även andra förmågor som är vitala för att kunna upprätthålla ö-driftsystem, t.ex. att kunna hantera ett svagt nät[42] och att ha en tillräcklig organisatorisk förmåga för att säkerställa drift.

5.3 Fjärr- och kraftvärmens nytta för elsystemet ur ett beredskapsperspektiv

Vid etablerad ö-driftsförmåga säkerställs att elförsörjningen till samhällsviktiga funktioner kan upprätthållas även vid kris och höjd beredskap[43]. Som beskrivs ovan kan kraftvärmeanläggningar, med rätt förutsättningar, vara till nytta för elsystemet ur ett energiberedskapsperspektiv genom sin potential att försörja samhällsviktiga verksamheter genom ö-drift. Jämfört med t.ex. vattenkraftverk som kan ha motsvarande elberedskapsförmågor, har kraftvärmeverk fördelen att de ofta ligger centralt placerade i tätbebyggda områden och att de därmed ligger geografiskt nära samhällsviktiga verksamheter som t.ex. sjukhus, äldreboende och skolor. Ytterligare en fördel är att dessa anläggningar, särskilt de större och mer tekniskt avancerade kraftvärmeanläggningarna, ofta är placerade i de större städerna och kan därmed komma en större andel av befolkningen till gagn.

Kraftvärmeverk som inte redan har den tekniska förmågan att klara kraven som medger ö-drift kan i vissa fall kompletteras för att både självständigt starta upp elproduktionen genom dödnätsstart och upprätta och upprätthålla ö-driftsnät. En viktig faktor är att detta kan ske samtidigt som anläggningen även får avsättning för tillräckligt mycket värme för att kyla processen, dvs. leverera värme i omkringliggande fjärrvärmenät. Det kan dock vara en utmaning att säkerställa fjärrvärmeflöden i ett ö-driftsområde med begränsad tillgång till el, där elanvändning troligtvis prioriteras till samhällsviktiga funktioner men där t.ex. vissa pumpstationer kan vara belägna på ställen som ej prioriteras.

[42] Svenska kraftnät exemplifierar det med att ha förmåga att kunna hantera mycket lägre kortslutningsströmmar än normalt. https://www.svk.se/sakerhet-och-beredskap/elberedskap/om-odrift/ För mer om systemstabilitet, se t.ex. Nepp & Mistra Electrification (2024).

[43] Viss samhällsviktig verksamhet är också av betydelse för totalförsvaret, som utgörs av både det militära och civila försvaret, och som behövs i händelse av höjd beredskap och krig. Under högsta beredskap är, enligt MSB (2023), totalförsvaret *all samhällsverksamhet som då ska bedrivas*.

5.4 Bedömningar av kraftvärmens potentiella bidrag till energiberedskap

På uppdrag av Sveriges Ingenjörer har AFRY (2025) tagit fram en bedömning av kraftvärmens potentiella bidrag till beredskap. Bedömningen, utifrån ett antal viktiga antaganden som beskrivs närmare i rapporten, är att kraftvärmen (befintlig och uppskattad ytterligare potential) skulle kunna tillgodose ungefär 70 %, 60 % respektive 50 % av det totala elbehovet i Stockholm, Göteborg respektive Malmö, förutsatt att man kan säkerställa nödvändig och tillförlitlig bränsleförsörjning. Utifrån detta bedömer AFRY att kraftvärmen skulle kunna tillgodose det totala elbehovet för utvalda prioriterade elanvändare (AFRY's urval[44]) i dessa orter under ca 8 månader (Stockholm), 7 månader (Göteborg) samt 5 månader (Malmö). I regeringens proposition för försvarets inriktning (2024/25:34) anges ett övergripande prestationsmål för uthålligheten hos totalförsvaret som anger att totalförsvaret ska förbereda och planera för att *"under **minst tre månader** kunna hantera en säkerhetspolitisk kris i Europa och Sveriges närområde som innebär allvarliga störningar i samhällets funktionalitet samt krig under en del av denna tid."* AFRY's bedömning är således att kraftvärmen har potential till att kunna bidra till att uppfylla detta prestationsmål för uthålligheten hos totalförsvaret i dessa tre orter.

5.5 Utmaningar för att realisera nyttan

I Energimyndighetens delredovisning (oktober 2025) av sitt regeringsuppdrag att utreda *Stärkt leveranssäkerhet inom fjärr- och kraftvärmesektorn* (Energimyndigheten, 2025) beskrivs ett antal utmaningar för ökad leveranssäkerhet och hinder för att klara höjd beredskap. Idag finns det omkring ca 170 kraftvärmeverk i Sverige som försörjer mindre eller större orter med el och värme. Enligt Energimyndigheten är det idag inte kartlagt vilken reservkraftförmåga de olika kraftvärmeverken har, en nödvändighet för förmågorna dödnätsstart och ö-drift. I Energimyndighetens *Förslag till fjärr- och kraftvärmestrategi* från 2023 lyfts en kartläggning av Sweco som bl.a. har frågat kraftvärmeföretagen[45] om deras möjlighet till reservkraft. Av 149 företag (av 284 företag) som svarade var det 13 som angav att de har produktionspotential från reservkraftanläggningar som skulle kunna tillgängliggöras "givet rätt incitament".

Enligt de intervjuer som har gjorts pekar AFRY (2025) på den otydlighet som idag upplevs finnas hos aktörer inom fjärrvärmebranschen vad gäller krav och riktlinjer kopplat till beredskap. Av de utmaningar som lyfts handlar de flesta om de svaga ekonomiska incitamenten som finns vad gäller att investera i utökade beredskapsförmågor, inte minst lyfter aktörerna otillräckliga stöd för investeringar som en orsak. I AFRY's rapport

[44] Fallstudierna omfattar ett urval prioriterade elanvändare baserat på Styrel. Bedömningen omfattar el till akutsjukhus och särskilda boenden (Klass 1), rening av vatten och avlopp (Klass 2), vårdcentraler (Klass 3) samt livsmedelsbutiker (Klass 4).

[45] Omfattande Energiföretagens och Svebios medlemsföretag.

sammanställs potentialen för ökad elproduktion i form av kraftvärme generellt, men den inkluderar inte en fullständig genomlysning av hur stora investeringar som krävs för att alla kraftvärmeanläggningar ska nå kraven för att kunna leverera ö-drift. Rapporten tar heller inte upp och diskuterar andra alternativ som kan leverera ö-driftsförmåga, exempelvis gasturbiner, vilket i vissa fall troligen skulle vara mer kostnadseffektivt att använda och vilka även skulle kunna användas för en strategisk effektreserv eller dylikt. Det behövs således utredas vidare hur stor förmåga som är möjlig ur såväl ett tekniskt som ett samhällsekonomiskt perspektiv.

I sin redovisning av regeringsuppdraget *Energiförsörjning för totalförsvaret* föreslår Energimyndigheten (2024) att totalförsvarets behov av elförsörjning delas in i åtta så kallade försörjningszoner. Inom dessa åtta zoner ska det över tid vara möjligt att vidta förmågehöjande åtgärder, som exempelvis ö-drift och förmåga till dödnätsstart. För att kunna göra denna bedömning lyfter Energimyndigheten vikten av att definiera och identifiera ”totalförsvarsviktig verksamhet” för att sedan kunna bedöma behovet av el (och annan energi) för sådana verksamheter. Först därefter kan mål för elförsörjningen sättas och nyckeltal för olika förmågor tas fram.

6 Slutsats och diskussion

I arbetet har det tagits fram underlag och utformats en metodik för att illustrera det värde fjärr- och kraftvärme kan bidra med för det lokala och regionala elnätet. Det förs också ett resonemang om hur fjärr- och kraftvärmen kan bidra ur ett beredskapsperspektiv. I diskussionen kommer det föras ett resonemang om vilka ekonomiska incitament som finns kopplat till ovanstående metodik.

6.1 Slutsatser

Rapporten visar att el- och fjärrvärmebehovet samvarierar väl, vilket innebär att deras högsta effektbehov inträffar ungefär samtidigt. Båda behoven ökar i stort sett linjärt när temperaturen sjunker under den nivå där uppvärmningsbehov uppstår. Elbehovet är normalt betydligt högre dagtid än nattetid, då aktiviteten i samhället är större. Ett liknande, men mindre uttalat dygnsmönster finns för fjärrvärme, främst till följd av ett högre varmvattenbehov under dagtid. Kraftvärmeproduktionen är också generellt högre vid lägre temperaturer, men sambandet är inte lika tydligt. Produktionen styrs inte enbart av efterfrågan på uppvärmning utan även av andra faktorer, såsom elpriset, som avgör när det är lönsamt att producera.

Ovanstående gör sammantaget att fjärr- och kraftvärme har en tydlig påverkan på hur elsystemet på lokal och regional nivå utformas. Den viktigaste aspekten är dock att elnätet avlastas när effektbehovet som högst eftersom topplasten i stor utsträckning avgör kostnaden för elnätet. Då fjärrvärme gör att man undviker behovet av elbaserad uppvärmning, innebär en konvertering till elvärme att elbehovet ökar som mest när elnätet är som högst belastat. En minskad fjärrvärmeproduktion försämrar samtidigt förutsättningarna för elproduktion i kraftvärme. Även om kraftvärme sällan utgör marginalproduktion vid tillfällen med hög fjärrvärmeproduktion, ökar sannolikheten för detta i takt med att fjärrvärmebehovet minskar.

Rapporten visar, med utgångspunkt i ett marginalperspektiv, hur en konvertering från fjärrvärme till elbaserad uppvärmning kan analyseras i termer av förändringar i maximalt eleffektbehov och årlig elanvändning. Analysen tydliggör att ökningar i eleffektbehovet främst uppstår under perioder då elsystemet är som mest belastat, vilket är särskilt relevant ur ett elnätsperspektiv. Metodiken visar hur eleffektbehovet kan kopplas till elnätets kostnadsdrivande dimensionering och ger ett underlag för att bedöma fjärrvärmens betydelse ur ett elsystem- och nätplaneringsperspektiv. För en detaljerad beräkning krävs timvisa profiler för fjärr- och kraftvärme och den konvertering av uppvärmning som ska ske, där sedan en modellering av konsekvenser genomförs. Det behovet av detaljeringsgrad i analysen som avgör vilket angreppssätt som är lämpligt.

Slutligen lyfts att fjärr- och kraftvärmen även har ett potentiellt betydande värde ur energiberedskapsperspektiv. Kraftvärme kan, givet rätt tekniska och organisatoriska förutsättningar, bidra med dödnätsstart och ö-drift och därmed stärka robustheten vid långvariga störningar. Fjärrvärmen bidrar samtidigt till värmeberedskapen eftersom den möjliggöra centraliserad värmeförsörjning med hög leveranssäkerhet och minskar beroende av elbaserad uppvärmning.

6.2 Diskussion

I kapitel 4 visades en metodik för att i ett marginalperspektiv kvantifiera befintlig fjärr- och kraftvärmens nytta för elnätet främst ur ett effektperspektiv, samt en bedömning av investeringsbehov detta kan ge upphov till för lokalnätet. Denna metodik kan användas för att göra relativt goda bedömningar av konsekvenser exempelvis i energiplanering under förutsättning att man får till gång till den information som beskrivs i metodiken.[46] Det är dock viktigt att vara medveten om att förstärkning av elnätet kan behövas både i lokalnät- och regionnätsnivå som dock inte behöver vara linjärt utan kan komma stegvis.

I denna diskussion kommer vi främst avhandla hur regelverket ser ut kopplat till de kvantifierade värdena med fokus på hur de ekonomiska incitamenten ser ut. Även i detta kapitel kommer vi dela upp resonemangen mellan fjärrvärme och elproduktion från kraftvärme. Anledning är att nyttorna som fjärrvärme och kraftvärme bidrar med skiljer sig åt då de befinner sig på olika marknader och att det finns många, främst mindre anläggningar, som endast har värmeproduktion.

6.2.1 Fjärrvärme

Det har illustrerats att det uppstår ett ökat effektbehov och därmed en ökad kostnad för elnätet vid en konvertering från fjärrvärme till elbaserad uppvärmning. Varken fjärrvärme eller andra åtgärder som minskar elberoendet får ekonomiskt bidrag. Det finns dock ett regelverk för effekthöjning och löpande prissättning via elnätstariffer som gör att elnätsbolag ska ta betalt av respektive aktör som motsvarar de direkta kostnader som detta medför. Det finns dock tröskeleffekter för kostnader som kan uppstå högre upp i elnätet som gör att kostnaden (inte effekten) kan skilja sig åt från fall till fall.

Dagens regelverk anger alltså att om en kund behöver höja sitt abonnemang, exempelvis på grund av en konvertering till elvärme, då har elnätsbolaget rätt att ta ut en avgift som motsvarar de direkta kostnaderna som detta innebär för elnätsbolaget (Ellagen kapitel 4 §1 och §10).[47] När det gäller tröskeleffekter kopplat till kostnader som uppstår högre upp i elnätet

[46] För en detaljerad analys behövs som nämnts timvis data som energibolaget rimligen har tillgång till, vilka rimligen också gör den analysen.

[47] Gäller samtliga kunder men i praktiken är privatkunder så små att elnätsbolag endast tar ut en utgift direkt kopplat till kundens anläggning. De nya föreskrifterna för nättariffer som gäller från 1 januari 2027 (EIFS2022:1) får dock viss påverkan då de ska inkludera en effektkomponent som motsvarar elnätsbolagets kostnader för att tillhandahålla kapacitet.

finns det dock inga klara regler kring detta, utan det är något som utreds av Energimarknadsinspektionen, där någon form av reglering planeras färdigställas under 2026.

Även i den löpande prissättningen, elnätstariffen, ska en kund som konverterar till eluppvärmning få en ökad kostnad som motsvarar kostnaden för elnätet. Energimarknadsinspektionen har tagit fram föreskrifter som säkerställer detta, vilka ska vara infört av samtliga elnätsbolag senast från den 1 januari 2027 (EIFS 2022:1). Detta innebär alltså minst en kostnad motsvarande aktuell effektavgift och avgift för elöverföring som gäller hos respektive lokalnätsbolag. I princip torde detta innebära att samtliga kunder idag är med och delar på kostnader som är kopplade till de tröskeleffekter som nämndes ovan.

En konvertering till elbaserad uppvärmning innebär också som visats ett ökat elenergibehov. Detta medför ett ökat behov av att köpa och producera el vilket i sin tur medför ökade kostnader i elsystemet. Denna ökning måste dock ställas mot den minskning i kostnad som den minskade fjärrvärme-produktionen för med sig. Givet att dessa prissätts korrekt ska den totala nyttan fångas.

6.2.2 Kraftvärme

I kapitel 3.4 konstaterades det att elproduktion från kraftvärme har gett ett effektbidrag historiskt för alla system som studerats. Det finns dock skillnader mellan systemen, vilket beror på att de har haft lite olika förutsättningar och produktionsstrategier.

Dagens regelverk är tydligt gällande hur lokal elproduktion ska ersättas för det bidrag det ger till elnätet. Enligt ellagen (kapitel 3 § 43) är elnätsföretag skyldiga att betala en nätnyttoersättning till en ansluten elproduktionsanläggning. Ersättningen ska motsvara dels värdet av de minskade energiförluster som uppstår i nätet när anläggningen matar in el, dels värdet av reducerad kostnad mot överliggande nättariffer som möjliggörs genom inmatningen. Minskade förluster ska beräknas utifrån hur mycket förlusterna faktiskt minskar utifrån när inmatningen sker. Vid bedömningen av värdet av reducerade nättariffer ska hänsyn tas till anläggningens förmåga att leverera effekt, driftsäkerhet och planerad drift, samt mängden och timingen av inmatad el. Energimarknadsinspektionen menar att de har angett principerna för nätnyttoersättning och att de är upp till enskilda aktörerna att avtala om detta utifrån de principer som finns. Energimarknadsinspektionen ingriper endast som det uppstår tvister som behöver lösas och någon tvist i denna fråga hittade de inte i sina arkiv.[48]

Ersättningen ska således spegla den faktiska nyttan som produktionen ger nätet genom både minskade förluster och lägre externa nätavgifter. Om regionnätsbolagen följer de föreskrifter för elnätstariffer som ska implementeras senaste 1 januari 2027 så ska dessa spegla de faktiska kostnaderna för respektive tariffkomponent.

[48] Intervju med företrädare för Energimarknadsinspektionen.

Utöver ovanstående bör man beakta att den elproduktion som kraftvärmen producerar säljs på olika elmarknader (dagen-föremarknaden, intra-dags-marknad etc.) som – vid fungerande marknader – ger en marknadsmässig ersättning till den producerade elen som ska reflektera den nytta den medför. I stället är det snarare de potentiella värden som finns kopplat till energiberedskap som det inte finns någon marknad eller incitament för.

Referenser

AFRY (2025). Potential för ökad eleffekt och beredskap från Sveriges fjärr- och kraftvärme. En rapport sammanställd av AFRY Management Consulting för Sveriges Ingenjörer. 2025-10-09.

Blomqvist P (2024a) Fjärrvärmens och kraftvärmens bidrag till det lokala energisystemet. Energiforskrapport 2023–977.

Blomqvist P (2024b) Kraftvärmens bidrag till nationell effektbalans. NEPP resultatblad. https://energiforsk.se/media/33758/kraftvarmens-bidrag-till-nationell-effektbalans.pdf

Blomqvist P; Nyholm E (2024) Ett elsystem för elfordon – Fallstudie för Skövde Energi Elnäts nätområde. Energiforskrapport 2023:970. https://energiforsk.se/media/33198/2023-970-ett-elsystem-fo-r-elfordon.pdf

Energimyndigheten (2020). Underlag för den fortsatta inriktningen av det civila försvaret avseende energiförsörjningen. Energimyndighetens redovisning av regeringsuppdrag den 11 juli 2019. Dnr 2019-16105.

Energimyndigheten (2023). Förslag till en fjärrvärme- och kraftvärmestrategi – slutleverans. Förslag till en strategi för en långsiktigt hållbar utveckling av fjärr- och kraftvärmesektorn. Del 2 av 2. ER 2023:27.

Energimyndigheten (2024). Energiförsörjning för totalförsvaret. Redovisning av regeringsuppdrag (KN2023/03802). ER 2024:04

Energimyndigheten (2025). Stärkt leveranssäkerhet inom fjärrvärme- och kraftvärmesektorn. RB9 Delredovisning oktober 2025 ER 2025:32

FOI (2024). Russian attacks on the Ukrainian power system. FOI-R—5596—SE. https://www.foi.se/rapporter/rapportsammanfattning.html?reportNo=FOI-R--5596--SE

Lambert J; Kraus H; Doepfert M; He M; Gschossmann D; Ceruti A; Nemeth I; Brückl O; Hamacher T, Spliethoff H (2025) Assessing the techno-economic impact of district heating on electrical distribution grid reinforcements. Advances in Applied Energy,Volume 20, 2025, 100251, ISSN 2666-7924.

McDiarmid H; Lévesque M (2025) Modern tech, Modern practices: Upgrading heat pump sizing guidelines in Canada. Building Decarbonization Alliance.

Meunier S; Protopapadaki C; Persson U; Sánchez-García Luis; Möller B; Wiechers E; Schneider N; Saelens D (2021) Cost and capacity analysis for representative EU energy grids depending on decarbonisation scenarios. sEEnergies https://seenergies.eu/, HORIZON 2020

MSB (2023). Vägledning för att identifiera samhällsviktig verksamhet som är nödvändig för totalförsvaret. Version 1.0. MSB2275 – november 2023 https://rib.msb.se/filer/pdf/30508.pdf

Nepp & Mistra Electrification (2024). Elsystemets stabilitet – Funktion, betydelse och säkerställning. Nepps rapport 2024-1047 https://energiforsk.se/media/l45ffc30/2024-1057-elsystemets-stabilitet.pdf

Schmidt F; Roth A; Schill W-P (2025) A mix of long-duration hydrogen and thermal storage enables large-scale electrified heating in a renewable European energy system. arXiv. https://arxiv.org/html/2505.21516

Svenska kraftnät (2023). Stärka försörjningstryggheten – deluppdrag 3. Kartlägga hur elproduktion utifrån kraftslag bidrar och samverkar för att skapa en trygg elförsörjning. Ärende nr: 2022/3774, 2023-12-29. https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/rapport---starka-forsorjningstryggheten---deluppdrag-3---1.0.pdf

Svenska kraftnät (2025). Driftsäkerhet i kraftsystemet – framtidens behov och förmågor. Augusti 2025. https://www.svk.se/4a5f32/siteassets/om-oss/rapporter/2025/rapport_driftsakerhet_i_kraftsystemet_augusti_2025.pdf

Teng M; Bakker C; Hesselink F; Kruit K; Rooijers F; Vergroesen L (2024) The impact of the stalling growth of heat networks. TKI Urban Energy, CE Delft.

Unger T; Sköldberg H; Odenberger M; Nyholm E; Johnsson J; Blomqvist P. (2023) Fjärrvärmesektorns bidrag till ett leveranssäkert elsystem.

Bilaga: Metodik kvantifiering av fjärr- och kraftvärmen nytta

Fjärrvärme – konvertering av 1 GWh fjärrvärme

För att bedöma maximalt effektbehov vid konvertering av 1 GWh fjärrvärme behöver man ha en uppfattning om utnyttjningsgraden som normalt är mellan 31–38 %.[49] Om man har timvis data för förbrukningsprofilen kan man få ett mer exakt värde på maximal effekt då utnyttjningsgraden kan skilja mellan användare, men i denna beräkning utgår vi får en uppskattad utnyttjningstid.[50] Alternativ om man får uppgift direkt om maximalt effektbehov.

En uppskattning av maximalt effektbehov för 1 GWh fjärrvärme blir därmed:

- Utnyttjningsgrad i fjärrvärmenätet 34 %
- 8 760 är antalet timmar per år
- Maximal fjärrvärmeanvändning $\frac{1}{34\,\% \times 8760}$ = 0,0003358 GW.
- Utryckt med ett lämpligt prefix är maximalt fjärrvärmebehov 336 kW.

För att beräkna det ökade elbehovet på årsbasis för 1 GWh konverterad använd fjärrvärme till värmepump blir beräkningen:

- Års-COP om 3,4 vid en årsmedeltemperatur om ca 7 °C.
- Förlust i lokalnätet är 3 %.
- Ökat elbehov = $\frac{1}{3{,}4 \times 97\,\%}$ = 0,30 GWh.

För att bedöma det ökade effektbehov, vilket är 336 kW i fallet med 1 GWh årsenergi enligt ovan blir beräkningen:

- COP om 2,7 vid en lägsta dygnsmedeltemperatur om –13,3 °C.
- Förlust i lokalnätet är 3 %.
- Ökad maxeffekt för elnätet = $\frac{336}{2{,}7 \times 97\,\%}$ = 128 kW.

Kraftvärme – konvertering av 1 GWh fjärrvärme

För att bedöma hur elproduktion påverkas av konvertering av 1 GWh fjärrvärmeanvändning behöver man veta i hur stor utsträckning som kraftvärme utgör marginalproduktion. Här visas beräkningsgången för ett förenklat fall, samt beskrivning av arbetsgång för en mer detaljerad beräkning.

[49] Spannet för de system som inkluderats i studien.

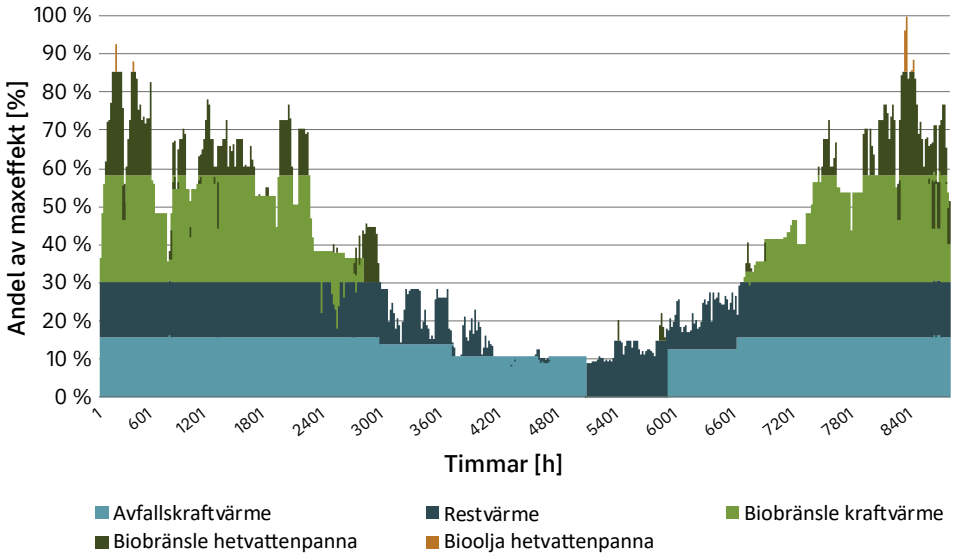
[50] Notera att detta kan variera mellan år beroende på att väderförhållandena skiljer sig åt.

I ett förenklat fall där man inte har tillgång till timvis data för alla produktionstekniker i systemet kan man göra en uppskattning. Det behövs då uppgift antingen timvis data per produktionsteknik eller svar på angivna frågor. Hur stor andel av tiden utgör kraftvärme marginalproduktion och ungefär när på året? Vilken produktionsteknik utgör marginalproduktion då fjärrvärmebehovet är som störst?

Beräkning minskad elproduktion med kraftvärme då 1 GWh fjärrvärme konverteras till eluppvärmning:

- Andel av tiden som kraftvärmen utgör marginalproduktion 10 %[51]
- Förluster i fjärrvärmenätet 12 %
- Fjärrvärmeproduktion med kraftvärme som faller bort
  1 × 10 % × 112 % = 0,112 GWh
- Alfavärde för den kraftvärme som ligger på marginalen 0,5
- Minskad elproduktion med kraftvärme 0,112 × 0,5 = 56 MWh

Om det finns tillgång till timvis data för alla produktionsslag, samt i vilken ordning dessa körs kan en mer detaljerad beräkning genomföras, se exempel i Figur 22. Då kan man beräkna hur mycket energi som reduceras per timme vid exempelvis ett bortfall av 1 GWh. Om en profil med timvis (eller annan högre tidsupplösning) finns för det som ska konverteras finns bör denna användas. Om en sådan profil saknas kan profilen för fjärrvärmebehovet som helhet användas som schablon för profilen. Man kan utgå från profilen för fjärrvärmen som helhet eller om man information om hur profilen för det ska konverteras ser ut.



Figur 22. Exempel hur värmeproduktion för fjärrvärme tillgodoses med olika tekniker.

[51] Här utgår vi från att kraftvärmen ligger på marginalen så att den ger ett genomsnitt av årsproduktionen. Om kraftvärme ligger på marginalen främst under sommar eller vinter kan man kompensera för detta om behov finns.

För de timmar då kraftvärmen ligger på marginalen beräknar man hur mycket fjärrvärmeproduktionen sjunker för dessa timmar. Även här får man lägga till de förluster som finns i fjärrvärmenätet om man har uppmätt data eller gör antaganden.

Notera att det kan finns timmar där fjärrvärmeproduktion sjunker så pass mycket att kraftvärme ligger för en andel av minskningen, vilket också kan beaktas. Ju mer som fjärrvärmeproduktionen minskar desto större andel av tiden torde kraftvärme utgöra marginalproduktion.

Bilaga 3: Hinder och möjliga åtgärder för ett ökat uttag av hållbara skogsbränslen

Energimyndighetens publikationer kan laddas ner
eller beställas via energimyndigheten.se

Statens energimyndighet, september 2026

Innehåll

Sammanfattning ... 194

Begrepp ... 196

1 Inledning ... 198
- 1.1 Om uppdraget ... 198
- 1.2 Metod ... 199

2 Framtida tillgång och efterfrågan på biobränslen ... 200
- 2.1 Scenarier på efterfrågan till 2050 ... 200
- 2.2 Potentialbedömningar för ett ökat uttag av grot och sly ... 203

3 Förutsättningar på marknaden för skogsbränslen ... 207
- 3.1 Användning av fasta biobränslen inom kraft- och fjärrvärmeverk ... 207
- 3.2 Olika förutsättningar för de olika sortimenten av oförädlade trädbränslen ... 212
- 3.3 Grotuttaget varierar ... 213
- 3.4 Hållbarhet ... 217
- 3.5 Användning av oförädlade trädbränslen för annat än fjärr- och kraftvärme ... 221

4 Hinder för ökad användning av skogsbränslen ... 223
- 4.1 Svängig marknad, komplex logistik, bristande transparens samt behov av kompetensutveckling ... 223
- 4.2 Politisk osäkerhet kopplat till hållbarhet och skogsbrukets omfattning i framtiden ... 229
- 4.3 Hinder för uttag av sly ... 231
- 4.4 Sammanfattning och jämförelse av hinder för ett ökat uttag av primära skogsbränslen samt hindersanalys ... 232

5 Möjliga åtgärder ... 235
- 5.1 Investeringar i försörjningskedjan ... 235
- 5.2 Möjliga insatser kopplade till EU-arbetet ... 237
- 5.3 Förbättrad transparens på marknaden ... 238
- 5.4 Förslagen från kraftvärmestrategin ... 241

Referenser ... 245

Bilaga A – Medverkande organisationer och aktörer ... 252

Sammanfattning

Del 3 av uppdraget analyserar hinder som begränsar tillgången på hållbara skogsbränslen för el- och värmeproduktion samt möjliga åtgärder för att öka tillgången inom ramen för gällande hållbarhetskrav. Underlaget till analysen bygger i huvudsak på forskningsrapporter och andra öppna källor men även internt analysarbete baserat på statistikframställning. Underlaget har kompletterats med information från berörda myndigheter och branschaktörer i samband med seminarier och dialoger.

Där det är möjligt använder kraftvärme- och värmeverken i första hand relativt billigare sortiment i förhållande till grenar och toppar (grot) som skogsindustriella biprodukter och återvunnet trädbränsle. I ett längre perspektiv har också avfallseldning ersatt eldning av trädbränslen i främst större fjärrvärmenät.

Analysen visar att de hinder som finns för en ökad användning av primära skogsbränslen, i första hand grot från regioner med betydande outnyttjad potential, främst i de norra och västra delarna av landet, är strukturella eller marknadsrelaterade och kopplade till ekonomi, logistik och svängningar i marknaden. Bland de generella hindren för uttag av primära skogsbränslen finns osäkerhet kring EU-politik, behov av information och kompetensförsörjning samt oro för ökad risk för markskador. På längre sikt kan förändrade skogsbruksmetoder och ny EU-politik medföra att mängden grot som är ekonomiskt intressant och hållbar att utnyttja blir mindre.

I underlagsrapporten analyseras ett antal möjliga åtgärdsinriktningar som kan bidra till att en större del av den hållbara potentialen för skogsbränslen blir praktiskt tillgänglig. Åtgärderna skiljer sig åt i inriktning, tidsperspektiv och mognadsgrad. Huvudrapporten redovisar Energimyndighetens samlade förslag och bedömningar.

Förslag till inriktning av åtgärder som diskuterats för en relativt snabb mobilisering av mer grot och sly omfattar åtgärder för att underlätta järnvägstransport vid långväga transporter, kartläggning av stöd till åtgärder för anläggande och drift av bränsleterminaler samt informations- och kompetenshöjande insatser. Insatser inom forskning och utveckling inom olika delar av produktionskedjan för grot och sly vilka kan leda till utveckling av teknik och metoder har också diskuterats. Andra förslag som diskuterats syftar till att öka transparensen på marknaden och innefattar utveckling av en digital informationsplattform för skogsbränsle, förbättrad officiell statistik samt fortsatt standardiseringsarbete.

Även nuvarande och framtida konkurrens om primära skogsbränslen med andra användarsektorer har undersökts inom ramen för uppdraget. I dagens läge är fjärr- och kraftvärmesektorn i stort sett ensam om att efterfråga grot och sly. I framtiden väntas tillkommande efterfrågan av trädbiomassa från bland annat tillverkare av flytande bränsle för fartyg och flyg. I dagsläget finns dock ännu ingen större efterfrågan av trädbiomassa från denna sektor.

Tillverkning av biodrivmedel från heterogena råvaror som grot och sly bedöms i nuläget som kostsamt och vi bedömer att andra mer homogena sortiment som skogsindustriella biprodukter eller stamvedsflis i första hand är lämpliga för och kommer att användas för produktion av biodrivmedel. Grot och sly kan då komma att ersätta dessa i produktion av el och värme, i synnerhet vid en förhöjd prisbild på de industriella biprodukterna.

Begrepp

Här definieras skogsbränslen, trädbränslen, energiskog, sly m.fl. begrepp. Historiskt finns en svensk standard på området, SS 187106 – Fasta biobränslen och torvbränslen, terminologi.

Trädbränsle – Med trädbränsle avses biobränsle från trädråvara som inte genomgått kemisk process. Trädbränsle innefattar alla biobränslen där träd eller delar av träd är utgångsmaterial, t.ex. bark, barr, löv, ved samt bränsleråvara från skogs- och trävaruindustrin t.ex. hyvelspån, kutterspån, sågspån, torrflis, justerverksflis och frånsåll. Bränsle av avfallspapper och avlut utgör inte trädbränsle. Trädbränsle kan indelas i Skogsbränsle, Energiskogsbränsle samt Återvunnet trädbränsle.

Skogsbränsle – Trädbränsle där råvaran inte tidigare haft annan användning, t.ex. bränsle från avverkning, sågverk samt skiv- och massaindustrier. Bränsle från rivningsvirke utgör inte skogsbränsle.

Energiskogsbränsle – Trädbränsle där råvaran utgörs av odlade snabbväxande trädslag, t.ex. salix (pil), al, asp och poppel.

Återvunnet trädbränsle – Trädbränsle som tidigare haft annan användning, t.ex. rivningsvirke och emballage. Även benämningen returträ används.

Oförädlade trädbränslen kan indelas i olika kategorier:

Skogsbränsle-Flis/kross-Rundved – Flis och kross framställd av rundved (bränsleved) som flisats eller krossats av flis- eller krossmaskiner, oftast på trädbränsleterminaler. Benämns ofta som stamvedsflis.

Skogsbränsle-Flis/kross-Grenar och toppar – Flis och kross framställd av grenar och toppar som flisats eller krossats av flis- eller krossmaskiner, oftast i terräng eller upplag. Benämns ofta grotflis eller grot.

Skogsbränsle-Flis/kross-Röjningsvirke/hela okvistade träd – Flis- och kross framställd av röjningsvirke eller hela okvistade träd. Benämns ofta träddelsflis.

Skogsbränsle-Flis/kross-Stubbar – Flis och kross framställd av stubbar. Benämns ofta stubbflis.

Skogsbränsle-Brännved-Rundved – Kluven och kapad ved av rundved avsedd för vedpanna, vedspis osv.

Skogsbränsle-Kross/flis-Park- och trädgårdsrester – Kross och flis av park- och trädgårdsrester. Insamlingen har normalt skett via kommunal avfallshantering i återvinningscentraler (ÅVC).

Skogsbränsle-Bark/reducerflis-Rundved – Bark från sågverk och massaindustri. Kategorin omfattar även reducerflis som framställs då rotansvällningar på stockar tas bort, flis av bakar samt pinnflis.

Varubenämningar som ingår är riven bark, oriven bark, rotreducerflis, städbark och pinnflis.

Skogsbränsle-Sågspån/hyvelspån-Rundved/sågade trävaror **–** Omfattar sågspån som uppkommer vid produktion och bearbetning av sågade trävaror samt hyvelspån (kutterspån).

Skogsbränsle-Torrflis-Övriga biprodukter från industri **–** Flis av torkat virke som uppkommer som en biprodukt från sågverkens justersågning av torkat virke samt inom bygg- och snickeriindustri.

Energiskogsbränsle-Kross/flis-Energiskog **–** Flis och kross av energiskog, i huvudsak salix.

Återvunnet trädbränsle-Kross/flis – Kross och flis av återvunnet trädbränsle, t.ex. rivningsvirke, emballagevirke, formvirke.

Primära skogsbränslen – är alla skogsbränslen som inte genomgått industriell process eller annan användning, det vill säga alla skogsbränslen utom industriella biprodukter och returträflis. Denna kategori innehåller bränslesortimenten stamvedsflis, grotflis, träddelsflis, stubbflis, park- och trädgårdsrester samt brännved.

Sly **–** Bestånd av tätt växande ungträd. Sly består vanligen av lövträd, t.ex. björk, och utgör ofta besvärande konkurrens mot planerad föryngring. Ymnigheten i slyuppslag kommer sig dels av ett tillfälligt ökat näringsutbud på mark som kalavverkats, dels att stubbskott och rotskott kan utnyttja överdimensionerade rotsystem efter avverkning (Skogsencyklopedin, 2000). Sly längs väg- och åkerkanter kan vara en energiresurs.

1 Inledning

Grenar och toppar (grot) och andra primära skogsbränslen har använts under mycket lång tid som energikälla i Sverige. Modern användning av sönderdelad grot (flisad eller krossad) i större skala för fjärrvärme och efterhand kraftvärme fick ett genombrott i samband med oljekriserna på 1970-talet. Under tidigare perioder av avspärrning har ved och biprodukter från skogsbruket visat sig vara värdefulla substitut för importerade bränslen (SOU 1978:17).

Grot och andra primära trädbränslen är fortsatt en resurs för nationell bränsleberedskap till kraft- och fjärrvärmesektorn men även till enskilda hushåll inom framför allt småhus (Energimyndigheten, 2025a). Frågan om bränsleberedskap har fått förnyad aktualitet efter händelser som Covid-pandemin, Ukraina-kriget och blockaden av Hormuz-sundet.

Vid sidan av energiaspekten har ett uttag av grot andra värdefulla effekter som att underlätta för plantering och vid trakthyggesbruk därmed vinna tid för etablering av nästa skogsgeneration. Dessutom underlättar grotuttag för till exempel friluftslivet genom att öka framkomligheten i skogen efter en avverkning. För att inte utarma skogsmarken på kväve eller andra näringsämnen, för att bibehålla den biologiska mångfalden samt för att sluta kretsloppen så har Skogsstyrelsen (2026a) tagit fram anvisningar för miljöhänsyn vid uttag av grot samt askåterföring.

Kantklippning av skogsbilvägar med uttag av sly bidrar till nödvändigt vägunderhåll medan uttag av sly från åkerkanter ger ett ökat ljusinsläpp på odlingsmarken. Energianvändning av primär vedbiomassa från återvinningscentraler löser lokalt ett kvittblivningsproblem.

1.1 Om uppdraget

Energimyndigheten har fått i uppdrag att genomföra och föreslå åtgärder för att stärka fjärr- och kraftvärmen i Sverige. Uppdraget består av fyra delar och denna rapport utgör underlagsrapport för del tre av uppdraget där hinder som begränsar tillgången på hållbara skogsbränslen för el- och värmeproduktion ska analyseras. Som utgångspunkt ska de förslag som lades fram i Energimyndighetens fjärrvärme- och kraftvärmestrategi (ER 2023:27) för att möjliggöra ett ökat uttag av grot och sly, tas vidare. Vid framtagandet av förslag ska hållbarhetskriterier för biobränslen som följer av lagen (2010:598) om hållbarhetskriterier för vissa bränslen beaktas. Vidare bör effekter på nettoupptaget i skogen, Sveriges åtagande enligt LULUCF och konkurrensen om bioråvaror med andra sektorer belysas. Effekter på den biologiska mångfalden och på preciseringar av miljökvalitetsmålet Levande skogar bör också beskrivas.

1.2 Metod

För att identifiera eventuella hinder för ett ökat uttag av hållbara skogsbränslen och sly så har vi genomfört en litteraturstudie och fört dialog med branschaktörer samt branschforskningsinstitutet Skogforsk. Inom ramen för uppdraget har synpunkter inhämtats från Skogsstyrelsen, Sveriges Lantbruksuniversitet och Naturvårdsverket.

För att få en bild av marknaden och de eventuella hinder som finns på marknaden för primära skogsbränslen som grot och sly så har dialog förts i bredare branschgrupper bestående av såväl producenter av primära skogsbränslen som fjärr- och kraftvärmebolag. För att närmare ringa in problembilden har även fördjupade samtal genomförts med enskilda företag. Då marknaden för skogsbränslen skiljer sig åt geografiskt över landet så har vi eftersträvat att få en jämn spridning av aktörer aktiva i såväl norra som södra Sverige. Vi har även eftersträvat att fånga perspektiven från aktörer som har olika förutsättningar exempelvis vad gäller storlek på fjärrvärmeanläggningar eller på leverantörssidan om de äger skogsmarken själva.

2 Framtida tillgång och efterfrågan på biobränslen

Utvecklingen för fjärr- och kraftvärme på lång sikt beror på en rad faktorer, hur värmeunderlaget kommer att utvecklas med avseende på befolkningsutveckling, energieffektiviseringar och val av uppvärmningsformer i bostadsbeståndet men även konkurrensen om bioråvara från andra sektorer som exempelvis transportsektorn. För att få en bild av utvecklingen framåt kan man använda sig av prognoser och scenarier. Prognoser bygger på data och statistik kombinerat med nuvarande styrmedel och syftar till att få ett underlag som ger en relativt säker bild över utvecklingen på kort sikt. Med hjälp av scenarier kan man studera trender och utvecklingsvägar på längre sikt men som är mer osäkra. Då kan man få en uppfattning av hur utvecklingen av framtiden ser ut givet olika vägval i samhället.

2.1 Scenarier på efterfrågan till 2050

Energimyndigheten tar vartannat år fram långsiktiga scenarier av energisystemets utveckling. Scenarierna speglar olika utvecklingsvägar som alla når nettonollutsläpp år 2050 men skiljer sig åt och det är fyra mycket olika energisystem som målas upp. Det handlar om väsentliga skillnader i storleken på elbehovet, behov av vätgasproduktion, inhemsk biobränsleanvändning och sammansättningen av energimixen generellt. Det som styr utvecklingen är bland annat acceptansen för att nyttja naturresurser, acceptans för utbyggnad av elproduktion och elnät samt att skapa ett investeringsklimat som bidrar till att stora industrisatsningar blir av är några av de faktorer som påverkar och formar omställningen. Dessa faktorer påverkar inte bara vilka olika energisystem som de olika scenarierna landar i till 2050, utan också i vilken takt förändringen sker (Energimyndigheten 2025e).

Lokal miljöhänsyn (lägre globalisering, högre miljöhänsyn) – Kombinationen av lägre globalisering och högre miljöhänsyn resulterar i den lägsta energianvändningen bland alla scenarier. Krav på minimal användning av fossila bränslen och minimal påverkan på miljön ger höga energipriser generellt och de högsta elpriserna bland alla scenarier trots låg energianvändning. Miljövärden i skog och mark är höga.

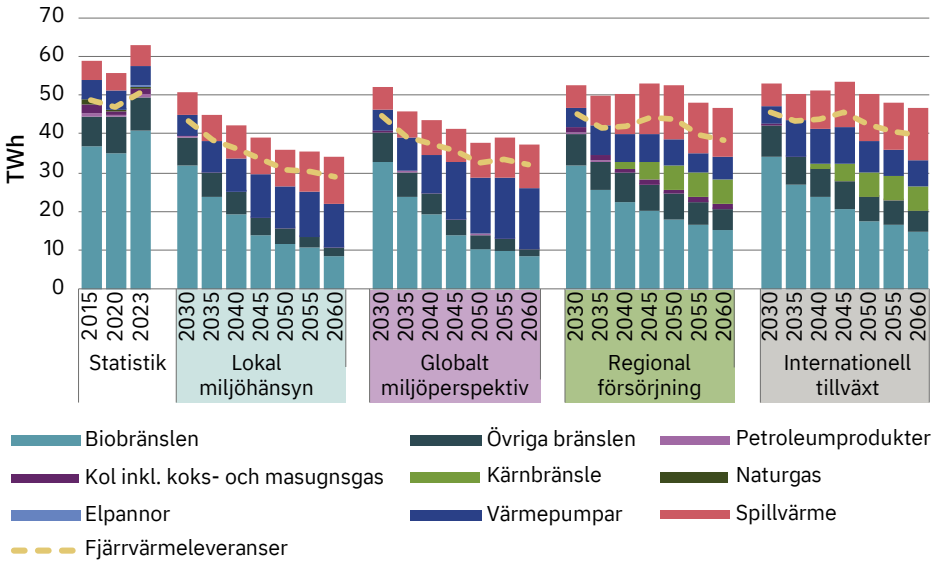
Globalt miljöperspektiv (högre globalisering, högre miljöhänsyn) – hög efterfrågan på fossilfria varor och energibärare, både nationellt och internationellt. En hög export av fossilfria varor och bränslen ska förenas med en så liten påverkan på miljön som möjligt. Resulterar i ett scenario med hög samexistens mellan olika intressen. Begränsningar för resursutnyttjande med hänsyn till miljön i kombination med en hög energianvändning leder till höga priser på fossilfria energivaror och en nettoimport av el.

Regional försörjning (lägre globalisering, lägre miljöhänsyn) –användningen av energi är lägre jämfört med scenarier med en högre grad av globalisering. Elanvändningen är också lägst bland alla scenarierna vilket ger de lägsta priserna på energi och el av samtliga scenarier. Beroendet av fossila energislag kvarstår vilket kräver en ökad användning av koldioxidavskiljning och lagring för att kunna nå nettonollmålet samt en större påverkan på miljön.

Internationell tillväxt (högre globalisering, lägre miljöhänsyn) – ger den högsta användningen av energi i samtliga scenarier, beroende på en hög användning av vätgas för produktion av fossilfria produkter inom industrin. Goda förutsättningar att möta efterfrågan ger relativt låga priser på energivaror, i synnerhet el, och ger en nettoexport av el trots det höga inhemska elbehovet. En konsekvens är en hög påverkan på miljön.

En generell trend som går att utläsa i samtliga scenarier är att fjärrvärmeanvändningen kommer att minska på sikt till följd av dyrare fjärrvärmeproduktion. Detta beror på en kombination av stigande biobränslepriser, beroende på konkurrens med andra användningsområden som transport, samt en ökad konkurrens med värmepumpar på uppvärmningsmarknaden tillsammans med energieffektiviseringar i byggnadsbeståndet. Hur mycket fjärrvärmetillförseln kan komma att minska skiljer sig mellan de olika scenarierna beroende främst på effektiviseringskraven för byggnader enligt energieffektiviseringsdirektivet[52], men även på hur stark miljöhänsyn som tas i skogsbruket vilket också kan begränsa biobränsletillgången. Det sker även en förskjutning från förbränningsbaserad till förbränningsfri fjärrvärme i scenarierna. Det är framför allt biobränslen som tappar sin dominans i fjärrvärmeproduktionsmixen oavsett scenario. Biobränslens andel i tillförd energi för fjärrvärmeproduktion minskar från 65 procent för 2023 till 27–35 procent i slutet av scenarioperioden (2050). I stället kan spillvärme tillsammans med värmepumpar utgöra en betydande andel i framtidens fjärrvärmeproduktionsmix.

[52] I enlighet med Underlag till genomförande av artikel 25.1–25.5 i direktivet om energieffektivitet, ER2024:24.



Figur 1. Långsiktiga scenarier. Tillförd energi för fjärrvärmeproduktion fram till 2060 för respektive scenario. Till vänster är statistik för 2015, 2020 och 2023. Streckade linjer anger levererad fjärrvärme.

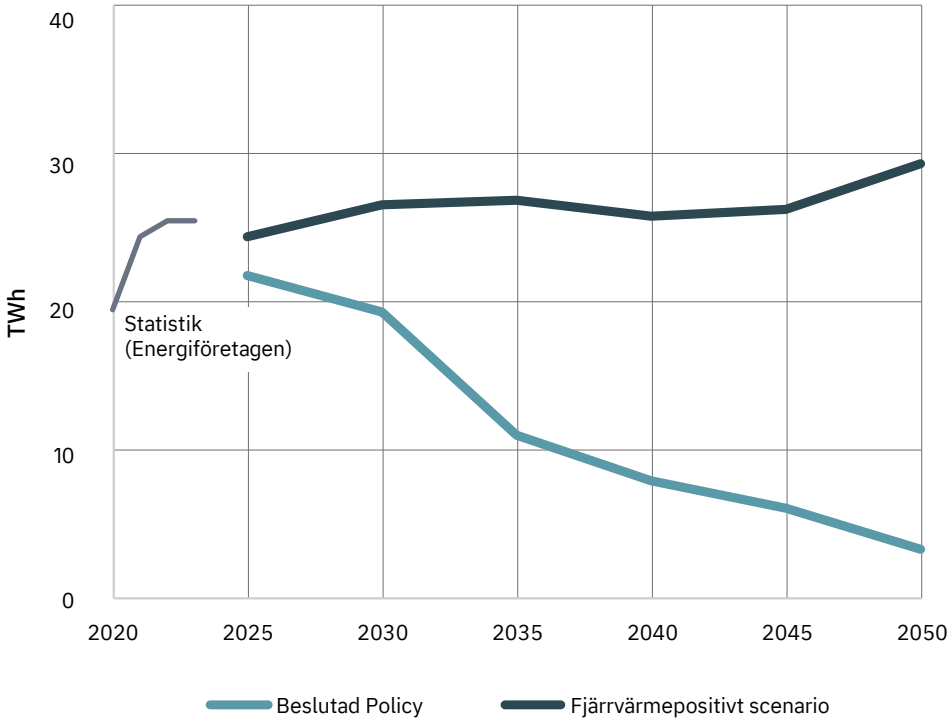
Källa: Energimyndigheten (2025e)

2.1.1 Konkurrensen om bioråvara kommer vara avgörande

Priset är det som framför allt driver utvecklingen av användningen av biobränslen. Profu har på uppdrag av Energimyndigheten gjort tilläggsberäkningar till scenarierna från 2025. I de nya körningarna sätts ett pristak på skogsbränslen om 200 SEK/MWh, vilket medför att användningen av skogsbränslen inom el- och fjärrvärmeproduktionen ligger kvar på dagens nivå ända fram till 2045 jämfört med scenariot ”beslutad policy” (utgör ett medel av de fyra scenarierna ovan). I beslutad policy mer än dubbleras priset på skogsbränslen drivet av ökad efterfrågan på biobränslen för annan användning, främst till transportändamål – en utveckling som drivs på framför allt av koldioxidpriset inom EU-ETS samt *FuelEU Maritime*[53] och *REFuelEU Aviation*[54]. Det medför att användningen av skogsbränslen inom fjärrvärmesektorn sjunker kraftigt och användning av spillvärme och värmepumpar blir mer lönsamt. Utvecklingen av priset på den inhemska marknaden av skogsbränslen påverkas av såväl import, export och inhemsk produktion av förnybara drivmedel. En större inhemsk produktion av biodrivmedel av inhemska råvaror driver upp priserna medan en större import av biodrivmedel till låga priser och en låg inhemsk produktion av inhemska råvaror ger lägre pris på skogsbränslen.

[53] https://www.transportstyrelsen.se/sv/sjofart/miljo-och-halsa/klimat-och-energi/fueleu-maritime/

[54] https://www.energimyndigheten.se/klimat/transporter/refueleu-aviation/



Figur 2. Användningen av skogsbränslen för el- och fjärrvärmeproduktion i ”Beslutad Policy”-scenariot och ”Fjärrvärmepositivt” scenario.

2.2 Potentialbedömningar för ett ökat uttag av grot och sly

I syfte att få en bild av hur potentialen för tillförsel av grot ser ut och kan komma att ändras i framtiden så kan man använda sig av bedömningar av skogsbrukets utveckling framåt i tid. Potentialen av uttag av grot följer utvecklingen i skogsbruket i stort som påverkas av en rad faktorer såsom förändrade politiska mål och styrmedel, förändrade skötselmetoder och hur skogsmarken brukas, förändrad efterfrågan på råvara och träprodukter, samt vilka effekter klimatförändringarna kan komma att ha. Potentialen för sly är mer beroende av behovet av röjning antingen i anslutning till infrastruktur eller för naturvårdande insatser. Det är samtidigt viktigt att vara tydlig med vilken sorts potential på bränsletillgång som menas: Biologisk potential, potential med ekologisk restriktion, teknisk potential eller ekonomisk potential vilken beror på betalningsförmåga och kostnader.

2.2.1 Det finns potential att kraftigt öka uttaget av grot

Det finns en stor potential att öka uttaget av skogsbränslen framöver. Skogsstyrelsen fick 2022 i uppdrag av regeringen att ta fram en skoglig konsekvensanalys, kallad SKA 22 (Skogsstyrelsen, 2022a), som ger en bedömning av de framtida behoven av skoglig råvara, biologisk mångfald och andra nyttigheter skogen kan ge samt hur skogens utveckling ser ut givet sex olika scenarier. SKA 22 bedömer att uttaget av grot till kraft- och fjärrvärme kan öka från dagens nivå på cirka 9 TWh/år till cirka 24 TWh/år

fram till 2035 givet ett fall med dagens avverkningsmetoder med maximerad avverkning samt att hänsyn tas till Skogsstyrelsens nuvarande regler och rekommendationer för uttag av grot (Skogsstyrelsen, 2019b). Beroende på antaganden i övriga scenarier om ökad hänsyn till biologisk mångfald eller ökad tillväxt i skogen så varierar potentialen mellan 8,5 och 29 TWh/år fram till 2035.

Börjesson (2025) har med utgångspunkt i SKA22:s scenarier för avverkningsnivåer bedömt hur ett hållbart uttag av grot kan komma att öka till 2050. Här har tre scenarier använts för att fånga ett utfallsrum från ökad hänsyn till biologisk mångfald till ett ökat fokus på tillväxt och ett scenario som är en kombination av de båda. Potentialen för uttag av grot varierar mellan 7,4 och 24,7 TWh/år till 2035 beroende på om stor hänsyn tas till biologisk mångfald eller ökad tillväxt. I fallet som kombinerar tillväxt och hänsyn så hamnar potentialen på ca 18,7 TWh/år. Till 2050 så bedöms det potentiella uttaget kunna öka med ytterligare ca 1,5 – 3 TWh/år beroende på scenario.

Enligt Skogforsk (2023) finns en relativt hög teoretisk potential för uttag av grot om cirka 38,9 TWh årligen, om grot tas ut i alla slutavverkningar på produktiv mark, undantaget skyddad mark, frivilliga avsättningar och hänsynsytor. Ett hållbart uttag av grot där uttaget begränsas enligt Skogsstyrelsens rekommendationer hamnar i stället på ca 21 TWh grot per år jämfört med dagens nivå på ca 9 TWh/år.

2.2.2 Efterfrågan på grot styrs av värmeunderlaget

De faktorer som styr hur mycket grot som förbrukas i ett kraftvärmeverk är bland annat utetemperatur som styr fjärrvärmeleveranserna, hur mycket el som produceras i kraftvärmeturbinen samt priset på det biobränsle som eldas. För produktion av el i kraftvärmeverket verkar dock värmeunderlaget i form av fjärrvärmeleveranser vara den viktigaste styrande faktorn, över tid betydligt viktigare än elpriset. Detta enligt preliminära resultat från en linjär regression av produktionen av el från skogsbränsle under den senaste tioårsperioden samt resultat från detta uppdrags båda första delar.

Skogforsk har undersökt hur grot-potentialen varierar med marknadspriset på grot (Fernandez Lacruz m.fl., 2023). Resultaten visade att det finns gott om utrymme att öka uttaget av grot i landet, främst i Norrland, och i teorin leverera den till konkurrenskraftiga priser i Norrland och även i Svealand. Vid ett marginalkostnadspris för grot på 200 kr/MWh, inkluderat momenten skotning, sönderdelning och vidaretransport, är potentialen för ett uttag på såväl kort som lång sikt 17 – 18 TWh/år vilket innebär en dubblering av uttagsnivån under de senaste åren, jämför Figur 5. Prisnivån 200 kr/MWh var den som rådde innan Rysslands invasion av Ukraina. En faktor som har stor betydelse för potentialen är dieselpriset.

2.2.3 Det finns möjligheter att öka uttaget av sly

I dagsläget tas sly ut i mycket begränsad omfattning även om tillgången bedöms vara betydande från kraftledningsgator, vägkanter, skogsbilvägar, järnvägar och åkerkanter. Skogforsk uppskattar att potentialen kan uppgå till så mycket som 5–10 TWh sly (s.k. lågvärdesträd) per år bara i uttag kopplat till infrastruktur då stora delar av landskapet har haft en snabb igenväxning de senaste årtiondena (Grönlund m.fl., 2022). Störst potential finns i anslutning till skogsbilvägar med låg nyttjandegrad. Emanuelsson m.fl. (2014) belyste potential, möjligheter och hinder för en storskalig skörd av sly i landet och kommer fram till liknande potentialsiffror.

Sly nyttjas inte i hög grad idag, ca 0,8 TWh per år bedöms gå till energiändamål. Det finns även en viss tillförsel av träddelar från trädgårdsavfall om ca 0,25 TWh per år. Det låga uttaget av sly har i stor utsträckning berott på att det är begränsad lönsamhet, med jämförelsevis lägre skogsbränslepriser i kombination med höga kostnader för skörd och transport. De senaste årens ökning av prisnivåerna för biobränslen har dock gjort uttag av sly mer lönsamt. Samtidigt behövs mer teknikutveckling av maskinerna för att effektivisera uttaget.

Börjesson (2025) bedömer att den realiserbara potentialen för uttag av sly uppgår till cirka 3 TWh per år 2030 och 6 TWh per år 2035, då en fortsatt utveckling av skördeteknik samt investeringar i skördekapacitet krävs. Ett utnyttjande av den fulla potentialen om ca 10 TWh/år bedöms kunna nås kring 2040, vilket innefattar uttag från infrastruktur, naturvårdsskötsel samt eftersatta röjningar. Skogforsk har även skattat att det finns en ytterligare potential av uttag av skogsbränsle från skogsvårdande gallring i klena bestånd inom skogsbruket om ca 10 TWh årligen (Nordfjell & Iwarsson Wide i Thorsén & Björheden (red). 2010).

Potential från stubbar

Ur ett beredskapsperspektiv eller om efterfrågan på råvara för flygbränsle vida överstiger betalningsförmågan för timmer, massaved och skogsbränsle kan stubbskörd vara ett alternativ för att trygga försörjningen av skogsbränsle. Energipotentialen är i samma storleksordning som för grot eller mellan 20 – 30 TWh. Fördelar ur ett beredskapsperspektiv är att resursen finns inom ordinarie upptagningsområde samt att det finns beprövad teknik för att få fram sortimentet. Påverkan på ekonomi, klimat och biodiversitet är väl utredda efter de forskningsprogram om stubbar som avslutades för ett tiotal år sedan (Persson m.fl. (red.), 2017). Skogsstyrelsen beslutade 2009 om rekommendationer för stubbskörd som därefter införlivats som allmänna råd till Skogsvårdslagen. Stubbskörd är principiellt ifrågasatt av miljöorganisationer, har restriktioner i certifieringen FSC och ska undvikas enligt det uppdaterade förnybartdirektivet (RED III), vilket sammantaget i dagsläget begränsar användningen som allmän energireserv.

Potential från sekundära bränslen

Vid sågverk och massabruk så uppstår även biprodukter som spån, torrflis, bark och lignin vilket i hög grad används till energiändamål främst inom de ”egna” verksamheterna men även inom fjärr- och kraftvärmeproduktion. Börjesson (2025) har bedömt att det finns en framtida potential att frigöra lignin till andra användningsområden. Energieffektiviseringar inom massaproduktionen gör att mindre lignin kommer behövas per producerad mängd pappersmassa. I samtliga av Börjessons scenarier ses mängden lignin tillgängligt för energiändamål eller annan användning öka med ca 10–12 TWh till 2050. Bark och spån väntas öka marginellt oavsett scenario.

Ökad förädlingsgrad inom skogsindustrin kan öka användningen av grot för energiändamål

I en framtid där sågspån och lignin vidareförädlas i högre grad och därför styrs om till andra sektorer än energi kan dessa ersättas av mer lågvärdiga restprodukter som bark och grot i nuvarande användningsområden eller frigöras genom energieffektivisering. Generellt kan ett ökat intresse urskiljas hos skogsindustrierna att förädla sina olika avfall och restprodukter till mellanprodukter, vilka kan användas både för energi, såsom till biodrivmedel, och ha andra användningsområden, såsom inom kemiindustrin. Till vilken sektor de styrs beror på marknadspriserna.

Allt eftersom skogssektorns avfall och restprodukter förädlas i större omfattning kommer det bli mer konkurrens mellan materialsektorn och energisektorn. Detta ökar samtidigt lönsamheten för huvudprodukterna och möjliggör att den uppskattade potentialen kan realiseras och mer primära trädbränslen tillgängliggörs för båda sektorerna.

3 Förutsättningar på marknaden för skogsbränslen

I Sverige användes drygt 60 TWh trädbränsle under 2024, varav nästan 90 procent utgjordes av oförädlade trädbränslen, och resterande 10 procent var förädlade trädbränslen (såsom pellets och briketter). De oförädlade trädbränslena, framför allt bark, grot, spån och stamvedsflis, används primärt för kraftvärme- och värmeproduktion och inom skogsindustrin. Ett annat oförädlat trädbränslesortiment som används för kraftvärme- och värmeproduktion är returträ.

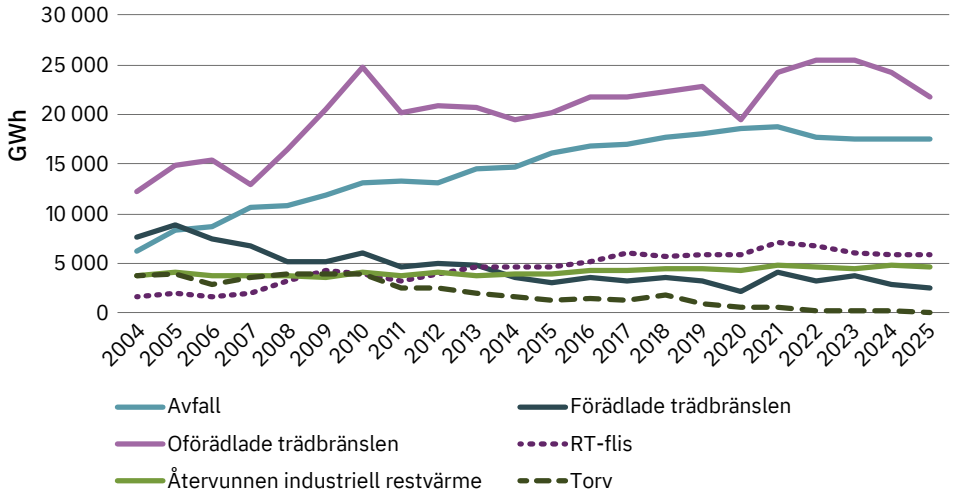
3.1 Användning av fasta biobränslen inom kraft- och fjärrvärmeverk

Historiskt kan flera skiften urskiljas vad gäller bränsleanvändningen i kraftvärme- och värmeverk. Efter oljekrisen på 1970-talet ökade andelen trädbränsle, liksom användningen av torv, från att sektorn varit nästan helt fossilberoende. Runt 2004 klassades torv som ett fossilt bränsle inom EU genom att det inkluderades i systemet med handeln med utsläppsrätter, EU-ETS. Utfasning av användningen av torv fördröjdes något i Sverige på grund av att det ingick i det nationella elcertifikatsystemet.

Vid millennieskiftet började användningen av avfall och returträ för kraftvärme- och värmeproduktion att öka. Användning av såväl oförädlade trädbränslen som avfall har ökat betydligt de senaste 20 åren, vilket tydligt framgår av Figur 3. Användning av stamvedsflis från bränsleved förväntades minska efter införandet av ett nytt klassificeringssystem av massaved i form av ”prima” och ”sekunda” från och med 2019 (Biometria, 2019). Systemet öppnade för högre tolerans av rötandel i massaved. I realiteten visar statistik att förändringen totalt sett i landet tvärtom verkat fått marginella konsekvenser för uttaget av bränsleved (Figur 5). Anledningen att det ändå såldes väldigt mycket bränsleved på marknaden var att införandet sammanföll med barkborreangreppen som skapade stora mängder torrved och därmed bränsleved. I samband med att angreppen efterhand började minska så steg priserna för biobränsle kraftigt av andra orsaker vilket ledde till en sortimentsvandring från massaved till bränsleved. Bränslevedsproduktionen är idag obetydlig i ett vanligt bestånd tack vare införandet av prima/sekunda. Även framöver kommer efterfrågan och prisskillnaden mellan massaved och bränsleved däremot att styra försäljningen på marginalen.

Kraftvärme- och värmeverk är i dagsläget de viktigaste användarna av grot, vid sidan av den relativt mindre användning som sker i skogsindustrin. För spetslast de kallaste vinterdagarna och eldning under den varma årstiden

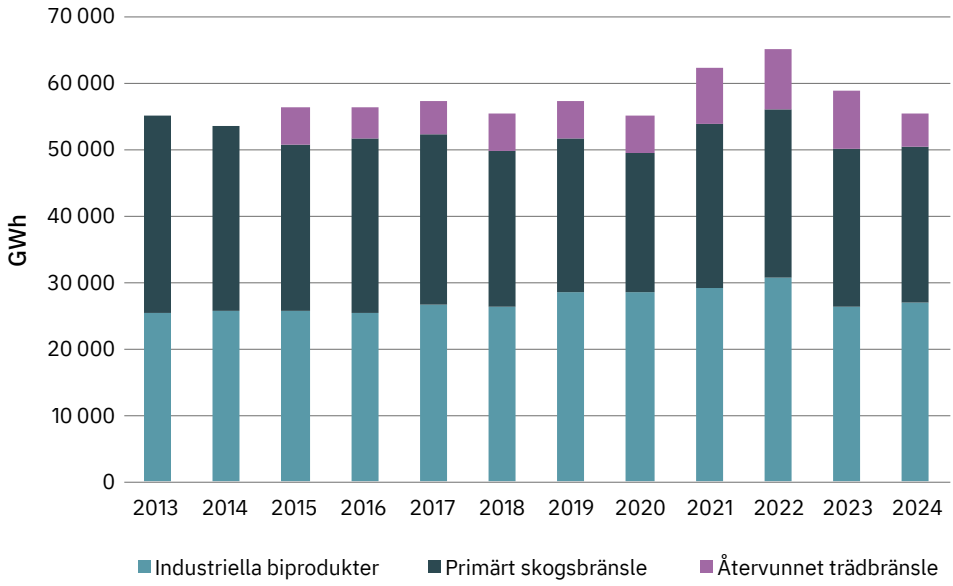
eldas i större anläggningar träpellets eller biooljor i separata pannor. Idag finns även ett ökat intresse i branschen att tillvarata återvunnen industriell restvärme, bland annat som en konsekvens av EPBD[55].



Figur 3. Tillförd energi till värme- och elproduktion inom kraftvärme- och fjärrvärme i Sverige, GWh, 2004–2025.

Källa: Energiföretagen Sverige (2026).

Anm.: I kategorin ”Trädbränsle, oförädlat” ingår bark, grot, spån, stamvedsflis och övrigt oförädlat. I kategorin ”trädbränsle, förädlat” ingår pellets, briketter, pulver och övrigt förädlat.

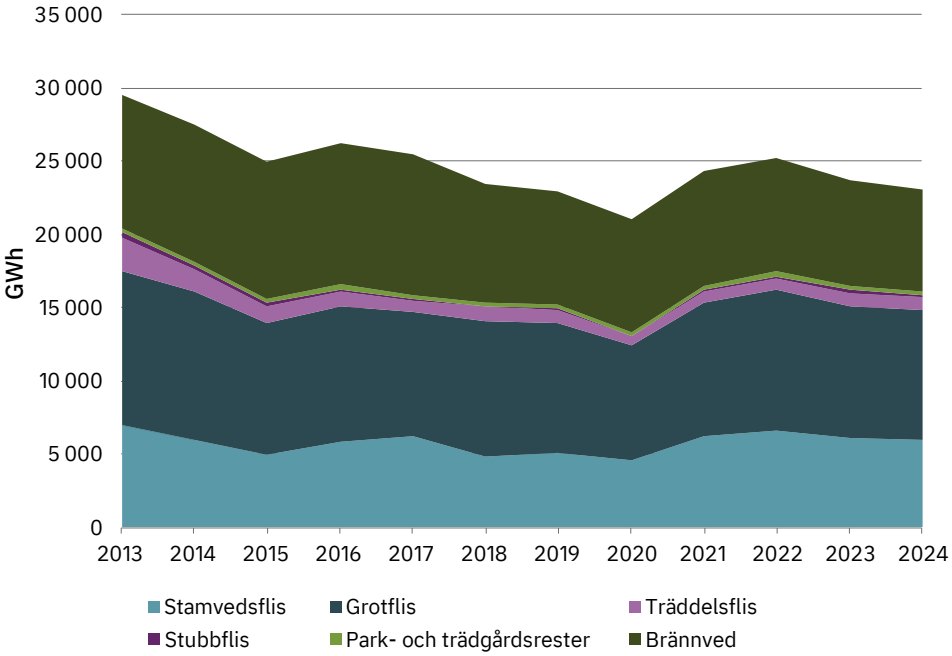


Figur 4. Produktion av sönderdelade oförädlade trädbränslen fördelat på bränslekategori, GWh, 2013–2024.

Källa: Energimyndigheten (2025c).

Anm.: Uppgifter om produktion av återvunnet trädbränsle publicerades inte 2013 och 2014.

[55] Energiprestandadirektivet



Figur 5. Produktion av sönderdelade oförädlade primära skogsbränslen av inhemskt ursprung med fördelning på sortiment, GWh, 2013–2024.

Källa: Energimyndigheten (2025c).

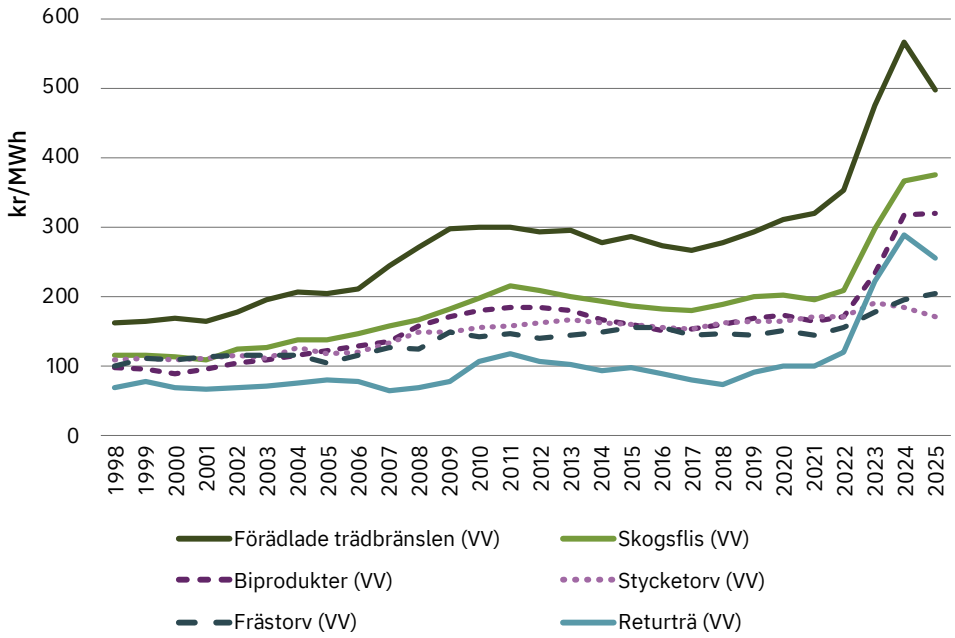
3.1.1 Prisutvecklingen för trädbränslen

För cirka 20 år sedan inleddes en trend där skogsbränslen till viss del ersattes av en ökande användning av returträflis samt hushålls- och verksamhetsavfall i fjärr- och kraftvärmeverk. Priset på returträflis är relativt lägre (se Figur 6) än för skogsflis men den internationella konkurrensen om detta bränsle har efterhand hårdnat. I prisstatistiken som presenteras i Figur 6 utgörs skogsflis av en blandning av grot- och stamvedsflis. I ett längre perspektiv var priserna för skogsflis relativt oförändrade under 1990-talet på nivån 110 kr/MWh för att sedan starta en långsam klättring mot en nivå på över 200 kr/MWh under några år efter den mycket kalla vintern 2010. Därefter sjönk priserna tillbaka igen ända fram mot 2018 då en vändning uppåt skedde. Sedan följde en drastisk prisvändning uppåt under 2023 i kölvattnet av Rysslands invasion av Ukraina.

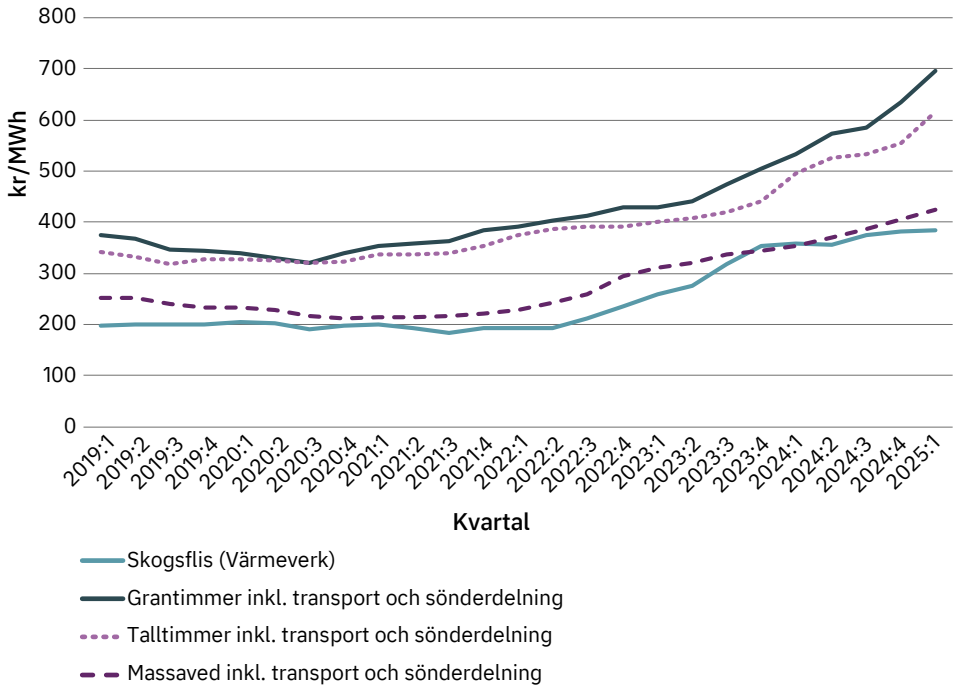
Priset på skogsindustriella biprodukter och returträ är lägre

Priset för skogsindustriella biprodukter har varit lägre än priset för skogsflis under hela den undersökta perioden. Priset har sedan 1993 i genomsnitt varit cirka 15 procent ner för de industriella biprodukterna sett över hela landet. Priset för returträflis har varit ytterligare lägre jämfört med skogsflis och här har prisskillnaden i medel från 1998 varit drygt 40 procent ner för returträflis. Dessa prisskillnader förklarar i hög utsträckning varför värmeverken i första hand väljer returträflis och i andra hand industriella biprodukter framför skogsflis om tillgången mellan bränslena bedöms likvärdig. Vid eldning av returträflis behövs däremot ytterligare ett reningssteg för rökgaserna jämfört med skogsflis och industriella biprodukter.

Prisutvecklingen för trädbränslena beror av tillgång och efterfrågan, det vill säga främst temperatur under den kalla årstiden samt konjunktur för skogsindustrin och till exempel byggsektorn. Priserna för skogsbränslena följer också den allmänna prisbilden för huvudsortimenten i skogsbruket, sågtimmer och massaved, se figur 7.



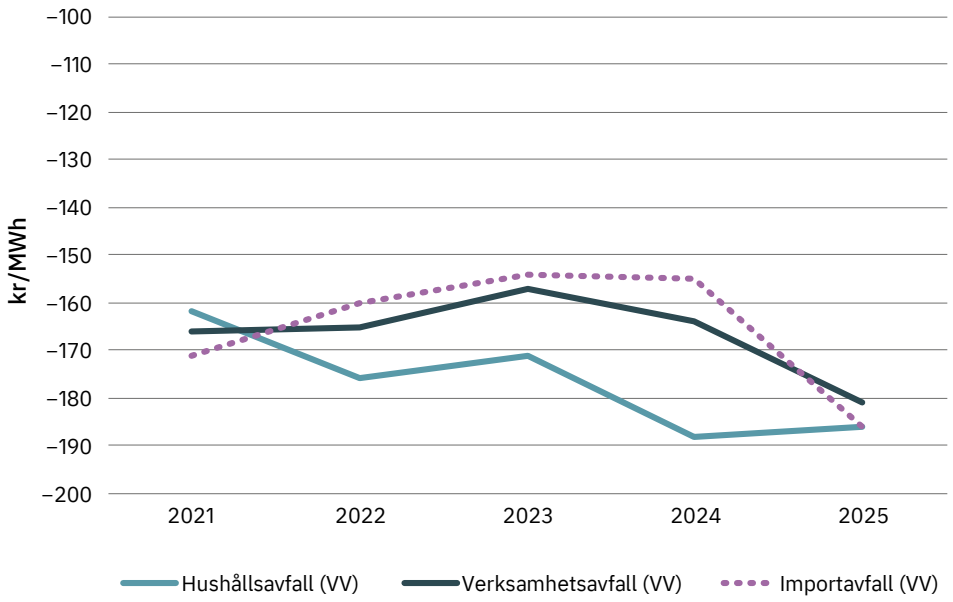
Figur 6. Priser för trädbränslen och torv till värmeverk fr.o.m. 1998, löpande, kr/MWh.
Källa: Energimyndigheten (2026a).
Anm. VV står för värmeverk



Figur 7. Jämförande prisutveckling för sågtimmer, massaved och skogsflis löpande.
Källa: Energimyndigheten (2025b).

3.1.2 Avfallsförbränning ställer andra krav på pannorna och exkluderar skogsbränslen

Eldning av returträflis kräver mer avancerad utrustning för rening av rökgaser än för rena biopannor. För förbränning av hushålls- och verksamhetsavfall krävs än mer avancerad pannutrustning med högre krav på rökgasrening. Avfallsaskorna från eldning av returträflis respektive hushålls- och verksamhetsavfall kan till skillnad från skogsbränsleaskor inte heller recirkuleras utan måste i allmänhet deponeras och deponiavgift betalas. Vid eldning av hushålls- och verksamhetsavfall kan dock fjärrvärme- och kraftvärmeverken ta upp en mottagningsavgift för avfallet vilket gör att denna verksamhet blir ekonomiskt intressant (Energimyndigheten, 2026a). Avfallsförbränningsanläggningar får därmed både betalt för att ta emot avfallet och kan i nästa steg ta betalt för att sälja el och värme. Skogsbränslen blir generellt därmed aldrig aktuella för eldning i avfallspannor. Det finns idag en överkapacitet av avfallsförbränningsanläggningar i Sverige vilket innebär att det årligen importeras stora mängder avfall från andra länder.



Figur 8. Pris/mottagningsavgift för avfall i olika kategorier till värmeverk.
Källa: Energimyndigheten (2026a).
Anm. VV står för värmeverk

Askan från eldning av returträflis måste analyseras innan den eventuellt kan recirkuleras till skogsmark eller annars deponeras med tillhörande deponiavgift. Det finns också en möjlighet att samförbränna aska från returträflis med rena trädbränslen för att späda ut halter av oönskade ämnen i askresten (Pettersson & Björnsson, 2019). I ”Askprogrammet” studeras utnyttjande av askor som resurser som alternativ till deponering (Energiforsk, 2026).

3.2 Olika förutsättningar för de olika sortimenten av oförädlade trädbränslen

Kategorin oförädlade trädbränslen inkluderar både trädbränslen som uppkommer direkt i skogsbruket, även kallat primära skogsbränslen som grot och bränsleved och sådant som uppkommer vid skogsindustrin som bark, flis (reducer- och torrflis) och sågspån, även kallade sekundära skogsbränslen eller skogsindustriella biprodukter. I kategorin oförädlade trädbränslen kan även trädbränslen med ursprung i slytäkt räknas in. Sortimenten redovisas ofta i samma kategori i statistik, dvs. som oförädlade trädbränslen, men har väsentligt olika produktionskedjor och marknadsmässiga förutsättningar.

3.2.1 Skogsindustriella biprodukter

Skogsindustriella biprodukter som bark, torrflis och spån uppkommer framför allt inom sågverk och träförädlande industri och är sortiment som industrin historiskt behövde ”bli av med” för att kunna upprätthålla sin produktion över tid och undvika kostnad för lagring. Idag utgör dessa sortiment resurser för företagen, dels genom att industrin använder en del som energi inom den egna verksamheten, men resterande delar säljs som bränslen till fjärr- och kraftvärmebolag. Generellt sett är bark och spån prismässigt attraktiva bränslen men de har även goda egenskaper rent förbränningstekniskt.

3.2.2 Primära skogsbränslen

Primära skogsbränslen uppkommer direkt i skogsbruket och ledtiderna kan vara långa, minst ett halvår men ofta längre än så för framför allt grot. Jämfört med skogsindustriella biprodukter får grot en högre hanteringskostnad och är ur vissa aspekter ett mer lågvärdigt bränsle eftersom det är mer inhomogent. Grot tas ut om det har en avsättning då planering för uttaget behöver göras redan innan avverkning, och kostnader uppkommer tidigt i produktionskedjan (Skogforsk, 2023).

Produktionskedjan för grot

Innan avverkning av skog sker behöver det planeras för om groten ska tas ut. Planerat grotuttag behöver även anmälas till Skogsstyrelsen. Avtal måste också skrivas med markägare, som erhåller en intäkt för groten. Om uttag av grot planeras måste avverkningen grotanpassas, vilket innebär användning av en särskild arbetsmetod som underlättar insamlingen av groten. Normalt lämnas groten därefter kvar på hygget under minst en sommarsäsong för att torka vilket dels medför att barren kan falla av och ge näring till marken, dels bidrar till att öka värmevärdet i groten när fukthalten minskar. Generellt vill man även undvika att få med barr vid förbränningen då dessa kan orsaka kostnader genom ökade NOx-utsläpp. När groten är torr transporteras den från hygget och läggs på hög, i så kallade grotvältor, på en uppsamlingsplats vid en skogsbilväg. Där kan groten ligga på lager ännu en tid innan den transporteras direkt till slutkund eller till en terminal för omlastning.

Groten flisas eller krossas i något skede innan förbränning, vilket kräver särskilda maskiner. Detta kan göras i skogen innan vidare transport eller framme hos slutkund. Groten transporteras alltid en sträcka med lastbil då den måste hämtas i skogen, men även vidare transport med tåg eller i vissa fall båt kan vara aktuellt. För transport med tåg eller båt krävs en omlastningsterminal i närheten av järnvägen eller hamnen.

Produktionskedjan för sly

Uttag av sly eller så kallade lågvärdesträd sker av andra primära syften än för uttag av skogsbränslen, exempelvis för röjning av vägkanter, kraftledningsgator, eller i naturvårdande eller tillväxtbefrämjande syften. Röjningen sker i huvudsak för att upprätthålla trafiksäkerheten och undvika skador på tåg eller kraftledningar. Sly kan även tas ut i samband med naturvårdande eller tillväxtbefrämjande insatser. Att sly samlas in och används som bränsle kan i sammanhanget ses som en bonus och görs långt ifrån alltid. Beroende på typ av åtgärd och trädstorlekar, kan avverkningen ske manuellt med röjsåg eller motorsåg, maskinellt med kättingslagor (monterade på en traktor eller hjullastare), röjaggregat (med en traktor, grävmaskin eller skördare som basmaskin) eller med skördaraggregat (med flerträdshantering) monterat på en skördare eller grävmaskin. Avverkningskostnaden och transporten av sly är i allmänhet högre än för grot, varför sly nyttjas i betydligt lägre grad än grot (Grönlund m.fl. 2022).

3.3 Grotuttaget varierar

Fjärr- och kraftvärmeverkens behov av bränsle uppvisar naturliga säsongsvariationer samt tydliga variationer mellan år, främst temperaturrelaterat genom kallare eller mildare vintrar. Bränslemixen hos kraftvärme- och värmeverken varierar. Vilken bränslemix som används beror på faktorer som:

- Vilka pannor de har och vad som kan eldas i dessa. Moderna pannor är ofta konstruerade för att kunna hantera en flexibel bränslemix, med exempelvis varierande fukthalt i flis, vilket ökar driftssäkerheten. Pannor anpassade till mer ”rena” bränslen som torra trädbränslen är mindre flexibla. En avfallsförbränningsanläggning kan i teorin elda det mesta, men används enbart för förbränning av avfall av ekonomiska skäl.
- Lokalisering i landet och vilka bränslen som finns att tillgå lokalt, närhet till sågverksindustri eller möjlighet att använda returträ eller avfall.
- Pris, kvalitet och kvantitet på de bränslen som är möjliga och tillgängliga vid en viss tidpunkt.
- Storlek på rullande lager över tid vid terminaler och vid värmeverk. Detta är en optimering som behöver göras i förhållande till beräknat värmebehov samt bränslets hållbarhet.

De kraftvärme- och värmeverk som kan använda oförädlade trädbränslen och ligger nära en skogsindustri kan ofta köpa skogsindustriella biprodukter, vilket är ett sortiment som skogsindustrin behöver hitta en avsättning för.

Vissa år då det finns ett stort utbud av skogsindustriella restprodukter och vintern är mild blir behovet av och efterfrågan på grot därför lägre. När det är god konjunktur med stora produktionsvolymer för skogsindustrin blir det även större mängder av industriella biprodukter som kan användas inom kraftvärme- och värmeverken. Även i ett sådant läge kan efterfrågan på grot sjunka.

3.3.1 Marknaden för grot är traditionellt lokal

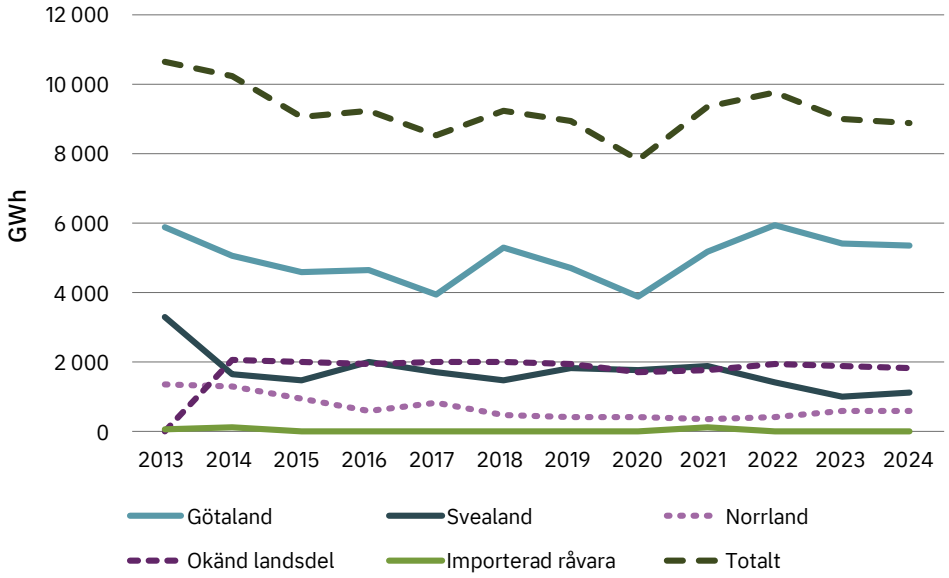
Handeln med grot sker företrädesvis lokalt genom direkta avtal mellan skogsbolag/skogsägarorganisationer/privata markägare och slutförbrukare. Avtalslängden är oftast på ett år, men även längre avtal förekommer. Medeltransportavståndet i Sverige för vägtransport av primärt skogsbränsle var cirka 63 km under år 2022. Medeltransportavståndet varierar relativt lite mellan olika år. Det är viss skillnad över landet där medeltransportavståndet för skogsbränsle är längre i Norrland med cirka 69 km jämfört med cirka 60 och 62 km för Svealand respektive Götaland (Davidsson m.fl., 2024). Samma studie har också uppskattat hur stora mängder som fortsätter att transporteras med tåg och går via en järnvägsterminal. Mängden primärt skogsbränsle som transporteras via järnväg har varit relativt konstant under perioden 2013–2022. Däremot har antalet järnvägsterminaler som används för timmer, massaved och primärt skogsbränsle ökat något under perioden. I dagsläget transporteras merparten av skogsbränslet på lastbil direkt från skog till kraft- och fjärrvärmeverk eller annan industri. Enbart en liten andel skogsbränsle, 1–3 procent av mängden i ton, transporteras från skog till terminal för omlastning på i huvudsak tåg *(ibid.)*.

Lägre produktion av grot i Norrland

I Figur 9 visas produktionen av grot fördelad på landsdelar, totalt för riket och den råvara som importeras för grotproduktion (samt viss mängd där den regionala härkomsten inte redovisats). Som kan ses i diagrammet så tas den största delen av den producerade groten ut i Götaland, följt av Svealand. Den totala produktionen i landet har sedan 2013 varit mellan 8–10 TWh, och endast små mängder osönderdelad råvara importeras. Dock visas inte all import i statistiken i figuren. Som tillägg var enligt utrikeshandelsstatistiken nettoimporten av barrvedflis till energianvändning 2,8 TWh under 2025 och motsvarande för lövvedsflis var 0,8 TWh. Importsortimenten rymmer en blandning av stamvedsflis och flisad grot (Energimyndigheten, 2026b).

Från Figur 9 kan också avläsas att produktionen av grot i Norrland började minska under 2014 och har sedan dess varit på en mycket låg nivå. Detta bekräftas även i dialog med branschen som menar att marknaden för grot har varit särskilt svängig i Norrland och att handeln under perioden efter 2014 på vissa platser och mellan vissa aktörer helt stannat av. Troligtvis sammanföll detta med en låg efterfrågan från kraftvärme- och värmeverk, som också använde alltmer returträ och avfall, och ett växande utbud av skogsindustriella biprodukter. Den uteblivna handeln innebar att en del entreprenörer gick i konkurs och att grothögar blev liggande kvar i skogen,

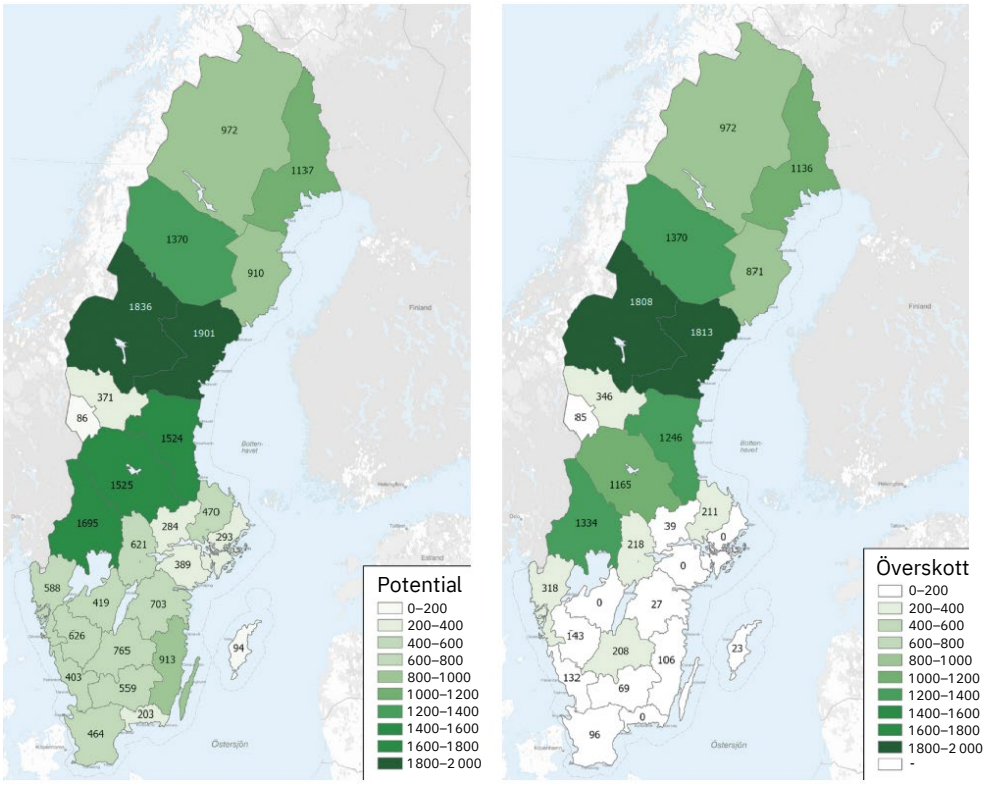
vilket över tid påverkat tilltron och inställningen till grot. Marknaden för grot håller nu i viss mån på att återhämta sig i norra Sverige men är fortsatt på relativt låga nivåer. Även marknaden i Götaland har svängt kraftigt under samma period, vilket framgår av Figur 9. Produktionen av grot ligger här dock inte på lika låga nivåer som i Norrland, vilket gör att svängningarna inte får lika stora effekter i Götaland.



Figur 9. Produktion av grot uppdelat på landsdelar samt import, GWh.
Källa: Energimyndigheten (2025c).

3.3.2 Stora skillnader i uttag och användning av grot mellan norr och söder

Skogforsk (2023) har närmare granskat den regionala fördelningen av potentialen för ökat uttag men även det så kallade överskottet vilket är skillnaden mellan det maximala hållbara uttaget (21,1 TWh år 2020) och det faktiska uttaget (vilket var 7,4 TWh år 2020), se Figur 10. Sett över landet som helhet så motsvarade uttaget av grot cirka 35 procent av det potentiella hållbara uttaget. Det är dock stora regionala skillnader. I Norrland så togs endast cirka 1–6 procent av potentialen ut medan i Svealand cirka 50 procent och i Götaland 83 procent av potentialen nyttjades. Skillnaden beror på att användningen av grot till stor del är centrerad till de södra och mellersta delarna av landet och till viss del längs norrlandskusten.



Figur 10. Det hållbara möjliga uttaget respektive överskottet, eller potentialen att öka det hållbara uttaget, i GWh fördelat per region och beräknat på ingångsvärden från 2020.
Källa: Skogforsk (2023).

3.3.3 Långa avstånd och högre kostnad för uttag av grot i Norrland

Liksom för timmer och massaved är medeltransportavståndet för primära skogsbränslen längre i Norrland jämfört med Götaland och Svealand. Enligt studien från Skogforsk (Davidsson m.fl., 2024) beror detta på att ett större försörjningsområde behövs för att tillgodose råvarubehovet i Norrland. Detta beror i sin tur främst på att det finns en lägre andel gran i de lokala bestånden (grot tas främst ut i grandominerad skog) samt att markerna i genomsnitt är något mindre bördiga och att grot därför lämnas kvar på hyggena i högre utsträckning.

Enligt en annan studie från Skogforsk (Fernandez Lacruz m.fl., 2023) som uppskattar marginalkostnaden[56] för grot från slutavverkningar i Sverige stod skotning för 31 procent av den kostnaden, medan sönderdelning och vidaretransport stod för 35 procent respektive 34 procent. I samma studie bedöms potentialen för grotuttag vara lägre i norra Norrland samtidigt som kostnaden för densamma är högre. Den lägre potentialen i norra Norrland beror på mindre areal av produktiv skogsmark, dess förutsättningar samt tillstånd, tillväxt och förväntat brukande. Den högre kostnaden beror främst på att avståndet mellan slutförbrukare (eller järnvägsterminal) och avlägget i skogen är längre och medför högre kostnad för vidaretransport. Samtidigt

[56] I denna marginalkostnad ingår inte ersättning till markägaren.

är det också i genomsnitt längre terrängtransportavstånd och mindre mängd grot per hektar, vilket ger högre kostnad för skotning. Samma studie konstaterar också att ett högre pris på diesel får stor effekt på marginalkostnaden. För ett lönsamt grotuttag behövs en viss infrastruktur, dvs. en kritisk massa av grotobjekt för att det ska vara lönt för ett bränsleföretag eller en entreprenör att investera i utrustning och bygga leveranskedjor.

3.4 Hållbarhet

Biobränslen berörs av regelverk (nationellt/EU-nivå) för skogsbruk, hållbarhetskriterier för biobränslen och miljötillstånd för förbränningsanläggningar som begränsar de negativa externa effekterna av att använda biobränslen. De kan verka både ”främjande och hindrande” på hur stort uttag som är möjligt.

3.4.1 Dagens miljöhänsyn för uttag av grot

Uttag av skogsbränslen kan kräva kompensationsåtgärder

Skogsvårdslagstiftningen[57] reglerar de krav som ställs på skogsägarna vid uttag av skogsbränsle. Uttag av skogsbränsle efter föryngringsavverkning är anmälningspliktigt till Skogsstyrelsen och uttaget ska ske enligt de allmänna hänsynsreglerna i miljöbalken. Uttag av grot påverkar skogsmarken på olika sätt, dels kan det påverka tillväxten för nästkommande generation skog, detta gäller särskilt för gran och på marker med sämre näringsstatus. Uttaget av grot kan även ha en negativ påverkan på försurning i både mark och ytvatten. Även här så kan det variera över olika marktyper och geografiska områden, generellt så finns särskilt försurningskänsliga marker i södra och sydöstra Sverige. Det är krav på skogsägare att vidta åtgärder för att hindra att skogsmarkens långsiktiga näringsbalans eller buffringsförmåga mot försurning försämras vid uttag av grot. I detta ingår att vidta kompensationsåtgärder som tillförsel av mineralnäring eller återföring av aska till skogsmarken vid uttag av grot över en viss mängd per hektar. Vid återföring av aska så är det viktigt att innehållet är analyserat både vad avser näringsinnehåll och så att askan inte har för högt innehåll av tungmetaller eller organiska miljögifter. I vissa delar av landet kan askan även behöva testas för innehåll av radioaktiva ämnen.

Under 2024 genomfördes askåterföring på cirka 16 000 hektar och under 2025 på cirka 13 000 hektar. I genomsnitt sedan 2009 så har arealen med askåterföring legat på ca 12 000 hektar årligen. Askåterföring sker nästan uteslutande i södra Sverige, endast 2 procent har skett i Norrland sedan 2009. Variationen av spridning av aska under åren kan bero på flera faktorer, dels kan försämrad bärighet i skogen för maskinerna efter höga nederbördsmängder påverka möjligheten till spridning av aska. Dessutom kan entreprenörer ha slutat på grund av dålig lönsamhet eller att större producenter av aska (värmeverk) har bytt bränsle vilket genererar mer eller mindre mängd

[57] Skogsvårdslagen (1979:429), Skogsvårdsförordningen (1993:1096) samt Skogsstyrelsens föreskrifter och allmänna råd (SKSFS 2011:7)

spridningsbar aska. Även en generell osäkerhet om askåterföring hos skogsägare kan spela in. Gödsling av skogsmark skedde på cirka 40 000 hektar under 2024 och på cirka 37 000 hektar under 2025, vilket är en ökning efter en tidigare mycket kraftig nedgång till följd av kriget i Ukraina då priserna på mineralgödsel steg kraftigt. Andelen mark som gödslas ser nu ut att vara tillbaka på liknande nivåer som innan kriget i Ukraina startade.

Viktigt att värna biologisk mångfald och undvika körskador

Uttag av grot kan även påverka den biologiska mångfalden då det finns organismer som är beroende av klen död ved och att uttaget påverkar även den fysiska livsmiljön. Här finns även variation beroende på trädslag, sett över landet som helhet så kan mer grot från gran tas ut än från löv eller tall utan att negativt påverka den biologiska mångfalden (Skogsstyrelsen, 2019a). Uttag av grot får inte påverka den mängd död ved eller andra strukturer som ska lämnas som miljöhänsyn. För att undvika körskador i skogen är det viktigt att entreprenörerna är utbildade i att kunna ta rätt hänsyn, detta är extra viktigt vid uttag av grot då risken för skador ökar om man inte kan köra på groten. Vissa marker är även extra känsliga för körskador och detta kan även variera med årstiden, att ta ut grot vintertid då det är kallt och tjäle i marken eller när det är torrt minskar körskador. Det är även viktigt att ta hänsyn och ha skyddsavstånd mot forn- och kulturlämningar vid uttag av biomassa samt spridning av aska.

3.4.2 Förnybartdirektivet sätter kriterier för vad som är hållbart

Förnybartdirektivet (Renewable Energy Directive, RED) beslutades år 2009 och har sedan dess omarbetats två gånger. Det brukar därför refereras till som RED I, RED II respektive RED III. RED I omfattade biodrivmedel och flytande biobränslen och ställde krav på dessa vad gäller växthusgasminskning och så kallade markkriterier. Markkriterierna anger vilka krav som måste vara uppfyllda på den mark där råvaran produceras och vilka typer av marker som är otillåtna för råvaruuttag. De syftar till att hindra negativ påverkan på biologisk mångfald och mark med stora kollager. Då biodrivmedel och flytande biobränslen under RED I i praktiken endast producerades av råvaror från jordbruket (eller restprodukter och avfall som är undantagna), så omfattade markkriterierna under RED I endast råvaror från jordbruk.

I och med RED II ökade direktivets omfattning till att innefatta också fasta och gasformiga biobränslen, vilket innebar att vissa markkriterier också omfattade skogsbiomassa. Markkriterierna för skogsbiomassa bedömdes kunna säkerställas med den lagstiftning som redan fanns på plats och innebar i praktiken inte någon större administrativ börda eller förändring vad gäller uttaget av primära skogsbränslen.

Markkriterierna för skogsbiomassa utökades i RED III

I och med RED III finns begränsningar för vissa ursprungsområden[58] för skogsbiomassa, motsvarande huvuddelen av de kriterier som tidigare endast gällt för agrobiomassa. Det har även tillkommit krav om hänsyn vid avverkning.

RED III implementerades i svensk lagstiftning i juli 2025. Vid det tillfället saknades viss lagstiftning, vilket omöjliggjorde för Sverige att uppfylla markkriterierna för skogsbiomassa på nationell nivå. Detta innebar att vissa aktörer behöver säkerställa markkriterierna på ursprungsnivå under en period, vilket innebar en väsentligt ökad administrativ kostnad och medförde en osäkerhet på marknaden. Den 1 februari 2026, då lagstiftning på området trädde i kraft, kunde markkriterierna för skogsbiomassa säkerställas genom nationell lagstiftning.

Primära skogsbränslen har betydligt striktare krav än skogsindustriella biprodukter

Markkriterier finns endast för de trädbränslen som uppkommer direkt i skogsbruket, det vill säga primära trädbränslen (eller skogsbiomassa som används som benämning i direktivet och den svenska lagstiftningen). Restprodukter och avfall som uppkommer vid skogsindustrin omfattas inte av markkriterierna. Däremot finns krav om växthusgasminskning som i och med RED III träffar betydligt fler aktörer som använder primära trädbränslen och/eller skogsindustriella biprodukter. Viktigt att nämna i sammanhanget är att RED III inte är en begränsande faktor för transportavstånd och transportsätt inom landet.

Kaskadprincipen införlivades i RED III med fokus på stödsystem.

Kaskadprincipen innebär att träbiomassa ska användas så resurseffektivt som möjligt enligt den cirkulära ekonomins logik: Först till långlivade produkter, sedan återanvändning och materialåtervinning, och först i sista hand till energi.

Enligt EU:s skogsstrategi skulle kaskadprincipen implementeras i en s.k. delegerad akt, men hamnade i stället i RED III som en kompromiss i slutförhandlingarna. Detta skedde efter att Europaparlamentet först föreslagit att endast sekundär biomassa (till exempel sågspån) skulle få räknas som förnybar (Europaparlamentet, 2022). Under trilogförhandlingar ströks detta till fördel för en bestämmelse om kaskadprincipen med fokus på stödsystem som infördes i artikel 3.3 i RED III. I korthet innebär det att medlemsstaternas stödsystem ska utformas på ett sätt som inte ger incitament till ohållbara produktionskedjor och inte snedvrider konkurrensen med materialsektorerna.

[58] Skogsbiomassa får enligt direktivet inte komma från mark som 1 januari 2025 eller senare var urskog, gammal skog, skog som av en myndighet har konstaterats ha stor biologisk mångfald, naturlig och icke-naturlig gräsmark med stor biologisk mångfald, hedmark, våtmark (som inte längre är våtmark när biomassan skördas), eller torvmark (om odling och skörd medför dränering av tidigare odikad mark).

3.4.3 Målkonflikter vid uttag av skogsbränsle

Det finns många målkonflikter kopplat till brukande av skog och det är många mål som ska förenas, produktivitet i en växande bioekonomi, klimat, naturvård, friluftsliv, renskötsel samtidigt som vi nu även ser ett ökat fokus på försörjningstrygghet och beredskapsfrågor. Mellan många mål finns synergier men det uppstår också områden där målsättningar och intressen i skogen krockar.

Skogspolitikens inriktning

Den svenska modellen för naturvård i skogen utgår från en kombination av avsatta områden och områden för produktion med miljöhänsyn i syfte att uppnå de skogspolitiska målen för produktion och miljö. Generellt så bygger den svenska skogspolitiken på ett tydligt fokus på ägarskap med frihet under ansvar vilket förutsätter att skogsägaren har tillräcklig kunskap. Det finns många regelverk idag för skogsägare att förhålla sig till då lagstiftningen utvecklats särskilt sedan inträdet i EU och med den policyutveckling som skett både inom EU och internationellt. De nationella målen för hur mycket natur som behöver skyddas har höjts över tid. Krav på naturvårdsavsättningar uttrycks också i form av globala konventioner och EU-gemensamma strategier och rättsakter. Sedan den skogspolitiska reformen 1993 så har det skett en utveckling med en kraftig ökning av arealen av formella skydd, frivilliga avsättningar och hänsynstagande vid skogsbruksåtgärder som sammantaget i dag utgör mer än en fjärdedel av skogsmarksarealen (SOU 2025:93). Ökande krav på avsättningar av skogsmark, särskilt om det är produktiv skogsmark, kommer att påverka potentialen för uttag av primära skogsbränslen negativt.

Påverkan på miljökvalitetsmål

I den senaste fördjupade utvärderingen av miljömålen, rapportering enligt art- och habitatdirektivet och den svenska rödlistan så konstateras att det råder ett allvarligt läge och en negativ trend för den biologiska mångfalden i Sverige. I SLU Artdatabankens analys av påverkansfaktorer på rödlistade arter, anges att markanvändningen inom jord- och skogsbruket är det som påverkar flest rödlistade arter i Sverige. Odlingslandskapet och skogslandskapet hyser tillsammans mer än 75 procent av Sveriges rödlistade arter. Igenväxning och avverkning är de viktigaste negativa påverkansfaktorerna för rödlistade arter i Sverige.

I Skogsstyrelsens (2022b) underlag till den fördjupade utvärderingen 2023 så listas följande problem som de fem viktigaste som behöver lösas för att uppnå god status enligt miljömålet:

6. Brist på viktiga livsmiljöer i skogslandskapet. Flera typer av livsmiljöer minskar och blir alltmer fragmenterade.
7. Ogynnsam status eller negativ utveckling för många skogslevande arter. Många hotade och känsliga arter minskar och populationerna blir alltmer fragmenterade.

8. Flera av skogens ekosystemtjänster har otillräcklig status.
9. Kulturmiljöer förstörs i skogslandskapet i samband med skogsbruksåtgärder.
10. Negativ påverkan på skogslandskapets vattendrag.

De åtgärder som diskuterades handlar bland annat om skärpt regelefterlevnad kopplat till tillsynen från Skogsstyrelsen, särskilt kopplat till samråden inför skogsbruksåtgärder, och om det finns höga naturvärden som bör skyddas. Samtidigt finns politiska mål och styrsignaler som behöver vägas mot varandra, bland annat om frivillighet, äganderätt och skydd av skog med höga naturvärden. Hur dessa avvägningar hanteras kan påverka risken för avverkning av skogar med höga naturvärden.

3.5 Användning av oförädlade trädbränslen för annat än fjärr- och kraftvärme

Oförädlade trädbränslen används idag främst för energiproduktion inom kraftvärme- och värmeverk och inom skogsindustrin, men framför allt sågspån har flera användningsområden utöver till energi. Det används bland annat för tillverkning av spånskivor och andra skivprodukter eller kan via pyrolys förädlas till en bioolja lämplig för användning som råvara i raffinaderi- eller kemiindustri. Biooljan är idag dock inte fullt kompatibel med fossil olja och kan därför endast blandas in i en mindre andel i befintliga raffinaderier. Andra potentiella användningsområden för trädbiomassa är t.ex. i form av biokol eller lignin i olika applikationer som idag är aktiva forskningsfält.

3.5.1 Idag ingen betydande konkurrens om trädbiomassa från andra sektorer

Sågspån är en homogen råvara med få orenheter och därför billigare och enklare rent tekniskt att förvätska eller förgasa än till exempel grot eller bark som innehåller mer orenheter. Därför har utvecklingen vad gäller förädling av sågspån kommit längst bland de skogliga biprodukterna. I Sverige finns det i dag en kommersiell, om än småskalig, produktion av en mellanprodukt från sågspån som används för att tillverka biodrivmedel. En annan sektor som står inför en omställning är kemiindustrin där förädlade råvaror från träbiomassa kan användas för att ersätta fossil råvara, framför allt etanol och metanol.

Forskning och utveckling pågår även för att förädla grot och bark till produkter som passar för biodrivmedelsproduktion men här har man inte kommit lika långt. Det är också dyrare att förädla grot då det tillkommer en kostnad för att ta ut den, jämfört med de skogsindustriella biprodukterna som faller ut relativt koncentrerat vid industrin.

Fortsatt teknisk utveckling och högre priser krävs för storskalig biodrivmedelsproduktion från trädbränslen

Det finns två huvudspår för framställning av biodrivmedel från trädbiomassa i Sverige. Antingen förädling av mellanprodukter i befintlig raffinaderistruktur, eller nybyggnation av mer eller mindre storskaliga bioraffinaderier. Det finns projekt som syftar till att realisera båda spåren. Vad gäller att nyttja befintlig raffinaderistruktur behövs teknisk utveckling genom hela produktionskedjan, alltså såväl omvandlingen från fast biomassa till mellanprodukt som den fortsatta behandlingen av mellanprodukten för att den ska kunna hanteras i raffinaderiet i större mängder.

Vad gäller nya mer storskaliga raffinaderier så finns det projekt där man planerar att kombinera tekniken för förgasning av biomassa med elektrolys för att ge bio-elektrobränslen, primärt tilltänka för flygsektorn. Att ha kontroll över hela värdekedjan (inkl. råvaran) är till synes centralt för att få projekten att bära. För många av de nya produktionsteknikerna uppskattas produktionskostnaderna vara högre än för konventionella drivmedel, samtidigt som stora och i vissa fall riskfyllda investeringar krävs (IEA Bioenergy, 2020).

Regeringen mottog i maj 2026 en utredning om hur tillgången till fossilfria drivmedel till luft- och sjöfart kan främjas (Regeringskansliet, 2026). Utredningen föreslår en handlingsplan som innebär att staten tar en aktivare roll för att öka produktionen och tillgången på fossilfria drivmedel till luft- och sjöfart. Utredningen föreslår att Energimyndigheten tilldelas uppdraget att ta fram ett program i samarbete med näringslivet som omfattar forskning, utveckling och demonstration för att påskynda produktion av kommersiellt bärkraftigt biodrivmedel från fast biomassa.

4 Hinder för ökad användning av skogsbränslen

Här beskrivs de hinder som identifierats för en ökad användning av primära skogsbränslen, indelade i olika kategorier. I slutet av avsnittet redovisas en sammanfattande tabell av identifierade hinder. Vår bedömning är att de främsta hindren är strukturella och beror på hur marknaden för trädbränslen fungerar samt att konkurrensen från andra bränslen som kan användas av kraft- och värmeverken ökat. Ett annat hinder som bedöms som betydande är att tillkommande grot behöver kunna transporteras längre sträckor, vilket driver upp kostnaden, och att investeringar i välfungerande försörjningskedjor krävs. Andra hinder som påverkar uttaget av grot och investeringar kopplat till försörjningskedjan är osäkerhet om framtida EU-politik som väntas påverka såväl skogsbruket som skogsindustrin i stort men även energisektorn kopplat till vad som kan komma att klassas som hållbart eller inte.

4.1 Svängig marknad, komplex logistik, bristande transparens samt behov av kompetensutveckling

En viktig påverkande faktor är EU-regelverken och hur de implementeras i Sverige. Lagstiftning som RED[59], EUDR[60], NRL[61] och LULUCF[62] skärper hållbarhetskrav, markkriterier och kontrollsystem. Detta skapar kostnader genom ökad administration och bidrar till ökad osäkerhet. Återkommande förändringar i EU-regelverken kan öka osäkerheten om framtida krav och därmed påverka investeringar. I dialogerna har förutsebarhet och tydlighet i regelverket lyfts som betydelsefullt. Uppdateringar av EU-direktiv och förordningar kan snabbt ändra vad som räknas som hållbart, t.ex. att stubbar uteslöts som hållbara bränslen i senaste revideringen av RED. Otydliga definitioner och olika förutsättningar mellan medlemsländer skapar ytterligare komplexitet. Detta är en fråga som kan vara viktig att beakta inför kommande förhandlingar om ett reviderat förnybartdirektiv (RED IV).

Implementering av EU-direktiv och myndighetstillämpning blir frågor som påverkar utbudet av biobränslen. Varje steg som ökar administration, osäkerhet eller ledtider bedöms minska incitamenten hos skogsägare och entreprenörer att mobilisera nya flöden av t.ex. grot och sly samt att investera i logistik.

[59] Förnybartdirektivet (EU) 2018/2001

[60] Avskogningsförordningen (EU) 2023/1115

[61] Naturrestaureringsförordningen (EU) 2024/1991

[62] Förordningen om markanvändning, förändrad markanvändning och skogsbruk (EU) 2018/841

4.1.1 Svängig marknad som präglas av kortsiktighet och periodvis dålig lönsamhet

Vad gäller efterfrågan har de kraftvärme- och värmeverk som använder trädbränslen inte endast grot att tillgå. Alternativa bränslen finns, främst olika skogsindustriella biprodukter och returträ. Returträ är ett alternativ för de anläggningar som är godkända för att elda det. Antalet avfallseldade pannor har också ökat i Sverige under 2000-talet, en utveckling som tryckt tillbaka användning av trädbränslen.

När tillgången på skogsindustriella biprodukter är god och kan tillgodose en stor del av efterfrågan från kraftvärme- och värmeverk blir uttaget av grot lägre. Detta har varit särskilt märkbart i norra Sverige där produktionen av grot i vissa delar helt har stannat av sedan 10 år tillbaka men i dagsläget tycks återhämta sig. Nedgången innebar ett kännbart avbrott och det finns utmaningar i att åter få en tilltro till marknaden. Biobränsleentreprenörer gick i konkurs och nya ska våga satsa igen, kunskap som gått förlorad behöver tas igen samt produktion som ska nå en kritisk massa så att den blir lönsam. Det finns exempel där skogsbolag bistår entreprenörerna på olika sätt i denna process. Därtill måste givetvis en efterfrågan på bränslet finnas. Samtidigt visar studier att ett ökat grotuttag kan vara förenat med högre kostnader, då de trakter där uttag görs till lägre kostnad bearbetas först.

Många aktörer på marknaden vittnar också om att längre avtalstider för grot vore önskvärt. För skogsindustrins del då ledtiden för grot från avverkning och leverans är lång, kostnader uppkommer tidigt i produktionskedjan samtidigt som bolagen vill optimera sin verksamhet. För energisektorns del då de vill minska riskerna vid år med stor efterfrågan och högre priser. Sådana avtal verkar dock i praktiken vara svåra att realiseras, vilket kan bero på båda parter, och troligen härledas till att marknaden är just svängig och man samtidigt inte vill binda upp sig i längre avtal som riskerar bli ofördelaktiga. Många skogsindustrier ser på längre sikt också alternativa användningar för sin skogsråvara, som olika projekt för biodrivmedel, en utveckling som har varit i startgroparna under en längre tid. Strategiskt skulle detta i teorin kunna minska intresset för längre leveransavtal med fjärrvärmesektorn.

I en framtid då skogsindustriella biprodukter används i fler sektorer, som till exempel förädling till flygbränsle, skulle detta i förlängningen kunna innebära ökad betalningsvilja och ökade priser för flera primära sortiment från skogen. Samtidigt skulle denna utveckling kunna krävas för att få lönsamhet i ett nyttiggörande av delar av den tillkommande potentialen av grot för till exempel energiändamål.

4.1.2 Bristande investeringsvilja i försörjningskedjan för grot

Som redogörs för i avsnitt 3.3.2 är den outnyttjade potentialen störst i Norrland följt av Svealand, medan potentialen i princip är helt utnyttjad i vissa delar av Götaland. Detta medan den största efterfrågan finns i Götaland och Svealand där majoriteten av Sveriges befolkning bor. Tillgången på trädbränsle är generellt mer ansträngd i Götaland vilket resulterat i att

nyttjandet av andra biomassaströmmar är större där, såsom sly med högre produktionskostnad. Samtidigt är grotmarknaden till största delen lokal, och det är inte lönsamt att transportera grot längre sträckor med lastbil. Medeltransportsträckan mellan välta i skog och slutförbrukare är cirka 6 mil med lastbil (Fernandez Lacruz m.fl., 2023).

Då tillgång och efterfrågan är ojämnt fördelade över landet skulle en betydligt större mängd grot behöva transporteras med tåg (eller båt) jämfört med idag, om mer grot ska nyttjas. För detta behövs också investeringar i en tillhörande försörjningskedja med terminaler och möjligheter till mellanlagring. Då kan det som i branschen kallas för ”fasförskjutning” genomföras, det vill säga att grot från Norrland levereras till Mellansverige samtidigt som grot från Mellansverige skickas till södra Sverige. Ett hinder för detta, utöver att investeringar i terminaler behövs, är att det också är relativt kostsamt att frakta grot på tåg. Samtidigt finns bristande tillgänglighet på Inlandsbanan och de norrländska tvärbanorna, och även till viss del brister i tågens tillförlitlighet.

Inte lönsamt att frakta grot längre sträckor idag

Lönsamheten för skogsbränslen är starkt kopplad till transportavstånd och transportsätt. Grot är jämfört med timmer och massaved en mer lågvärdig produkt med mindre ekonomiska marginaler. Idag transporteras merparten av skogsbränslet med lastbil direkt från skog till kraft- och värmeverk eller industriella användare. Transportsträckan med lastbil bör generellt understiga 100 km för att bli lönsam med dagens prisbild, men det reella medeltransportavståndet är betydligt kortare och endast en liten andel transporteras via tåg (se avsnitt 3.3.1). Då grot är relativt skrymmande kan transport av osönderdelad grot inte ske på långa sträckor med bibehållen lönsamhet (Fernandez Lacruz m.fl., 2023). Beräknade kostnader för väg- och tågtransporter av grot vid 2020 års prisnivå var för vägtransport 2,1–2,3 kr/tonkm med gradient från norr (lägst kostnad) till söder (högst kostnad) och för tåg 0,19 kr/tonkm *(ibid)*. Transport med tåg skulle kunna möjliggöra längre transporter av primärt skogsbränsle till lägre kostnader men kräver i så fall att vissa förutsättningar uppfylls.

Investeringar i järnvägsnätet och terminaler behövs

Det råder en generell obalans i godstransporterna på järnväg i Sverige, där stora mängder gods transporteras från norr till söder, medan tågen ofta går med lägre fyllnadsgrad eller tomma i norrgående riktning. Att fylla returtransporter så tågvagnarna slipper gå tillbaka tomma kan således bidra till minskade transportkostnader. Vissa bansträckor behöver även rustas upp för att kunna användas fullt ut för tunga godstransporter. Som exempel kan Inlandsbanan idag inte nyttjas i lika hög grad som stambanan på grund av att det saknas bärighet till 22,5 ton (axellast) på delar av banan. I Sverige, liksom i övriga Europa, är standarden för den största tillåtna axellasten 22,5 ton. En upprustning av Inlandsbanan skulle möjliggöra ökad transport av bland annat grot från Norrlands inland söderut via tåg (t.ex. Enström *i* Thorsén & Björheden (red), 2010). Inlandsbanan underhålls successivt och

systematiskt men det ansvariga företaget anser att de för närvarande är kraftigt underfinansierade. Godstrafik i nord–sydlig riktning med skogsprodukter sker även på stambanorna.

Om grot ska kunna fraktas längre sträckor med tåg från norra delarna av landet till de mellersta och södra delarna behövs investeringar i terminaler som även medger mellanlagring. Transport med tåg kräver en terminal på ett rimligt avstånd från skogen där groten kan mellanlagras och eventuellt även sönderdelas i närheten av tåganslutningen. Dessutom behövs också en terminal vid slutdestination för tåget (eller hos slutanvändaren om den finns nära en tåganslutning) där groten kan lastas av och mellanlagras efter järnvägstransport.

Idag utförs inte frakt av grot med båt i någon större omfattning. Sjötransport av stamvedsflis och förädlade trädbränslen är vanligare, framför allt pellets. Transport med båt skulle kunna möjliggöra ännu längre transportavstånd jämfört med tåg. Liksom för tågtransporter så krävs även en terminal för omlastning i anslutning till hamnen.

Många vill använda terminaler men få vill investera i dem

Terminaler fyller inte enbart funktionen som en omlastningszon till lastbil, tåg eller båt. De kan även bidra till att minimera risken för materialinlåsning när efterfrågan är som störst och för att jämna ut materialflödet över året. Groten kan i dessa fall transporteras till en terminal, antingen direkt efter avverkningen (grön grot) eller efter hyggeslagring (brun grot) (Fernandez Lacruz & Kons, 2024). På terminalen kan groten sedan torkas, sönderdelas och lastas om för transport till kunden utifrån leveransavtal och behov (vid avrop). Ett system med lagring vid terminaler kan bli extra intressant för Norrland för att undvika kostnader för den snöröjning av skogsbilvägar som i allmänhet behöver göras för att komma åt grotvältor vintertid. Det är av vikt att lagringen, särskilt om den ska vara långvarig, sker på rätt sätt för att undvika substansförluster eller andra problem som självantändning eller återvätning (Lehtikangas, 1999), (Eriksson, Eliasson & Anerud, 2021).

Historiskt har man försökt undvika terminaler på grund av omlastningskostnader, kapitalkostnader och substansförluster som ökar den totala leveranskostnaden. I praktiken blir dock terminaler en nödvändighet vid brist på lagringsutrymme hos bränsleanvändaren eller vid långa transportavstånd för bränslet. Ett system med terminaler kan öka flexibilitet, kostnadseffektivitet och leveranssäkerhet. Det är viktigt att välja rätt terminalplacering för att minimera transportkostnaderna (Fernandez Lacruz & Kons, 2024). Den stora utmaningen med att få till stånd terminaler är att säkra investerare för såväl etablering som drift av terminalerna (Borglund, 2025).

Felaktig lagring kan ge stora substansförluster

Lagring av grot är nödvändig dels av produktionstekniska skäl, dels för att uppnå ett jämnt flöde av råvara från skogen över året. Grot lagras i högar på hygget för att barra av, i välta vid vägkanten för att torka och eventuellt på

terminal. Stora snömängder i framför allt norra delen av landet kan göra det besvärligt att skota ihop högarna på hygget till en välta men också att flisa upp vältan (”inlåsning av grot”). I samband med långvarig lagring i välta och i flishög finns risk för betydande substansförluster, återvätning och brand. Rekommendationer för lagring av trädbränslen ställdes samman av Lehtikangas (1999). Skogforsk, SLU och Rise har under senare år genomfört ett projekt som handlar om att minska riskerna för substansförluster och självantändning vid storskalig lagring av flis med hjälp av lagerdesign samt fraktionering av grotflis via sållning (Eriksson, Eliasson & Anerud, 2021).

4.1.3 Bristande transparens på marknaden

Biobränsleaffärer görs traditionellt upp på en lokal marknad bilateralt mellan bränsleleverantörer och användare i fjärrvärmesektorn. Det finns ännu ingen digital handelsplats för trädbränslen i Sverige där utbud, efterfrågan och prisbildning redovisas öppet. På *Treebula* (2026), (före detta *Virkesbörsen*) kan grot och bränsleved handlas men priser, omsättning etc. redovisas inte öppet. Detta innebär att priser och volymer inte blir synliga utan för att beskriva marknaden får uppgifter om dessa samlas in i efterhand via olika statistikprodukter. En digital handelsplats, nationell eller regional, tycks främst efterfrågas från köparsidan, det vill säga bränsleanvändarna. En digital handelsplats inkräktar i viss mån på marknadens traditionella verksamhet och gillas därför inte av alla aktörer.

Det har gjorts försök att lansera en digital handelsplattform för biobränslen på den svenska marknaden (Svebio/Baltpool) men satsningen har såvitt känt hittills inte fått något större genomslag i landet. För att följa upp och hitta möjliga orsaker och vägar framåt genomförde Skogforsk under 2023 en intervjustudie med några av branschens biobränsleköpare (Rönnbäck, 2024). Dels för att skapa en inblick i hur aktuell handel med fasta biobränslen såg ut, dels kring vad som skulle krävas av en digital handelsplattform.

Den huvudsakliga användningen de intervjuade i Skogforsk-studien identifierade med en digital handelsplattform var för affärer på spot-marknaden, det vill säga att de utanför sina långvariga kontrakt köper in volymer löpande över säsongen. Flera uppfattade att handel på en digital marknadsplats skulle kunna medföra en större öppenhet och transparens i så måtto att köpare och säljare synliggörs, det blir tydligare för marknaden var betalningsviljan finns, en öppnare prissättning, och bättre statistik. Det kan antas att ju fler som använder plattformen desto bättre index skapas. Det ger också möjlighet att jämföra eller benchmarka sina egna affärer gentemot övriga branschen.

Det konstateras i studien att en digital handelsplattform behöver tillföra ytterligare värden jämfört med hur handeln bedrivs idag för att den ska bli intressant, och få av de intervjuade i Skogforsk-studien tycktes vid aktuell tidpunkt ha sett ett sådant värde. Andra faktorer var osäkerhet kring hur handeln fungerar, marknadsläget (som dock hade förändrats betydligt under 2023 då studien genomfördes), förlust av personlig kontakt, den fysiska råvaran (avsaknad av standard för skogsbränslen till skillnad från t.ex. pellets), pris (blir priset bättre via en handelsplattform bedöms att den kommer börja

användas), uppföljning och transparens (oro över krångel med bränslens hållbarhet) samt marknadens aktörer (stora aktörer har mindre behov av en marknadsplats).

Statistik och standardiseringsarbete

Officiell statistik om producerade mängder av oförädlade trädbränslen publiceras på årsbasis sedan 2014 med viss eftersläpning i ”Produktion, import och export av oförädlade trädbränslen” (Energimyndigheten, 2025c), även för landsdelar. I ”Trädbränsle-, torv- och avfallspriser” (Energimyndigheten, 2026a), även det en officiell statistikprodukt, publiceras sedan 1993 kvartalspriser för bland annat skogsbränsle, industriella biprodukter och återvunna trädbränslen på regional nivå. Sortimentet *skogsbränsle* innehåller här en blandning av stamvedsflis och grot. Prisbilderna för respektive stamvedsflis och grot skiljer sig åt vilket innebär att statistiken skulle kunna bli bättre beskrivande om priser för dessa sortiment särredovisades.

Lager av bränsleved redovisas kvartalsvis sedan 2025 av Skogsstyrelsen, dock inte som officiell statistik, men med ambitionen att bli det (Skogsstyrelsen, 2026b). Lager av grot (på hygge, i välta och på terminal) redovisas ännu inte officiellt men olika projekt (till exempel *Good to go grot*) vid Skogforsk kommer sannolikt att ge underlag för att ta fram en framtida lagerredovisning även av detta sortiment (Skogforsk, 2026).

I ”Produktion, import och export av oförädlade trädbränslen” redovisas import av råvara för framställning av grotflis men för handel med färdigsönderdelat bränsle särredovisas inte grot. I den officiella utrikeshandelsstatistiken som tas fram av SCB redovisas import och export av flis eller spån av barrträ (KN440121)[63] samt motsvarande för lövträ (KN440122) men här framgår inte om råvaran är grot, stamved eller något annat (Energimyndigheten, 2026b).

Standarder kan bidra till att öka kvaliteten på produkten och undvika missförstånd. Standardisering av bränsle underlättar för handel. Det finns internationella standarder för fasta biobränslen och återvunna bränslen. SIS har en arbetsgrupp inom fasta biobränslen och biokol (TK 412). För grot finns dock ingen specifik standard och det verkar finnas skilda uppfattningar bland marknadens aktörer om behovet av en sådan standard. Under arbetets gång har vi dock kunnat konstatera att kvaliteten på grot kan variera betydligt beroende på ingående trädslag, lagringstid, fukthalt, föroreningar med flera parametrar. Skogforsk har i olika projekt tillsammans med andra aktörer studerat produktifiering av skogsbränsle (Iwarsson Wide m.fl., 2019).

[63] KN-nummer (den kombinerade nomenklaturen) används vid utrikeshandel och redovisas av t.ex. SCB på https://cnwebb.scb.se/.

4.1.4 Otillräcklig kunskap och kultur i skogen

I vår dialog med aktörerna så framkom att det i delar av landet kan finnas hinder för uttag av grot relaterade till att det finns en okunskap eller till och med rädsla hos skogsägare/maskinförarna som kör i skogen framför allt kring hur man undviker körskador när skogsbränsle tas ut. Att grot tas ut på rätt sätt är viktigt för att kunna ta hänsyn till yt-, mark och grundvatten, förhindra markkompaktering och körskador som påverkar mark, vatten och kulturmiljöer. Det är även viktigt att entreprenörerna har kunskap om att olika typer av mark är olika känsliga för körskador och att detta kan variera med årstiderna. I och med ett sannolikt förändrat klimat framöver krävs också att entreprenörerna kan behöva anpassa sin verksamhet till nya förhållanden. För att hantera detta hinder kan det finnas ett behov av kompetensutveckling hos entreprenörer.

4.2 Politisk osäkerhet kopplat till hållbarhet och skogsbrukets omfattning i framtiden

4.2.1 Utvecklingen av hållbarhetskriterier för fasta biobränslen

Givet den utveckling som hittills varit vad gäller kraven för fasta biobränslen i förnybartdirektivet, se vidare i avsnitt 3.4.2, så finns en oro bland både energiföretag och skogsindustrin att dessa ska bli ännu striktare vid kommande omarbetningar av direktivet. Detta skulle kunna öka de administrativa kostnaderna för hantering av grot samt potentiellt minska uttaget av sortimentet. I minnet finns också förslagen om att primära skogsbränslen skulle kunna klassas som ej hållbara. Den politiska osäkerheten i vad som kommer kunna klassas som hållbart, (och förnybart), i framtiden kan göra att investeringar i olika tekniker för att förädla biomassa från skogsbruket inte kommer till stånd. Riskkapital riktas i stället till investeringar som betraktas som mer säkra. Detsamma kan gälla för investeringar i försörjningskedjan för grot.

4.2.2 LULUCF-förordningen

LULUCF-förordningen är en EU-förordning som reglerar markanvändningssektorns utsläpp av växthusgaser samt nettoupptag av koldioxid. Förordningen omfattar verksamheter som påverkar användning, omvandling eller förvaltning av betesmark, jordbruksmark, skogar, våtmark, bebyggd samt övrig mark. Syftet är att få till stånd ett upptag av växthusgaser i skog och mark för att minska nettoutsläppen av växthusgaser. Sveriges åtagande är att nettoupptagen årligen ska öka med 4 miljoner ton koldioxidekvivalenter till 2030 jämfört med perioden 2016–2018 då upptaget låg på cirka 44,8 miljoner ton. Här har skogsbruket en central roll för att Sverige ska nå sina åtaganden då skogsmarken i landet som helhet har det högsta nettoupptaget av koldioxid jämfört med övriga marktyper ovan. Det har dock skett en nedåtgående trend under ett antal år på grund av ökade avverkningsnivåer och minskad tillväxt i skogen. Ett ökat uttag av skogsbränsle skulle kunna påverka kolsänkan negativt på kort sikt då kolinlagringen i mark minskar. Tidigare studier har visat att effekten klingar av över tid och särskilt

för avverkningsrester som grot då de omsätts relativt snabbt (Ortiz m.fl., 2014). Under ett antal år avverkades relativt mycket på grund av en högkonjunktur i skogsindustrin efter Covid-pandemin vilken inföll efter några år av minskad tillväxt till följd av den extrema torrsommaren 2018. Åtgärder som föreslagits av Naturvårdsverket (2025) för att Sverige ska kunna nå sina åtaganden är bland annat avsättningar av produktiv skogsmark för naturvård, återvätning av våtmarker, plantering av skog på åker- eller betesmark samt åtgärder för ökad tillväxt i skogen.

Avsättningar av skogsmark kan påverka tillgången på skogsbränslen

Att avsätta produktiv skogsmark som kolsänka i syfte att uppnå LULUCF-åtaganden skulle påverka tillgången på skogsbränslen negativt genom minskade avverkningsnivåer, vilket i sin tur minskar tillförseln av primära och sekundära skogsbränslen. Hur mycket skog som skulle behöva avsättas beror på en mängd faktorer, exempelvis hur skogstillväxten och avverkningsnivåerna utvecklas men även hur effektiva andra åtgärder är. Miljömålsberedningen (SOU 2025:21) lämnade i början av 2025 förslag på en strategi om hur Sverige ska nå sina åtaganden enligt LULUCF. Där föreslogs bland annat omfattande insatser för information och rådgivning gentemot markägare i syfte att öka kolinlagringen men även förslag till avsättningar av skogsmark och målsättningar kopplat till biologisk mångfald. En högre grad av avsättningar av produktiv skogsmark än idag kommer med stor sannolikhet att påverka det potentiella uttaget av skogsbränslen.

4.2.3 Skogsbruksmetoder i förändring

Ökad användning av hyggesfritt skogsbruk kan minska tillgången på primära skogsbränslen

Hyggesfritt skogsbruk på skogsmark med produktionsmål innebär att skogen sköts så att marken alltid är trädbevuxen utan att det uppstår några större kalhuggna ytor (Skogsstyrelsen, 2025). Motiven till att använda hyggesfritt skogsbruk kan variera mellan olika fastigheter och till exempel handla om naturvärden, kulturvärden eller sociala värden samt för att bibehålla rekreationsvärden. Hyggesfria metoder kan också vara ett alternativ till trakthyggen vid annan markanvändning, till exempel av hänsyn till rennäringen. I vissa fall kan det vara en kombination av värden som gör att hyggesfria alternativ väljs. I en del fall kan det även finnas produktionsmässiga fördelar med hyggesfritt skogsbruk.

Under 2024 omfattade det hyggesfria skogsbruket 733 000 hektar i Sverige vilket utgör ca 3 procent av den produktiva skogsmarken. Naturvårdsverket och Skogsstyrelsen (2023) har föreslagit att cirka 20–25 procent av Sveaskogs och Statens fastighetsverks produktiva skogsmarker på sikt (med sikte mot 2050) ska brukas med hyggesfria metoder. En ökad användning av hyggesfria metoder kan bidra till en bättre avvägning mellan skogspolitikens jämställda mål (Skogsstyrelsen, 2025). Med hyggesfritt skogsbruk minskar erfarenhetsmässigt tillgången på skogsbränsle. Enligt Rautio m.fl. (2025) riskerar det potentiella uttaget av skogsbränsle att minska med över 50 procent om 30 procent av skogen brukas med hyggesfria metoder.

Ett alternativ där 10 % av skogen sköts hyggesfritt är dock närmare dagens markanvändning. Det tar många årtionden att ställa om skötselsystem i praktiken. Det är också värt att notera att det faller ut lika mycket grot vid hyggesfri skötsel som vid trakthyggesbruk. Eftersom det görs mindre uttag vid varje skogsbruksåtgärd blir dock kostnaden för att ta ut groten högre vid gallringar och hyggesfri skötsel.

Utvecklingen av naturnära skogsbruk på EU-nivå bör följas

I EU:s strategi för biologisk mångfald för 2030 beskrivs att metoder som främjar biologisk mångfald såsom naturnära skogsbruk bör fortsätta att tillämpas och vidareutvecklas. I EU:s skogsstrategi identifierades skogsbruksmetoder som naturnära skogsbruk som ett sätt att bidra till att lösa klimatkrisen och minska förluster av biologisk mångfald. I EU-kommissionens vägledning som presenterades 2023 så beskrivs att syftet med att använda naturnära skogsbruk är att skapa bättre förutsättningar för biologisk mångfald och resiliens mot klimatförändringar samtidigt som skogen brukas. Det ges genom att skapa variationsrika skogar och att skogsskötseln utformas utifrån skogsekosystemens naturliga störningsdynamik. Enligt Naturvårdsverket och Skogsstyrelsen så kan uttag av grot vara förenligt med ett naturnära skogsbruk givet att hänsyn tas till att lämna kvar död ved, minimera körskador och säkerställa att askåterföring sker. Utgångspunkten i ett naturnära skogsbruk är i grunden att minimera skötselåtgärder och efterlikna de naturliga processerna (Naturvårdsverket och Skogsstyrelsen, 2023).

4.3 Hinder för uttag av sly

Insamling och bortforsling av sly till skogsbränsle omfattas generellt av samma grundläggande hinder som för uttag av grot, men det är sämre lönsamhet och mer omständligt att samla ihop och transportera sly på ett kostnadseffektivt sätt. Det finns en potential att kunna öka uttaget men det krävs en teknikutveckling för att kunna öka kostnadseffektiviteten vid såväl röjning som insamling. Transporterna står för en stor del av kostnaderna och det krävs ett förhållandevis högt pris på skogsflis för att motivera ett lönsamt uttag. Det finns dock additionella värden i att samla in och forsla bort det sly som röjts, det förhindrar att marken göds vilket kan öka tidsintervallet till nästa röjningstillfälle. Bortforsling av slyet kan även påverka den biologiska mångfalden positivt. Här kan ett uttag av sly motiveras genom att det exempelvis finns en skötselplan kopplat till naturvårdande insatser. Insatsen kan även bidra positivt till företags hållbarhetsredovisningar om det visas att uttaget såväl ökat den biologiska mångfalden som minskat behovet av fossila bränslen.

4.4 Sammanfattning och jämförelse av hinder för ett ökat uttag av primära skogsbränslen samt hindersanalys

En sammanfattning och jämförelse av de hinder som tagits upp i rapporten i form av en bruttolista görs i Tabell 1. Vid jämförelsen är utgångspunkt typ av hinder, relevanta processer – vad som händer på området samt kommentar med möjliga åtgärder.

Tabell 1. Sammanfattning och jämförelse av hinder.

Hinder	Kort beskrivning av hindret	Relevanta processer	Exempel på möjlig åtgärdsinriktning
Svängig marknad	Det finns en ”ryckighet” på marknaden för grot som över tid riskerar ge dålig lönsamhet för vissa entreprenörer. I söder behöver marknaden stärkas för att bibehållas men i norr återuppbyggas. Lönsamhet för grot beror på andra marknader (t.ex. tillgång till billigare industriella biprodukter). Grot är för flera bränsleanvändare något av ett sistahandsbränsle.	En del skogsbolag stödjer ”sina” entreprenörer på olika sätt. På skotarsidan kan entreprenörer välja maskiner som kan ändras till skotning av rundved.	Överväga statliga garantier eller bidrag vid inköp av grotskotare eller flisningsaggregat. Studera ökad bränslelagring på terminaler för att jämna ut behovet över året.
Transport – brist på järnvägskapacitet	Transportkapaciteten på vissa järnvägssträckor är inte tillräcklig. Frekventa störningar förekommer i godstransporter.	Trafikverket tar fram en nationell plan för transportinfrastrukturen 2026–2037.	Undersöka förbättrat underhåll respektive viss utbyggnad av järnvägsnätet. Tågoperatörer undersöker bättre vagnskapacitet.
Transport – brist på bränsleterminaler	Tågterminaler är nödvändiga för att få ut grot från ex. Norrlands inland. Det finns en kostnad för anläggning men även drift av terminalerna.	Forskning om terminaler vid bl.a. Skogforsk. Registrering av terminaler hos Biometria.	Överväga bidrag för anläggande och/eller drift av bränsleterminaler. Studera samlokalisering av terminaler för rundvirke och skogsbränsle.
Geografisk mismatch	Efterfrågan på grot är störst i södra och mellersta Sverige men den outnyttjade tillgången är störst i norra och västra Sverige.	Skogforsk tar fram bättre upplöst information om var i landet och geografin det finns lämpliga skogsbestånd för grotuttag.	Undersöka ”fasförskjutning ”av grot-leveranser.
Ekologi	Uttag av skogsbränslen påverkar miljön. En långsiktigt hållbar nivå på uttag behöver göras. En viss mängd död ved behöver lämnas kvar. Biologisk mångfald kan påverkas. Risk för försurning av marken.	Forskning om näringsbalans i skogsmark. Forskning om biologisk mångfald. Anvisningar om grotuttag och askåterföring från Skogsstyrelsen.	Överväga informationsinsatser mot skogsägare, kan genomföras av Skogsstyrelsen eller Naturvårdsverket.
Markskador	Ökad risk för markskador vid ytterligare en körning på hygget med grotskotare oroar skogsägare.	Bolagsinterna utvecklingsprojekt kring skonsam körning med skogsmaskiner.	Överväga FoU kring markskador och teknisk utveckling för skonsamma uttagsmetoder.
EU-politik	Regleringar på EU-nivå påverkar i högsta grad den svenska skogspolitiken. I dialogerna har det framförts att det finns en brist på förståelse inom delar av EU för det nordiska skogsbruket, att uppdateringar av förnybartdirektivet (RED) medför osäkerhet i vad som kommer att klassas som hållbart och att RED därtill är administrativt tungt vilket begränsar små aktörer.	Förnybartdirektivet väntas uppdateras under hösten 2026 med en fjärde version, RED IV. EUDR träder i kraft vid årsskiftet 2026/2027.	Samordning med andra skogrika EU-länder har lyfts som en möjlig inriktning.
Målkonflikter/Sociala	Avverkningar generellt och i kombination med grotuttag möter ofta motstånd från närboende, miljöorganisationer och även markägare. I Sverige görs dock inga energiavverkningar i mogen skog. Det är sannolikt inte uttaget av grot som ger sociala reaktioner utan avverkningen av träden i sig som ju skulle skett även utan grotskörd.	Opinionsbildning och intressekonflikter kring skogsbruk.	Överväga alternativa skogsbruksmetoder på marker som passar för det.

Hinder	Kort beskrivning av hindret	Relevanta processer	Exempel på möjlig åtgärdsinriktning
Ändrade skogsbruksmetoder	Hyggesfria skogsbruksmetoder minskar tillgången till skogsbränsle generellt. Även en större inblandning av lövträd bidrar till minskad tillgång av skogsbränsle.	Ett ökande intresse för alternativa skogsbruks-metoder bland annat för att höja medelåldern på skogen och gynna biologisk mångfald.	Mer forskning kan övervägas runt uttag av gagnvirke och bränslesortiment från alternativa skogsbruksmetoder under svenska förhållanden.
Föråldrade och otillräckliga metoder för uttag av grot eller sly	Det finns utvecklingsmöjligheter för ett mer kostnadseffektivt bränsleuttag genom förbättrade metoder eller utrustning. Detta gäller även för askåterföring.	För närvarande låg aktivitet inom skoglig teknisk FoU med några undantag. Utveckling pågår inom skogliga tillämpningar av drönarteknik.	Överväga mer stöd till teknisk FoU inom skogsbränsleuttag.
Avsaknad av standard för grot	Standarder kan bidra till att öka kvaliteten på produkten och undvika missförstånd. Det finns standarder för fasta biobränslen och återvunna bränslen. Standardisering av bränsle underlättar för digital handel.	SIS har en arbetsgrupp inom fasta biobränslen och biokol (TK 412).	Undersöka om och väcka diskussion hos bransch-aktörer och deras organisationer om att ta fram en standard för grot.
Bristande transparens	Biobränsleaffärer sköts idag ofta traditionellt genom bilaterala kontakter och avtal mellan köpare och säljare. Detta leder till sämre transparens på marknaden med bland annat svårigheter att se var grotuttag planeras. Rigorösa krav från EU hindrar i praktiken många mindre aktörer att ta ut bränslesortiment.	Ett betydande antal studier om grot och sly har tagits fram av Skogforsk. En digital marknadsplats för skogsbränslen, Baltpool, finns etablerad i Baltikum. Treebula (f.d. Virkesbörsen) har öppnat för digital handel med grot.	Överväga introduktion av en digital och geografisk informationsplats om grot och sly, “Grot-kollen”, omfattande bl.a. produktion och logistik. Överväga fortsatt utvärdering av behovet av en svensk transparent digital marknadsplats för skogsbränslen.
Brist på statistik om grot	Officiell statistik saknas för priser och lagersituation specifikt för grotsortimentet.	Energimyndigheten publicerar kvartalspriser för skogsbränslen i Trädbränsle-, torv- och avfallspriser (EN0307). Skogsbränslen omfattar både stamvedsflis och grot. Skogsstyrelsen hämtar heltäckande statistik för lager av bränsleved. Skogforsk arbetar med metoder för att samla in data om grot för det enskilda hygget.	Särredovisning av grot-sortimentet i EN0307 samt en ny statistikprodukt för lager av grot kan övervägas.
Brist på information	Bristande allmän information om skogsbränslen till bransch, beslutsfattare och allmänhet, även från myndighetshåll. Information är i mångt och mycket färskvara och behöver uppdateras med jämna mellanrum.	Skogsstyrelsen och SLU har uppdaterat informationsmaterial om skogsbränslen. Energimyndigheten har ett äldre utbildningsmaterial om bioenergi.	Överväga utveckling eller uppdatering av informationsmaterial om grot och sly hos relevanta myndigheter där så verkar befogat.
Kompetensnivå hos aktörer	Kompetensutveckling behövs på flera ställen i leveranskedjorna.	Skogforsk och SLU har tagit fram utbildningsmaterial om skogsbränslen.	Överväga stöd till utbildningsinsatser för entreprenörer.
Målkonflikter vid uttag av skogsbränsle	Det finns flera målkonflikter kopplat till brukande av skog och det är många mål som ska förenas, produktivitet i en växande bioekonomi, klimat, naturvård, friluftsliv, renskötsel samtidigt som vi även ser ett ökat fokus på försörjningstrygghet och beredskapsfrågor. Mellan många mål finns det synergier men det uppstår också områden där målsättningar och intressen i skogen krockar.	Skogspolitiska utredningar. Utvärderingar av miljömål.	Överväga informationsinsatser.

5 Möjliga åtgärder

I detta kapitel analyseras möjliga åtgärder som kan kopplas till de hinder som identifierats i kapitel 4. Syftet är att belysa åtgärdernas tänkbara funktion, förutsättningar, för- och nackdelar samt tidsperspektiv. Kapitlet utgör ett underlag för huvudrapportens samlade bedömning. De åtgärder som beskrivs här ska därför inte läsas som Energimyndighetens slutliga förslag eller ställningstaganden. De förslag och inriktningar som myndigheten slutligen lämnar redovisas i huvudrapporten.

I kapitlet behandlas både åtgärder som kan bidra på kortare sikt och åtgärdsinriktningar med ett längre tidsperspektiv. Även alternativ som efter analys inte har förts vidare till huvudrapporten redovisas, eftersom de bidrar till att synliggöra möjliga handlingsvägar och de avvägningar som behöver göras.

I kapitlet förs ett resonemang om vilka åtgärder som bedöms kunna bidra till att en större andel av potentialen för skogsbränslen tillgängliggörs för marknaden. Vår bedömning är att de främsta hindren är strukturella (se kapitel 4) och beror på hur marknaden för trädbränslen fungerar samt att konkurrensen från andra bränslen som kan användas av kraftvärme- och värmeverken har ökat. Ett ökat intresse finns också i branschen att tillvarata restvärme i större omfattning än idag.

I en framtid där konkurrensen om skogliga bränslen och råvaror ökar bedömer vi att det största hindret för att grot ska kunna tillgängliggöras på marknaden är att den behöver kunna transporteras långa sträckor. Detta driver upp kostnaden för groten och investeringar i välfungerande försörjningskedjor krävs. Andra hinder som påverkar uttaget av grot och investeringar kopplat till försörjningskedjan är osäkerhet om framtida EU-politik som påverkar både skogsbruket och skogsindustrin i stort, men även vad som kan klassas som hållbart och inte.

En utveckling mot mer långsiktiga avtalsformer för primärt skogsbränsle kan ge en ökad trygghet mot snabba prisökningar för värmeverket och en minskad affärsrisk för entreprenören som gör det enklare att investera i maskiner för skotning och flisning. Detta kan vara ett alternativ till produktionsbidrag som skogspolitiken hittills varit mycket restriktiv till.

5.1 Investeringar i försörjningskedjan

Givet att efterfrågan från energisektorn ökar i framtiden kan mer grot behöva transporteras längre sträckor med tåg, som är ett billigare sätt att frakta långt på jämfört med lastbil (Asmoarp m.fl., 2023). Ska en större del av den outnyttjade potentialen i norra delarna av landet nyttjas kan en fasförskjutning göras vilket innebär att grot från norra Sverige används i mellersta Sverige, och grot från mellersta delarna av landet nyttjas i de södra delarna. För att det ska kunna ske krävs ett välfungerande järnvägsnät med tillräcklig kapacitet och ett system av terminaler för lagring och

omlastning av bränsle. Till viss del finns det redan idag kraftvärme- och fjärrvärmeverk i de södra och mellersta delarna av landet, i allmänhet större aktörer, som köper grot från de mellersta respektive norra delarna av landet och fraktar det på tåg.

5.1.1 Välfungerande infrastruktur en förutsättning

Ett välfungerande väg- och tågnät är en förutsättning för att större volymer av grot ska kunna transporteras längre sträckor. Aktörer i branschen vittnar om ett generellt behov av allmän upprustning av vägar och järnvägar för att tågtransporter ska vara ett alternativ för större volymer. Detta samtidigt som att järnvägen ofta är hårt nyttjad och det kan vara svårt att lokalt hitta tågtider. Flera aktörer menar också att driftsäkerheten är begränsad och att risk för inställda tåg finns med begränsad möjlighet att sätta in extra tåg på grund av högt nyttjande. Samtidigt kan också vägnät och broar bli en begränsande faktor i en framtid då större och tyngre fordon är planerade att sättas in.

Järnvägsnätet behöver hållas i skick för att transporter ska kunna ske effektivt och en högre belastning tålas. Banavgifter för godstransporter har nyligen höjts vilket inverkar negativt på ekonomin för godstransporter på järnväg (Martini, 2023). Differentierade eller förändrade banavgifter har identifierats som en möjlig faktor att analysera i relation till kostnaderna för långväga transporter av skogsbränslen. Trafikverket har i linje med detta nyligen aviserat en sänkning av banavgifterna för gods med 20 procent från 2028 (Trafikverket, 2026). Det allmänna vägnätet behöver också hålla en hög standard för att till exempel klara tyngre fordon upp mot bärighetsklass 4 (BK4). Vägar med bärighetsklass 4 tillåter fordonskombinationer med upp till 74 tons bruttovikt. I anslutning är det nödvändigt att se över kapaciteten för de broar som finns i vägnätet.

5.1.2 Investeringar i terminaler

En förutsättning för ett storskaligt uttag av grot är att det finns terminallösningar i anslutning till järnvägen. Investeringar i terminaler sker, men inte i den omfattning som skulle möjliggöra ett storskaligt uttag på platser där den outnyttjade grotpotentialen är betydande, dvs. i västra och norra Sverige. Eriksson (2012) lokaliserade cirka 250 terminaler i landet för trädbränsle av vilka flertalet var asfalterade. Skogforsk har därefter studerat hur system av terminaler kan organiseras för att försörjningskedjan ska bli robust (Fernandez Lacruz & Kons, 2024). Det finns exempel på när finansiering av terminaler sker med offentliga medel. En kombiterminal i Rundvik i Nordmaling samfinansierades till exempel av Nordmalings kommun, Tillväxtverket, Region Västerbotten och Trafikverket (Montgomery, 2026). Terminalen i Rundvik byggdes dock inte primärt för grot, utan snarare för rundvirke och massaved, men hantering av grot är också möjlig. Det finns också exempel på terminaler som finansierats med endast eller övervägande privata medel. Det finns vidare exempel där företag som erbjuder logistiklösningar investerar i terminaler som är öppna för olika aktörer (Nyström, 2023), men också exempel där enskilda företag inom skogsindustrin investerar i terminaler. Med dagens prisbild och osäkerhet

är terminaler för hantering av enbart grot något som få skulle investera i, då det skulle innebära en stor risk för en liten vinst. Samlokalisering av terminaler för skogsbränsle och andra sortiment eller produkter kan därför vara en kostnadseffektiv lösning. Underlaget ger i dagsläget inte tydligt stöd för behovet av ett särskilt stöd för terminaler, bland annat eftersom offentlig finansiering redan kan förekomma för sådana investeringar.

5.2 Möjliga insatser kopplade till EU-arbetet

5.2.1 Proaktivt påverkansarbete i EU

För att Sverige tydligare ska kunna påverka kommande dagordningar och förslag kopplat till skogliga frågor inom EU så kan en tydligare svensk strategi och politisk inriktning vara hjälpsam i syfte att kunna agera proaktivt. Den senaste skogspolitiska utredningen (SOU 2025:93) har analyserat hur Sverige skulle kunna få ett ökat genomslag för landets inriktning i skogspolitiska frågor på EU-nivå. Bland annat föreslås att det inför varje mandatperiod tas fram ett program för påverkansarbetet i de skogspolitiska frågor som regeringen prioriterar, vilket politiskt så långt som möjligt bör förankras brett. Detta påverkansprogram är inspirerat av det arbetssätt som tillämpas i Finland för organisering av landets proaktiva påverkansarbete i EU respektive utformning av ståndpunkter i EU-ärenden, vilket bedöms som framgångsrikt *(ibid.)*.

Den skogspolitiska utredningens föreslår vidare att instruktionerna till svenska förhandlare tydligare ska ange vilket förhandlingsresultat Sverige eftersträvar. Det bör alltid tydligt framgå vilket förhandlingsresultat Sverige vill uppnå och vilka konkreta politiska intressen Sverige har att värna i förhandlingen. Den skogspolitiska utredningen *(ibid.)* föreslår även att det inrättas ett forum för samhällsgemensam omvärldsbevakning när det gäller skogsfrågorna, som bör vara knutet till Landsbygds- och infrastrukturdepartementet. Forumet ska syfta till att tidigare kunna fånga de initiativ som är på gång inom EU och som skulle kunna påverka skogsfrågorna, för att kunna formulera en politisk vilja i god tid genom att diskutera svenska ståndpunkter och argument i en bredare krets av intressenter. Den svenska politiska debatten om skogsfrågor har det senaste decenniet i högre grad präglats av polarisering mellan olika intressen, med skogsnäringen på den ena sidan och miljörörelsen på den andra. Att samla intressenter med motstående syn kommer sannolikt inte alltid nå fram till samsyn i alla frågor men det skulle kunna bidra till att minska polariseringen och samtidigt öka Sveriges möjlighet att bedriva ett framgångsrikt påverkansarbete inom EU.

5.2.2 Lyfta bioenergins roll i samhället

I aktörsdialogerna har behovet av aktuell och samlad myndighetsinformation om bioenergins förutsättningar, nyttor och hållbarhetsfrågor lyfts. Miljömålsrådet initierade 2016 ett projekt för att öka kunskapen om bioenergi i Sverige och inom EU. Skogsstyrelsen, i samverkan med Energimyndigheten, Jordbruksverket, Naturvårdsverket och länsstyrelserna, fick uppdraget att gemensamt ta fram ett underlag över läget och möjligheterna för bioenergin.

Motivet var att hållbara åtgärder är nödvändiga för att minska utsläppen av växthusgaser i enlighet med Parisavtalet och att frågan rör flera myndigheters ansvarsområden.

Den myndighetsgemensamma rapporten ”Bioenergi på rätt sätt” (Black-Samuelsson m.fl., 2017) som togs fram redogjorde för de svenska erfarenheterna kring vad som utgör hållbar bioenergi. Detta i ljuset av att aktörer inom EU lyft fram problem och risker med bioenergi inom flera processer, bland annat förnybartdirektivet. Sedan dess har synen på och kravställningen kring vad som utgör hållbar bioenergi skärpts alltmer inom EU men även i den svenska debatten kring bioenergin. En möjlig åtgärd är därför att uppdatera rapporten ”Bioenergi på rätt sätt” och även översätta den till engelska. En översättning till engelska var även tänkt att göras för ursprungsrapporten. Här skulle myndigheterna kunna bidra till att ge en uppdaterad och saklig bild om bioenergins roll i samhället och hur den kan nyttjas på ett hållbart sätt. Förutom fokus på hållbart uttag så bedöms det även som viktigt att ge en uppdaterad bild över nya potentiella användningsområden för skogsbiomassa som biodrivmedel eller kemikalier men även kring bioenergins betydelse för försörjningstrygghet och energiberedskap.

5.3 Förbättrad transparens på marknaden

Interaktiv karttjänst

En möjlig åtgärd som identifierats är en interaktiv karttjänst för utveckling av grotverksamheten i Sverige. En liknande tjänst, Vindbrukskollen (Energimyndigheten, 2025d), har utvecklats för etablering av vindkraft i Sverige. Vindbrukskollen är framtagen i samarbete mellan länsstyrelserna och Energimyndigheten. En webbsida visar bland annat landbaserade och havsbaserade vindkraftverk men även solkraftsparker. Även för slyverksamheten finns efterfrågan av en geografisk informationstjänst (Emanuelsson m.fl., 2014).

En interaktiv karttjänst, ”Grotkollen”, för grotverksamheten skulle kunna innehålla kartlager med de skogsbestånd där avverkningsuppdrag är anmälda till Skogsstyrelsen (Skogsstyrelsen, 2026c). Bestånd där grotuttag är anmälda (vilket är lagkrav vid planerat grotuttag) kan redovisas separat. Även kartlager med potentiellt lönsamma slytillgångar i landskapet skulle kunna läggas till. Grotkollen kan också innehålla kartlager med Sveriges järnvägar, bilvägsnätet samt hamnar. Vidare kan ett kartlager med järnvägsterminaler och hamnterminaler finnas med samt ett lager med övriga kända terminaler. För respektive terminaler kan känd information om yta, användning, utrustning m.m. redovisas. Vidare kan ett kartlager med fjärrvärmeverk och kraftvärmeverk redovisas.

Grotkollen kan skapas i samverkan mellan Skogsstyrelsen, Trafikverket, länsstyrelserna och Energimyndigheten samt fler inblandade aktörer som branschorganisationer och branschforskningsinstitut. Skogforsk utvecklar till exempel en näraliggande ansats kring skogliga planeringsunderlag som ett nationellt grotgrid inom ramen för projektet *Good to go Grot* (Gäfvert &

Davidsson, 2026). I en möjlig förlängning kan slutavverkningar där grotanpassning är gjord markeras samt information om mängd grot i välta på en mer aggregerad nivå (av sekretesskäl), t.ex. kommun. Vindbrukskollen fungerar som e-tjänst för myndigheter och projektörer. Detta är också en framtida möjlighet för myndigheter och andra aktörer med intressen i Grotkollen.

Digital marknadsplats för trädbränslen

En digital marknadsplats (”Grotpool”) skulle kunna öka transparensen på marknaden och underlätta till exempel handel mellan parter som inte tidigare har en affärsrelation. Verktyget kan möjliggöra affärer mellan parter som geografiskt finns på längre håll från varandra och bidra till en större flexibilitet och följsamhet i utbud och efterfrågan. En extra styrka vore om de bränslen som bjuds ut redan på förhand är hållbarhetscertifierade (Rönnbäck, 2024). En möjlig nackdel för svenska bränsleköpare är att de kan få ökad internationell konkurrens om skogsråvaran, samtidigt kan det förväntas att bränsle från de nordiska grannländerna efterhand bjuds ut på marknadsplatsen vilket exemplet *Baltpool* (2026) visar.

Vad krävs för att en digital handelsplats faktiskt ska börja användas? Utifrån Skogforsks intervjuer med inköpare (Rönnbäck, 2024) framkommer tre aspekter som sannolikt viktiga om en digital handelsplats faktiskt ska få acceptans och börja användas av branschen: Bränslebrist (leder till köp längre bort ifrån med nya flöden och nya leverantörer), plattformsägarens roll inom hållbarhetsfrågor (de avtal som skrivs via plattformen ska leva upp till de krav som ställs på hållbarhet och avtalsparterna leva upp till det de lovar) samt marknadsföring av plattformen (handel kommer inte uppstå av sig själv). Eventuellt kan transportkostnader för grot med dagens och historiska priser göra att grot inte fraktas längre sträckor vilket gör att lokala marknader med begränsat med aktörer som bjuder ut mängder kommer att bestå.

I statistik för Sveriges virkesförbrukning delas landet in i fyra virkesbalansområden där 1 är nordligast och 4 sydligast. En digital marknadsplats kan konstrueras så att regionala aktörer sammanförs, eventuellt på nivån virkesbalansområden (Skogsstyrelsen, 2017). Fortsatt utredning behöver göras, bland annat av vilken geografisk indelning som blir mest effektiv liksom om befintliga digitala marknadsplatser täcker in det behov som bedöms finnas.

Standardisering av grotbränsle

Vid intervjuer med energiföretag visar det sig att kvaliteten på levererad grot kan variera betydligt. För att möjliggöra effektiv handel vid längre geografiska avstånd är det betydelsefullt att parterna i affären får så noggrann kunskap som möjligt om bränslet som handlas med. En standardisering av bränslet minskar osäkerheten vid affärsuppgörelser. Internationella specifikationer och klassificering av fasta biobränslen publiceras av ISO, för träflis inom ISO 17225-4:2021. Ett standardiseringsarbete behöver i så fall initieras av och involvera marknadens parter eller deras organisationer.

Inom ESS-programmet på Skogforsk gjordes arbeten i riktning mot att produktifiera skogsbränsle (Fridh m.fl, 2015) vilket följts upp i senare projekt (Skogforsk, 2019).

Kunskapsspridning om bioenergi

Det finns ett kontinuerligt informationsbehov kring produktion och användning av bioenergi. Det gäller hela skalan från undervisning i skolan, jämför till exempel *Skogen i skolan* (Föreningen Skogen, 2026) som vill ge skolelever kunskap om skogen men också intressera ungdomar att söka sig till en utbildning och en yrkesbana inom skogssektorn. *Skogskunskap* är webbsidor framtagna av Skogforsk (2025) i samarbete med LRF Skogsägarna och Skogsstyrelsen primärt riktade till skogsägare. Entreprenörer, lärare och studenter uppges också vara vanliga användare av Skogskunskap. På sidorna finns även ett innehållsrikt och lättillgängligt informationsunderlag om skogsbränsle. SLU och Skogforsk har tagit fram ett utbildningsmaterial kring uttag av grot som skogsbränsle riktat till studerande samt nyanställda inom skogsbränsleområdet (Johannesson m.fl., 2023). Energimyndigheten har haft ett brett utbildningsmaterial om bioenergi på sina webbsidor men detta föll för åldersstrecket runt 2020 och har inte uppdaterats sedan dess. En möjlig åtgärd är därför att uppdatera och återpublicera det digitala underlaget om bioenergi.

Stöd till Forskning och Utveckling

Ett fortsatt stöd till Forskning och Utveckling kan bidra till att teknik och metoder kan effektiviseras och anpassas till förändrade krav. Enligt uppgift har teknikutveckling inom centrala områden för skogsbränslesystem inte skett under de senaste 10–15 åren. Vissa specifika teknik- och metodområden har identifierats att vara i behov av ett förstärkt stöd till FoU. Detta gäller till exempel skonsamt uttag av grot från skogsmark med syfte att minska markpåverkan. Ett större bekymmer i sammanhanget är dock körskador vid själva avverkningen. Groten används därför i betydande utsträckning för att undvika körskador. Forskning för att ta fram rundvirkesskotare eller alternativa teknologier med lägre påverkan på marken skulle minska behovet att använda och förbruka grot som markskonare. Även vad gäller maskinsystem för effektivare uttag och ackumulering av sly finns ett utvecklingsbehov. Lagring och hantering av sönderdelade bränslen är också en central fråga där fortsatt metodutveckling behövs liksom uppdaterade rekommendationer för praktiker.

Kompetensutveckling av entreprenörer med flera

I dialogerna med skogsföretagen framkom ett behov av kompetensutveckling för de entreprenörer som arbetar med grotbränsle. Det är inte minst viktigt att kunna erbjuda en kontinuitet över tid inom detta område, som överbryggar personalomsättning kopplat till marknadens upp- och nedgångar. Detta med tanke på det som lyfts tidigare i rapporten kring osäkerhet och okunskap som ibland förekommer kring de som på olika sätt hanterar grot i skogsbruket. Kurser för praktiker skulle exempelvis kunna tas fram och arrangeras i samarbete med Skogsstyrelsen, SLU, Skogforsk

eller landets naturbruksgymnasier. Skogsstyrelsen administrerar ett stöd till kompetensutveckling inom hållbart skogsbruk som löper mellan 2023–2027 (Skogsstyrelsen, 2026d). Stödet förväntas bidra till minskad påverkan på mark och vatten inom skogsbruket.

Stöd för askåterföring

Askåterföring innebär att förbränningsaskan från grot återförs till skogen för att kompensera för en ökad näringsbortförsel, se avsnitt 3.4.1. I askan finns många viktiga näringsämnen kvar, som till exempel fosfor, kalcium, magnesium och kalium. Askåterföring till skogsmarken motverkar också försurning (Skogsstyrelsen, 2026e).

Vanligast är att en kontrakterad entreprenör sprider aska från ett värmeverk eller en industri. Oftast sker detta med en traktor eller skotare som kör i beståndets befintliga vägar. Maskinen är försedd med spridare som slungar ut askan.

Idag återförs en begränsad mängd aska eller cirka en fjärdedel av den producerade och spridningsbara mängden. Anledningen är framför allt utmaningar i logistik och ekonomi. Det kostar helt enkelt för mycket att få ut askan i skogen. Betalningsviljan hos skogsägare för att få aska spridd på sina marker har därtill hitintills varit låg i Sverige (Enström & Johannesson, 2019a). Askan behöver först förbehandlas genom befuktning och härdning för att inte dess kemiska reaktivitet ska skada vegetationen. Sedan tillkommer kostnad för transport till skogen och för spridning. Spridningen görs framför allt med anpassade skogsmaskiner och traktorer, men även med helikopter. Vid spridning behöver hänsyn tas till markförhållanden och väderlek för att inte skapa körskador.

Själva askan är i allmänhet kostnadsfri, men en skogsägare får räkna med en total kostnad på mellan 300 och 500 kr per hektar (eller upp till ca 395 kr/ha + startavgifter) för planering, samråd och spridning (se till exempel kostnadskalkyler i Enström & Johannesson, 2019b).

Ett alternativ för värmeverken är att lägga askan på deponi. För detta utgår deponiavgift som varierar något mellan olika kommuner men är i storleksordningen 1 000 – 1 400 kr/ton.

5.4 Förslagen från kraftvärmestrategin

I Energimyndighetens ”Förslag till en fjärrvärme- och kraftvärmestrategi” (2023) lades ett antal förslag till en ökad tillförsel av primära skogsbränslen som här utreds vidare:

- *Utreda förutsättningarna och eventuella behov av stöd för att öka det ekologiskt hållbara uttaget av grot. I utredningen bör även frågan om distribution till hela den svenska marknaden ingå.*
- *Utreda förutsättningar och eventuellt behov av stöd gällande klen gallring/röjning i växande skog för att kunna öka uttaget av vedråvara för energiändamål.*
- *Utreda behovet av statliga garantier och/eller stödsystem för köp av maskiner för att möjliggöra ett snabbt ökat grot-uttag.*

5.4.1 Förutsättningar och eventuellt behov av stöd för att öka det ekologiskt hållbara uttaget av grot

Förutsättningar för ett ökat ekologiskt hållbart uttag av grot är det övergripande temat för denna delrapport och utreds dels i form av en genomgång av aktuella och relevanta potentialberäkningar för grot (se avsnitt 2.2) och dels genom att analysera kända hinder för ett ökat grotuttag (kapitel 4). Ett eventuellt behov av stöd för ett ökat uttag beskrivs tidigare i detta kapitel. Vad gäller frågan om distribution till hela den svenska marknaden betraktas i denna rapport logistik som ett av de viktigaste hindren för ett ökat uttag av grot liksom fasförskjutning av grotleveranser mellan landsdelar som en möjlig lösning. Logistikfrågan utreds i avsnitt 4.1 som ett hinder samt vad gäller möjliga åtgärder i avsnitt 5.1.

5.4.2 Förutsättningar och eventuellt behov av stöd gällande klen gallring/röjning

I Sverige finns betydande arealer skog där skogsvårdande röjning och gallring är eftersatt i den dominerande skötselmodellen med trakthyggesbruk (SLU, 2026). Röjning och gallring utförs normalt för att samla skogsproduktionen till färre och grövre stammar med bättre tillväxt och som ger högre kvalitet vid sågning. Anledningen till att dessa åtgärder inte utförs i högre grad är att de betalar sig relativt långsamt. Den skogspolitiska utredningen pekade särskilt på att insatser bör riktas mot ungskogsfasen då det är då förutsättningarna för framtida tillväxt skapas och att det i dagsläget inte sker tillräcklig röjning och vid rätt tidpunkt (SOU 2025:93). Utredningen pekade på att det finns ett informations- såväl som ett genomförandeunderskott kopplat till röjning och gallring av ungskogar och föreslog att en särskild inventering bör genomföras av SLU kombinerat med att Skogsstyrelsen bör utöka sin statistik till att omfatta uppföljning av ungskog. Vidare föreslogs riktade rådgivnings- och informationsinsatser mot markägare om potentiellt röjningsbehov.

Ökad aktivitet i dessa skogsvårdande åtgärder skulle innebära en potential till ett ökat uttag av trädbränsle i form av gallringsved/träddelar samt röjningsvirke. Röjning för uttag av skogsbränsle lämpar sig särskilt för maskinella metoder, eftersom de röjda stammarna då ska samlas ihop och vidaretransporteras (Skogsstyrelsen, 2012). Grönlund m.fl. (2022) diskuterar vad samhället kan göra för att uppmuntra avverkning av lågvärdesträd, dels i naturvårdande skötsel, dels i infrastrukturåtgärder. Skogsstyrelsen (2015) har sammanställt kunskapsläget om gallring i allmänhet men även om gallring med uttag av skogsbränsle. Skogforsk (Thorsén & Björheden, 2010) har från forskningsprogrammet *Effektivare Skogsbränslesystem* ställt samman information om energiutnyttjande av klena träd.

Ett stöd för skogsvårdande åtgärder som röjning och gallring får ofta som sidoeffekt att ett bränslesortiment kan tas ut. Det virke (sly) som faller ut vid röjning har i allmänhet ingen alternativanvändning utan kan i lämpliga bestånd bli intressant att samla ihop för användning som bränsle. Virke som faller ut vid tidig gallring har heller ingen alternativanvändning utan kan även det vara lämpligt att använda som bränsle (Bergkvist & Fogdestam,

2011). Virke som faller ut vid senare gallringar kan ha en alternativ-användning som massaved eller klentimmer men samtidigt kan virke falla ut i kvaliteter som är mer lämpliga för energi. Genom ett stöd för röjning och/eller gallring till markägaren alternativt entreprenören (till exempel liknande rot/rut-avdrag) eller bränsleanvändaren kan dessa skogsvårdande åtgärder stimuleras. Ett stöd för klen gallring eller röjning bedöms inte strida mot kaskadprincipen i RED III så länge åtgärden kan betraktas som skogsvård.

Ett liknande styrmedel tillämpas i Finland

I Finland beviljas sedan längre tid stöd för vård av plantbestånd och ungskog enligt det så kallade incitamentssystemet för skogsbruket, *Metka* (Skogscentralen, 2026; Skogsreviret, 2024). Metka-stödet är avsett att stödja privata skogsägares skogsvård. Stöd kan dels beviljas för slyröjning eller gallring av plantbestånd och gallring av ungskog, dels för avlägsnande eller gallring av lågskärm, det vill säga trädbestånd som skyddar plantbeståndets eller ungskogens tillväxt samt även hopsamling av klenträd som fällts i samband med skötselarbetet. Stödbeloppen uppgår (2026) till ett grundstöd på 200 euro per hektar samt ett förhöjt stöd på 250 euro per hektar. Det förhöjda stödet betalas vid hopsamling av klenträd.

5.4.3 Statliga garantier och/eller stödsystem för köp av maskiner för att möjliggöra ett snabbt ökat grot-uttag

Vid de företagsdialoger som har genomförts har framkommit att i princip all hantering runt primära skogsbränslen sköts av enskilda entreprenörer på uppdragsbasis. De uppdrag som utförs är skotning och vältläggning av grot, flisning av grot samt transport av grot, flisad eller oflisad till terminal eller slutanvändare.

Som visats tidigare i denna rapport är grotmarknaden ofta av svängig karaktär och behovet av uttag och flisning av grot kan variera betydligt mellan olika år. När grotmarknaden historiskt har haft en nedgång är det i hög utsträckning entreprenörer som drabbats ekonomiskt. I de fall där grotverksamhet inte kan ge full sysselsättning över flera år genom till exempel åtgärder som buffring av större mängder bränsle på terminaler, kan det på företagsnivå därför vara en fördel om entreprenörerna kan kombinera grotverksamhet med annan verksamhet i skogsbruket. Skotning och sönderdelning av grot liksom transport av trädbränslen är verksamheter som är nödvändiga för bränslelogistiken och har därför en beredskapskoppling.

I entreprenörsledet är det i grotkedjan främst flisningsmaskiner och i viss mån grotskotare som är kapitaltunga. Från praktiken visas att skotare i vissa fall kan modifieras för att passa för skotning av grot och sedan vid behov ändras tillbaka till skotning av rundvirke. I branschkommunikation inom uppdraget framkom att flisaggregat ofta innebär stora investeringar för entreprenörer (storleksordningen 5 miljoner kronor) och att priset på utrustningen ökat kraftigt under senare år. Leveranstider för flisaggregat uppgår till cirka 6 månader.

Det finns ingen officiell eller exakt siffra från till exempel myndigheter över det totala antalet stora, industriella flismaskiner (flishuggar och krossar) i landet, eftersom maskiner ägs privat och inte registreras i ett enhetligt nationellt register. Enligt branschuppskattningar rör det sig dock om cirka 300 till 500 tunga, mobila industriella flismaskiner och krossar som är aktiva i det svenska skogsbruket och bioenergisektorn, utöver de fasta installationer som finns stationerade direkt vid landets pappersbruk, sågverk och större kraftvärmeverk. Flisningen i skogen sköts till stor del av mindre till medelstora privata skogsentreprenörer som flyttar maskinerna efter behov. Många tunga maskiner köps, säljs och hyrs in över gränserna i Skandinavien, vilket gör att det aktiva antalet i Sverige fluktuerar.

Finansiering av skogsmaskiner sker främst genom leasing eller avbetalning, vilket gör att företaget kan bevara likviditeten och använda maskinen som säkerhet. Vanliga upplägg inkluderar 20–25 % kontantinsats, en löptid på 5–7 år, och anpassade betalningsplaner (månad/kvartal). Leasing ger skattemässiga fördelar och lägre initial belastning på kapitalet, medan avbetalning gör entreprenören till ägare av maskinen.

I nuläget finns vissa statliga stöd och incitamentssystem men som enbart i begränsade och speciella fall kan vara tänkbara för investeringar i maskiner som skotare och utrustning för sönderdelning: Investeringsstöd för ökad konkurrenskraft (Jordbruksverket), Klimatpremie för miljöarbetsmaskiner (Energimyndigheten) samt Skogsstyrelsens stöd till natur- och kulturmiljövårdsåtgärder i skogen (Nokås). Dessa stöd är dock av begränsad och specialiserad karaktär och träffar inte helt rätt vad gäller grotskotare och flisningsutrustning. Nokås är till exempel ett stöd för kostnader för att utföra natur- och kulturmiljöåtgärder i skogen och kan enligt Skogsstyrelsen inte alls användas för investeringar i maskiner. Ett eventuellt investeringsstöd för sådan utrustning skulle behöva utformas särskilt, eftersom de befintliga stöden inte är utformade för detta ändamål.

Genom statliga garantier eller stöd till entreprenörer kan behov av säkerhet vid investeringstillfället lösas och återbetalningstiden för utrustningen förlängas. En eller båda av dessa åtgärder kan medverka till att sänka tröskeln för ett investeringsbeslut.

Ett liknande exempel men betydligt mer storskaligt var så kallade gröna kreditgarantier[64]. En grön kreditgaranti var ett statligt borgensåtagande för lån på minst en halv miljard kronor som företag tog upp hos banker eller andra finansinstitut för att finansiera investeringar som bidrog till att miljömålen skulle nås. Med miljömålen avses målen i det svenska miljömålssystemet och det klimatpolitiska ramverket. Kreditgarantin innebar att staten garanterade högst 80 procent av ett lån under maximalt 15 år.

[64] https://www.riksgalden.se/var-verksamhet/garantier-och-lan/grona-kreditgarantier/

Referenser

Asmoarp, V., Davidsson, A., Gustavsson, O. & Parklund, T. 2023. *Skogsbrukets transporter på järnväg 2016.* Arbetsrapport 1167. Skogforsk. https://www.skogforsk.se/contentassets/4dfba8f933ef4644845ad-4b2ebd20d45/ap-1167-2023-skogsbrukets-jarnvagstransporter-2016.pdf (hämtad 2026-04-09)

Baltpool. 2026. Baltpool international biomass exchange. https://www.baltpool.eu/en/home-page/ (hämtad 2026-09-16)

Bergkvist, I. & Fogdestam, N. 2011. *Slutrapport – Teknik och metoder vid energiuttag i korridorer.* Nr 752. Uppsala: Skogforsk. https://www.skogforsk.se/contentassets/048dc8d7ec1c41f5a176aaacbc1aa0fe/arbetsrapport-752-2011.pdf (hämtad 2026-09-16)

Biometria. 2019. Ny kvalitetsklassning av massaved. Presentation. 28 sid. https://www.biometria.se/media/q1ddcazc/prima-sekunda-utbildningsmaterial-2019-08-15.pdf (hämtad 2026-03-26)

Black-Samuelsson S., Eriksson H., Henning D., Janse G., Kaneryd L., Lundborg A. & Niemi Hjulfors L. 2017. *Bioenergi på rätt sätt – om hållbar bioenergi i Sverige och andra länder.* Rapport av Skogsstyrelsen, Energimyndigheten, Jordbruksverket och Naturvårdsverket. Rapport 10. Skogsstyrelsen. https://www.skogsstyrelsen.se/globalassets/om-oss/rapporter/rapporter-2017/rapport-201710-bioenergi-pa-ratt-satt.pdf (hämtad 2026-08-26)

Borglund, A-S. 2025. Så kan användningen av grot i energisektorn fördubblas. Tidningen Energi. https://www.energi.se/artiklar/2025/januari-25/sa-kan-anvandningen-av-grot-i-energisektorn-fordubblas/?utm_source=copilot.com (hämtad 2026-08-26)

Börjesson, P. 2025. *Förändringar i tillförselpotential av långsiktigt hållbar skogsbiomassa.* (IMES/EESS Rapport; Nr 140). Miljö- och energisystem, LTH, Lunds universitet.

Davidsson, A., Parklund, T. & Gustavsson, O. 2024. *Skogsbrukets vägtransporter 2013–2022: En tidserie och analys av utvecklingen.* Arbetsrapport nr 1215. Skogforsk. https://www.skogforsk.se/contentassets/e4ff97d0c3694502a-7e689309ad87f85/arbetsrapport-1215-2024-skogsbrukets-vagtransporter.pdf (hämtad 2026-08-26)

Emanuelsson, U., Ebenhard, T., Eriksson, L., Forsberg, M., Hansson, P-A., Hultåker, O., Iwarsson Wide, M., Lind, T., Nilsson, D., Ståhl, G. & Andersson, R. 2014. *Landsomfattande slytäkt – potential, hinder och möjligheter.* Centrum för Biologisk Mångfald. Sveriges Lantbruksuniversitet. https://research.slu.se/en/publications/landsomfattande-slyt%C3%A4kt-potential-hinder-och-m%C3%B6jligheter/ (hämtad 2026-09-20)

Energiforsk. 2026. Askprogrammet. https://energiforsk.se/program/askprogrammet/ (hämtad 2026-09-16)

Energiföretagen Sverige. 2026. Tillförd energi. Excelfil. https://www.energiforetagen.se/statistik/fjarrvarmestatistik/tillford-energi/ (hämtad 2026-09-25)

Energimyndigheten. 2023. *Förslag till en fjärrvärme och kraftvärmestrategi – Slutleverans.* ER 2023:27. https://www.energimyndigheten.se/4afb45/globalassets/klimat--miljo/elektrifiering/del-2-och-slutleverans-kraftvarme-och-fjarrvarmestrategin-er_2023_27-15-dec2023.pdf (hämtad 2026-09-16)

Energimyndigheten. 2025a. *Stärkt leveranssäkerhet inom fjärrvärme- och kraftvärmesektorn. RB9 Delredovisning oktober 2025.* ER 2025:32. Eskilstuna: Energimyndigheten.

Energimyndigheten. 2025b. Jämförande prisutveckling för sågtimmer, massaved och skogsbränsle. Opubl.

Energimyndigheten. 2025c. Produktion, import och export av oförädlade trädbränslen. EN0122. https://www.energimyndigheten.se/EN0122 (hämtad 2026-09-16)

Energimyndigheten. 2025d. Vindbrukskollen. https://www.energimyndigheten.se/energisystem-och-analys/elproduktion/vindkraft/vindbrukskollen/ (hämtad 2026-09-25)

Energimyndigheten. 2025e. *Scenarier över Sveriges energisystem; Vägar till ett energisystem med nettonollutsläpp 2050.* ER 2025:13. Eskilstuna: Energimyndigheten.

Energimyndigheten. 2026a. Trädbränsle-, torv- och avfallspriser. EN0307. https://www.energimyndigheten.se/en0307 (hämtad 2026-06-04)

Energimyndigheten. 2026b. Utrikeshandel med trädbränslen. Statistiken produceras av SCB. https://www.energimyndigheten.se/statistik/officiell-energistatistik/tillforsel-och-anvandning/utrikeshandel-med-tradbranslen/

Enström, J. & Johannesson, T. 2019a. *Produktion och spridning av granulerade askprodukter: Erfarenheter från Finland.* Arbetsrapport 1026. Uppsala: Skogforsk. https://www.skogforsk.se/contentassets/20880b-3d3e18415ab388013dda093cf0/arbetsrapport-1026-2019.pdf (hämtad 2026-09-25)

Enström, J. & Johannesson, T. 2019b. *Simuleringsstudie av ny metod för Askåterföring.* Arbetsrapport 1006. Uppsala: Skogforsk. https://www.skogforsk.se/contentassets/1dbdb176629a4a7c87075b-6fc6b08bbf/arbetsrapport-1006-2019.pdf (hämtad 2026-09-25)

Eriksson, A., Eliasson, L. & Anerud, E. 2021. *Från problem till lösningar för storskalig lagring av flis.* Arbetsrapport 99. Uppsala: Skogforsk. https://www.skogforsk.se/kunskapsbanken/kunskapsartiklar/2021/fran-problem-till-losningar-for-storskalig-lagring-av-flis/ (hämtad 2026-03-17)

Eriksson, U. 2012. Inventering av bränsleterminaler 2011. Skogsbrukets Datacentral (Biometria). https://www.biometria.se/media/v1vdafco/inventering-braensleterminaler-2011.pdf (hämtad 2026-09-23)

Europaparlamentet. 2022. Tillägg till förnybartdirektivet godkända 14 september 2022. https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2022-0317_EN.pdf (hämtad 2026-08-26)

Fernandez Lacruz, R., Eriksson, A., Parklund, T., Davidsson, A. & Eliasson, L. 2023. *Marginalkostnadskurvor för skoglig biomassa: Vad kan tas ut till vilken kostnad?* Arbetsrapport 1174. Uppsala: Skogforsk. https://www.skogforsk.se/contentassets/b1364291500a-4e069d02452168831509/ap-1174-2023-marginalkostnadskurvor-for-skoglig-biomassa.pdf (hämtad 2026-03-06)

Fernandez Lacruz, R. & Kons, K. 2024. *Nya terminalsystem för robusta försörjningskedjor av skogsbränsle: Är terminaler en möjliggörare för den norrländska grotpotentialen?* Arbetsrapport 1212. Uppsala: Skogforsk. https://www.skogforsk.se/contentassets/f6b85f87e5e34a85a509f4fdf-d8185ab/arbetsrapport-1212-2024.pdf (hämtad 2026-03-18)

Fridh, L., Vestlund Ekerby, K., Engberg, M. & Bäfver, L. 2015. *Produktegenskaper för skogsbränsle: Förslag till indelning, struktur och definitioner.* Arbetsrapport nr 873. Uppsala: Skogforsk. https://www.skogforsk.se/contentassets/35898e127ad04687993c785db66373f2/produktegenskaper-for-skogsbransle.pdf (hämtad 2026-03-26)

Föreningen Skogen. 2026. Skogen i Skolan. https://www.skogeniskolan.se/ (hämtad 2026-09-07)

Grönlund, Ö., Fernandez-Lacruz, R., Iwarsson Wide, M., Ågren, K. & Johannesson, T. 2022. *Lågvärdesträd – värden i träd som växer på fel plats: En syntes av projektet 'Potentialer, värden och kostnader för samhälle och företag vid avverkning av lågvärdesträd'.* Arbetsrapport nr 1135. Uppsala: Skogforsk. https://www.skogforsk.se/contentassets/18018835d3774e188d3bcf6bab-8d704e/arbetsrapport-1135-2022-lagvardestrad_varden-i-trad-som-vaxer-pa-fel-plats.pdf (hämtad 2026-08-26)

Gäfvert, L. & Davidsson, A. 2026. Nytt nationellt kartunderlag för grot ska ge bättre visualisering för uttag av skogsbränsle. Kunskapsartikel Nr 2026-3. Uppsala: Skogforsk. https://www.skogforsk.se/kunskapsbanken/kunskapsartiklar/2026/nytt-nationellt-kartunderlag-for-grot-ska-ge-battre-visualisering-for-uttag-av-skogsbransle/ (hämtad 2026-09-09)

IEA Bioenergy, 2020. Advanced Biofuels – Potential for Cost Reduction, IEA Bioenergy: Task 41: 2020:01.

ISO 17225. 2021. *Fasta biobränslen – Specifikationer och klassificering.* https://www.sis.se/produkter/energi--och-varmeoverforing-2feba892/biologiska-och-alternativa-energikallor/ss-en-iso-17225-12021/

Iwarsson Wide, M., Johannesson, T., Jonsson, H. & Jägbrand, S. 2019. *Produktifiera för optimal bränslebas.* Arbetsrapport 1021. Skogforsk. https://www.skogforsk.se/contentassets/1ef900f1ab914f63a6cb-2808d9858a5f/arbetsrapport-1021-2019.pdf (hämtad 2026-09-28)

Johannesson, T., Valund, T. & Eliasson, L. (huvudförfattare) 2023. *Uttag av grot som skogsbränsle.* SLU Skogsmästarskolans Rapportserie 2023:01. Skinnskatteberg: SLU. https://pub.epsilon.slu.se/31167/1/johannesson-t-et-al-20230703.pdf (hämtad 2026-09-20)

Lehtikangas, P. 1999. *Lagringshandbok för trädbränslen.* Inst. för virkeslära. Uppsala: SLU. https://www.svebio.se/wp-content/uploads/2016/11/Lagringshandboken_Lehtikangas.pdf (hämtad 2026-03-06)

Martini, V. 2023. Effekter av förändrade banavgifter: Underlag till samrådet av Järnvägsnätsbeskrivningen 2025. Rapport. Borlänge: Trafikverket. https://bransch.trafikverket.se/contentassets/ce22056185e34d1b856c5ce55a767d45/trv2023_101861-effekter-av-forandrade-banavgifter-t25.pdf (hämtad 2026-08-26)

Montgomery, H. 2026. Prognosen: Trafiken på godsterminalen i Rundvik mångdubblas. *Västerbottens-Kuriren.* https://www.vk.se/2026-03-24/prognosen-trafiken-pa-godsterminalen-i-rundvik-mangdubblas-c3af9 (hämtad 2026-03-25)

Naturvårdsverket. 2025. Analys av förslag till klimatåtgärder på EU-nivå 2024–2025. https://www.naturvardsverket.se/om-oss/regeringsuppdrag/slutredovisade-regeringsuppdrag/analys-av-forslag-till-klimatatgarder-pa-eu-niva/?q=%C3%A5tg%C3%A4rder%20%C3%A5taganden%20LULUCF (hämtad 2026-08-26)

Naturvårdsverket och Skogsstyrelsen. 2023. *Förutsättningar för hyggesfritt skogsbruk och definition av naturnära skogsbruk i Sverige.* SKS Rapport 2023-16. https://www.skogsstyrelsen.se/globalassets/om-oss/rapporter/rapporter-2023/rapport-2023-16-forutsattningar-for-hyggesfritt-skogsbruk-och-definition-av-naturnara-skogsbruk-i-sverige-.pdf (hämtad 2026-03-06)

Nyström, U. 2023. Ny virkesterminal vid Inlandsbanan. *Järnvägar.nu.* https://jarnvagar.nu/ny-virkesterminal-vid-inlandsbanan/ (hämtad 2026-09-16)

Ortiz, C., Lundblad, M., Lundström, A., & Stendahl, J. 2014. *The effect of increased extraction of forest harvest residues on soil organic carbon accumulation in Sweden.* Biomass and Bioenergy, 70, 230- 238. https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2014.08.030

Persson, T., Palmér, C.H. & Lithell, C. (red.) 2017. *Stubbskörd – hur påverkas klimat och miljö?* Uppsala: Sveriges lantbruksuniversitet (SLU). https://research.slu.se/ws/portalfiles/portal/19094792/fulltext.pdf (hämtad 2026-06-15)

Pettersson, M. & Björnsson, L. 2019. *Aska från samförbränning av returträ och andra biobränslen: Förekomst av önskade näringsämnen och oönskade spårämnen vid en fallstudie av Örtofta kraftvärmeverk.* Miljö- och Energisystem, LTH, Lunds universitet. https://lup.lub.lu.se/search/files/62923716/Pettersson_Bj_rnsson_2019_Aska_fr_n_samf_rbr_nning_av_returtr_och_andra_biobr_nslen_Rapport_112.pdf (hämtad 2026-03-06)

Rautio, P., Routa, J., Huuskonen, S., Holmström, E., Cedergren, J. & Kuehne, C. *ed.* 2025. *Continuous Cover Forestry in Boreal Nordic Countries.* Managing Forest Systems. Vol. 45. Springer. https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-031-70484-0 (hämtad 2026-09-16)

Regeringskansliet. 2026. Ökad tillgång till hållbara drivmedel inom luftfart och sjöfart. Ds 2026:11. https://www.regeringen.se/contentassets/eb0a6acab077444380b6c72f6ad6fa44/okad-tillgang-till-hallbara-drivmedel-inom-luftfart-och-sjofart-ds-2026_11.pdf (hämtad 2026-08-26)

Rönnbäck, S. 2024. *Digital handelsplattform för fasta biobränslen?* Rapport 2024-34. Uppsala: Skogforsk. https://www.skogforsk.se/kunskapsbanken/kunskapsartiklar/2024/digital-handelsplattform-for-fasta-biobranslen/ (hämtad 2026-03-09)

Skogforsk. 2023. Skogsbränsle – stor potential för mer energi från skogen. Fakta skogsbränsle. Oktober 2023. https://www.skogforsk.se/cd_20231116162027/contentassets/3cac6b78890d467bb033cac1bac7df28/faktasammanstallning-grot_20231025_press.pdf (hämtad 2026-08-24)

Skogforsk. 2025. Skogskunskap. https://www.skogskunskap.se/ (hämtad 2026-09-07)

Skogforsk. 2026. Good to Go Grot: Planering & infrastruktur för effektiva grotuttag. https://www.skogforsk.se/projekt/good-to-go-grot-planering--infrastruktur-for-effektiva-grotuttag/ (hämtad 2026-03-27)

Skogscentralen. 2026. Stöd för vård av plantbestånd och ungskog. https://www.metsakeskus.fi/sv/skogsbrukets-stod/metka-stod/stod-for-vard-av-plantbestand-och-ungskog (hämtad 2026-03-24)

Skogsreviret. 2024. Metka-lagen om stödsystem för skogsbruket trädde i kraft 1.1.2024. https://www.revir.org/uncategorised/metka-lagen-om-stodsystem-for-skogsbruket-tradde-i-kraft-1-1-2024-skogsagare-kan-ansoka-om-skogsunderstod-fran-och-med-1-3-2024/ (hämtad 2026-05-25)

Skogsstyrelsen. 2012. *Röjning.* Skogsskötselserien. https://www.skogsstyrelsen.se/globalassets/mer-om-skog/skogsskotselserien/skogsskotsel-serien-6-rojning.pdf (hämtad 2026-05-26)

Skogsstyrelsen. 2015. *Gallring.* Skogsskötselserien. https://www.skogsstyrelsen.se/globalassets/mer-om-skog/skogsskotselserien/skogsskotsel-serien-7-gallring.pdf (hämtad 2026-05-26)

Skogsstyrelsen. 2017. Virkesbalansområden. https://www.skogsstyrelsen.se/globalassets/statistik/lagerstatistik/bil-7-fig-3.pdf (hämtad 2026-09-07)

Skogsstyrelsen. 2019a. *Regler och rekommendationer för skogsbränsleuttag och kompensationsåtgärder.* Rapport 13. https://www.skogsstyrelsen.se/globalassets/om-oss/rapporter/rapporter-20222021202020192018/rapport-2019-13-regler-och-rekommendationer-for-skogsbransleuttag-och-kompensationsatgarder---kunskapsunderlag.pdf (hämtad 2026-08-26)

Skogsstyrelsen. 2019b. *Regler och rekommendationer för skogsbränsleuttag och kompensationsåtgärder.* Rapport 14. https://www.skogsstyrelsen.se/globalassets/om-oss/rapporter/rapporter-20222021202020192018/rapport-2019-14-regler-och-rekommendationer-for-skogsbransleuttag-och-kompensationsatgarder.pdf (hämtad 2026-08-24)

Skogsstyrelsen. 2022a. *Skogliga konsekvensanalyser 2022 – syntesrapport.* Rapport 11. https://www.skogsstyrelsen.se/globalassets/om-oss/rapporter/rapporter-20222021202020192018/rapport-2022-11-skogliga-konsekvensanalyser-2022---syntesrapport.pdf (hämtad 2026-04-24)

Skogsstyrelsen. 2022b. *Levande skogar: Fördjupad utvärdering 2023.* Rapport 12. https://www.skogsstyrelsen.se/globalassets/om-oss/rapporter/rapporter-20222021202020192018/rapport-2022-12-levande-skogar---fordjupad-utvardering-2023.pdf (hämtad 2026-08-26)

Skogsstyrelsen. 2025. Hyggesfritt skogsbruk. https://www.skogsstyrelsen.se/bruka-skog/olika-satt-att-skota-din-skog/hyggesfritt-skogsbruk/ (hämtad 2026-02-26)

Skogsstyrelsen. 2026a. Grot – grenar och toppar. https://www.skogsstyrelsen.se/bruka-skog/skogsbransle/grot---grenar-och-toppar/ (hämtad 2026-08-24)

Skogsstyrelsen. 2026b. Statistik om lager av rundvirke och massaflis. https://www.skogsstyrelsen.se/statistik/avverkning/lager-av-sagtimmer-massaved-och-massaflis/ (hämtad 2026-03-27)

Skogsstyrelsen. 2026c. Kartor. Version 3:4. https://kartor.skogsstyrelsen.se/kartor/?startapp=skogligagrunddata (hämtad 2026-09-25)

Skogsstyrelsen. 2026d. Stöd för kompetensutveckling inom hållbart skogsbruk 2023-2027. https://www.skogsstyrelsen.se/aga-skog/stod-och-bidrag/stod-for-kompetensutveckling-2023-2027/ (hämtad 2026-09-25)

Skogsstyrelsen. 2026e. Askåterföring. https://www.skogsstyrelsen.se/bruka-skog/skogsbransle/askaterforing/ (hämtad 2026-09-25)

Skogsstyrelsens föreskrifter och allmänna råd (SKSFS 2011:7). https://www.skogsstyrelsen.se/lag-och-tillsyn/forfattningar/ (hämtad 2026-08-26)

Skogsvårdsförordningen (1993:1096). https://lagen.se/Document.aspx?id=71739 (hämtad 2026-08-26)

Skogsvårdslagen (1979:429). https://lagen.nu/1979:429 (hämtad 2026-08-26)

SLU. 2026. *Skogsdata 2026 – Tema: Ungskogen.* Riksskogstaxeringen. Sveriges lantbruksuniversitet. Inst. för Skoglig resurshushållning. Umeå: SLU. https://www.slu.se/om-slu/organisation/institutioner/skoglig-resurshushallning/miljoanalys/riksskogstaxeringen/vara-data/skogsdata/ (hämtad 2026-09-25)

SOU 1978:17. *Energi.* Betänkande av energikommissionen. ISBN 91-38-03930-3. Stockholm: Gotab.

SOU 2025:21. *Miljömålsberedningens förslag om en strategi för hur Sverige ska leva upp till EU:s åtaganden inom biologisk mångfald respektive nettoupptag av växthusgaser från markanvändningssektorn (LULUCF).* Delbetänkande. Stockholm: Elanders. https://www.regeringen.se/contentassets/9a5e410b665b401cadbdc8e7b74ba04f/miljomalsberedningens-forslag-om-en-strategi-for-hur-sverige-ska-leva-upp-till-eus-ataganden-inom-biologisk-mangfald-respektive-nettoupptag-av-vaxthusgaser-fran-markanvandningssektorn-lulucf-sou-202521.pdf (hämtad 2026-08-26)

SOU 2025:93. *En robust skogspolitik för aktivt skogsbruk.* Del 1. Stockholm: Elanders.

SS 187106. *Fasta biobränslen och torvbränslen – Terminologi.* Fastställd 2000-08-25. Standardiseringen i Sverige. 9 sid. https://www.sis.se/produkter/petroleum-och-motsvarande-tekniker/bransle/fasta-branslen/ss1871062/

Thorsén, Å. & Björheden, R. (red). 2010. *Skogen – en växande energikälla: Sammanfattande rapport från Effektivare Skogsbränslesystem 2007-2010.* Uppsala: Skogforsk. https://www.skogforsk.se/contentassets/1c678ddf77b148328b3821f3c5558a8f/skogen---en-vaxande-energikalla.pdf (hämtad 2026-08-27)

Trafikverket, 2026. Förändringar i järnvägens banavgifter gynnar godstrafiken. Nyheter. https://www.trafikverket.se/om-oss/nyheter/nationella-nyheter/2026/maj/forandringar-i-jarnvagens-banavgifter-gynnar-godstrafiken/ (hämtat 2026-09-16)

Treebula, 2026. Virkesbörs. https://treebula.se/ (hämtad 2026-09-16)

Bilaga A – Medverkande organisationer och aktörer

Medverkande aktörer och organisationer i genomförda dialoger, konsultationer, myndighetssamverkan, workshops och enkät.

Affärsverken Karlskrona	Umeå Energi
Aneby Energi	VEAB Växjö
Energiföretagen	Ystads Energi
ESEM Eskilstuna	Övertorneå Energi
Inlandsbanan	
Kraftringen	
Mellanskog	
Mälby Skog	
Naturvårdsverket	
Njudung Energi Vetlanda	
Norra Skog	
Nässjö Affärsverk	
SCA	
Skellefteå Kraft	
Skogforsk	
Skogsentreprenörerna	
Skogsstyrelsen	
Solör Bioenergi	
Stora Enso Bioenergi	
Sveaskog	
SVEBIO	
Sveriges lantbruksuniversitet	
Söderenergi	
Söderhamn Nära	
Trädbränsleföreningen	

Bilaga 4: Redovisning av fossila utsläpp från fjärrvärme

Deluppdrag till Energimyndigheten

Denna rapport är framtagen av konsultföretaget Profu på uppdrag av Energimyndigheten

Författare: David Holmström, Jenny Westerberg, Jenny Sahlin

Energimyndighetens förord

Denna underlagsrapport har tagits fram på uppdrag av Energimyndigheten inom ramen för regeringens uppdrag att analysera och bedöma förutsättningar för att stärka fjärr- och kraftvärmens roll i energisystemet. Underlagsrapporten utgör ett underlag till huvudrapportens del 4 och behandlar hur fossila utsläpp från fjärrvärme redovisas av företag i hållbarhetsredovisningar.

Underlagsrapporten analyserar hur redovisningen av utsläpp kopplade till fjärrvärme, med särskilt fokus på avfallsbaserad värme, kan utvecklas inom ramen för gällande regelverk.

Energimyndigheten ansvarar för uppdragets tolkning samt de samlade bedömningar och slutsatser som redovisas i huvudrapporten.

Underlagsrapporten har utarbetats av konsultföretaget Profu AB i dialog med Energimyndigheten och belyser hur nuvarande och pågående internationella ramverk, standarder och redovisningsprinciper kan påverka incitament i fjärrvärmesystem.

De resonemang och slutsatser som presenteras i underlagsrapporten ska ses som konsultens analyser. De ska inte tolkas som Energimyndighetens egna ställningstaganden, om inte annat uttryckligen framgår av huvudrapporten.

Energimyndigheten tackar Profu AB för ett kvalificerat analysarbete samt de aktörer som bidragit med inspel i arbetet.

Innehåll

Sammanfattning ... 257

Begrepp och förkortningar ... 260

Begrepp ... 260
Förkortningar ... 261

1 Inledning ... 262

1.1 Bakgrund ... 262
1.2 Analysuppdragets omfattning ... 262
1.3 Rapportens syfte ... 262
1.4 Avgränsningar ... 262
1.5 Metod och genomförande ... 263

2 Uppdragets kontext ... 264

2.1 Varför är frågan om redovisning av fossila utsläpp från avfallsförbränning viktig? ... 264
2.2 Vad kännetecknar en ”bra” miljövärderingsmetod? ... 265
2.3 Vilka regelverk och standarder är relevanta för uppdraget? ... 266

3 Redovisning av utsläpp från avfallsförbränning idag ... 271

3.1 Fastighetsföretag ... 271
3.2 Beskrivning av systemet ... 273

4 Intervjuer med fem fastighetsföretag ... 275

5 Regelverk och standarder av relevans för redovisning av utsläpp från avfallsförbränning ... 277

5.1 EU-rätt och nationell lagstiftning ... 277
5.2 Standarder för klimatredovisning för organisationer ... 285
5.3 Standarder för livscykelanalys och klimatvärdering av produkter ... 294
5.4 Nationell praxis och branschöverenskommelser ... 299

6 Avfallsförbränning och spillvärme ... 302

7 Diskussion ... 305

7.1 Regelverkens handlingsutrymme – hur långt sträcker sig flexibiliteten? ... 305
7.2 Är det möjligt att harmonisera organisationers redovisning med produkters klimatpåverkan? ... 307
7.3 Hur kan redovisningen skapa incitament? ... 309

8 Slutsatser 312
8.1 Redovisning av utsläpp från avfallsförbränning idag 312
8.2 Utveckling av redovisningen inom gällande regelverk 312

Referenser 315

Sammanfattning

Denna rapport har tagits fram av Profu på uppdrag av Energimyndigheten som underlag för regeringens uppdrag att stärka fjärr- och kraftvärmen i Sverige. Rapporten behandlar särskilt deluppdraget om redovisning av fossila utsläpp från fjärrvärme och analyserar hur dessa redovisas i hållbarhetsrapportering, med fokus på avfallsbaserad värme, samt hur redovisningen kan utvecklas inom gällande regelverk.

Svensk fjärrvärmeproduktion har i stort sett fasat ut traditionella fossila bränslen. De fossila utsläpp som återstår härrör i huvudsak från den fossila andelen i avfall som förbränns i vissa av fjärrvärmesystemen. En genomgång av 26 fastighetsbolags hållbarhetsrapporter visar att dessa utsläpp i stor utsträckning redovisas i enlighet med Värmemarknadskommitténs (VMK) överenskommelse om miljövärdering av energi. Överenskommelsen bygger i sin tur på den frivilliga globala standarden Greenhouse Gas Protocol (GHGP), som i en vägledning anger att utsläpp från avfallsförbränning bör redovisas i scope 2. På samma sätt anger VMK:s överenskommelse att utsläppen från avfallsförbränning ska redovisas i fjärrvärmekundens scope 2.

Hur fastighetsbolagen redovisar utsläppen från den egna avfallsgenereringen varierar något där vissa redovisar dem i scope 3, andra separat utanför scope 1–3, och några inte alls. För fastighetsbolag i fjärrvärmenät med avfallsförbränning kan utsläppen (från avfallsförbränning) utgöra en stor del av de totala utsläppen och en mycket stor andel av scope 2-utsläppen. Trots detta är det få som tydligt problematiserar detta i sina hållbarhetsrapporter.

Intervjuer med fastighetsföretag visar att flera upplever att nuvarande metodik med redovisning av utsläpp från avfallsförbränning i scope 2 ger svaga eller missvisande incitament, eftersom utsläppen belastar aktörer som saknar rådighet över avfallets sammansättning. Samtidigt finns aktörer som anser att utsläppen bör synliggöras i scope 2 för att ge en rättvisande bild av den köpta energins klimatpåverkan.

Dagens praxis innebär alltså att fastighetsföretag i fjärrvärmenät med avfallsförbränning belastas med utsläpp från avfall som genereras av många olika aktörer, inklusive hushåll och verksamheter utanför det egna nätet.

Analysen av regelverk och standarder visar på öppningar att förändra hur utsläpp från avfallsförbränning redovisas i fjärrvärmekunders hållbarhetsrapporter. En öppning är att EU-direktivet om hållbarhetsrapportering (CSRD) visserligen anger att GHGP i första hand ska beaktas som metodik, men samtidigt öppnar upp för alternativa metoder. Den ena är ISO-standarden 14064, vilken inte anger hur utsläpp från avfallsförbränning ska allokeras. Den andra är EU-metodiken kring miljöavtryck för organisationer och produkter (OEF/PEF). OEF/PEF bygger på livscykelperspektiv och principen att förorenaren betalar. Där allokeras utsläpp från avfallsförbränning i normalfallet till det avfallsgenererande systemet, inte till energianvändaren.

En annan öppning är att GHGP-standarden tillåter flexibilitet i metodval så länge ett antal viktiga principer efterlevs. GHGP rekommenderar att utsläpp från avfallsförbränning redovisas i scope 2 när energi köps från samma anläggning som behandlar avfallet. Motivet för detta är dock främst för att undvika dubbelräkning och rekommendationen förefaller snarare vara framtagen med elproduktion i åtanke och inte fjärrvärme. Dessa skiljer sig förstås åt genom att elsystemet är ett stort sammanlänkat system, medan fjärrvärmesystemen är lokala och avfallsförbränningen centrerad till ett 30-tal anläggningar. Samtidigt är GHGP under revidering, bland annat avseende köpt energi från förbränning av biobränslen och avfall. Förändringar kan alltså förväntas inom några år.

Etablerad branschpraxis – framför allt VMK:s överenskommelse – styr idag i praktiken hur redovisningen görs i Sverige. Sveriges Allmännytta har dock i sitt uppdaterade klimatinitiativ beslutat att från 2025 flytta utsläpp från avfallsförbränning från scope 2 till scope 3 i sin måluppföljning, med motiveringen att stärka kopplingen mellan utsläpp och rådighet. Det är troligt att detta även kommer att påverka hur allmännyttiga företag redovisar i sina hållbarhetsrapporter.

En annan logik för allokering av utsläpp från avfallsförbränning används inom många standarder för produkters livscykelutsläpp. Detta gäller bland annat inom byggsektorn där standarderna EN 15804 (miljövarudeklarationer för byggprodukter) och EN 15978 (byggnaders livscykelutsläpp) bygger på så kallad ”end-of-waste-logik”. Enligt dessa metoder bär det avfallsgenererande systemet klimatbördan från avfallsförbränning så länge avfallet inte uppnått end-of-waste-status.

Detta innebär att samma fjärrvärme kan tilldelas olika klimatpåverkan beroende på om den bedöms inom en byggnads livscykelanalys eller i ett företags hållbarhetsredovisning. Skillnaden riskerar att skapa motstridiga styrsignaler och otydlighet för aktörer som omfattas av båda systemen.

I rapporten diskuteras olika metoder och hur de lever upp till kriterier för en ”bra” miljövärderingsmetod. I jämförelse mellan dagens praxis och livscykelbaserade metoder för produkter, bedöms den sistnämnda skapa bättre incitament för miljöförbättring, medan den förstnämnda för närvarande bättre svarar upp mot praktisk användbarhet för just hållbarhetsredovisning.

Samlade slutsatser:

- I dag redovisas utsläpp från avfallsförbränning i princip uteslutande i fjärrvärmekundens scope 2.
- Nuvarande redovisningspraxis träffar inte nödvändigtvis de aktörer som har störst möjlighet att påverka uppkomsten av fossilt avfall.
- Inom gällande EU-regelverk finns ett visst metodmässigt handlingsutrymme att utveckla redovisningen, förutsatt att transparens och grundprinciper upprätthålls.

- En utveckling av redovisningen kräver sannolikt inte bara tolkning av EU-regelverk, utan även förändring av nationell branschpraxis.
- En myndighetsrekommendation om hur utsläpp från avfallsbaserad fjärrvärme bör redovisas skulle kunna bidra till ökad tydlighet, stärkt incitamentsstruktur och förbättrad jämförbarhet mellan uppvärmnings-alternativ.

Begrepp och förkortningar

Begrepp

End-of-waste (EoW)

Den punkt då ett material enligt EU:s avfallsdirektiv upphör att vara avfall och i stället betraktas som en produkt eller resurs.

Hållbarhetsredovisning

Rapportering av företags miljömässiga, sociala och styrningsrelaterade påverkan, ofta inklusive klimatpåverkan, i enlighet med lagkrav eller frivilliga ramverk.

Livscykelanalys (LCA)

Metod för att beräkna miljöpåverkan från en produkt, tjänst eller byggnad under hela dess livscykel.

Lägesbaserad metod (”Location based method”)

Metod inom GHGP där utsläpp från köpt energi utgörs av ett medelvärde av den mix som finns i det elnät där elanvändningen sker. Organisationer som köper energi på en marknad där det finns ursprungsgarantier eller liknande ska rapportera både enligt en marknadsbaserad och lägesbaserad metod.

Marknadsbaserad metod (”Market based method”)

Metod inom GHGP där utsläpp från köpt energi baseras på specifika kontrakt, exempelvis ursprungsgarantier. Organisationer som köper energi på en marknad där det finns ursprungsgarantier eller liknande ska rapportera både enligt en marknadsbaserad och lägesbaserad metod.

Miljövarudeklaration (EPD)

Verifierad deklaration som redovisar en produkts eller tjänsts miljöpåverkan ur ett livscykelperspektiv enligt fastställda standarder och produktspecifika regler (PCR).

Polluter Pays Principle (PPP)

Princip som innebär att den aktör som orsakar en miljöpåverkan också ska bära kostnaden för den.

Scope 1

Direkta utsläpp av växthusgaser från den egna verksamheten.

Scope 2

Indirekta utsläpp från inköpt energi såsom el, värme, kyla eller ånga.

Scope 3

Övriga indirekta utsläpp i en organisations upp- och nedströms värdekedja.

Ursprungsgaranti (UG)

Certifikat som visar energins ursprung och produktionssätt. Används för informationsgivning och marknadsbaserad redovisning av köpt energi. Finns sedan länge för el och införs från 2026 för värme och kyla. Regleras i RED.

Förkortningar

Förkortning	Fullständigt namn
BAT	Best Available Techniques (bästa tillgängliga teknik)
CFF	Circular Footprint Formula
CSRD	Corporate Sustainability Reporting Directive
EED	Energieffektiviseringsdirektivet (Energy Efficiency Directive)
EN	Europeisk standard
EN 15804	Europeisk standard för miljövarudeklarationer av byggprodukter
EN 15978	Europeisk standard för bedömning av byggnaders miljöprestanda
EoW	End-of-waste, se begrepp
EPBD	Direktivet om byggnaders energiprestanda (Energy Performance of Buildings Directive)
EPD	Environmental Product Declaration (miljövarudeklaration)
ESRS	European Sustainability Reporting Standards
ETS	EU:s system för handel med utsläppsrätter (Emissions Trading System)
GHG	Greenhouse gases = växthusgaser
GHGP	Greenhouse Gas Protocol
GRI	Global Reporting Initiative
GWP	Global Warming Potential
IED	Industriutsläppsdirektivet (Industrial Emissions Directive)
ISO	International Organization for Standardization
ISO 14064	Standard för kvantifiering och rapportering av växthusgasutsläpp på organisationsnivå
JRC	Joint Research Centre (EU-kommissionens forskningscentrum)
LCA	Life Cycle Assessment (livscykelanalys)
OEF	Organisation Environmental Footprint
PCR	Product Category Rules (produktspecifika regler)
PEF	Product Environmental Footprint
PPP	Polluter Pays Principle (principen om att förorenaren betalar)
RED	Förnybartdirektivet (Renewable Energy Directive)
Scope 1–3	Indelning av utsläpp enligt Greenhouse Gas Protocol, se begrepp
UG	Ursprungsgarantier, se begrepp
VMK	Värmemarknadskommittén
VSME	Voluntary Sustainability Reporting Standard for SMEs
ÅRL	Årsredovisningslagen

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Energimyndigheten har fått i uppdrag av regeringen att genomföra och ta fram förslag på åtgärder för att stärka och värna fjärrvärmen och kraftvärmen i Sverige (Regeringsuppdrag ”*Genomföra och föreslå åtgärder för att stärka fjärr- och kraftvärmen*”, KN2025/01566).

Med anledning av detta har Energimyndigheten givit Profu i uppdrag att bistå med analysunderlag som kan ligga till grund för arbetet med uppdraget.

1.2 Analysuppdragets omfattning

Energimyndighetens regeringsuppdrag består av fyra delar. Profus uppdrag omfattar analyser för tre av dessa delar, nedan benämnt U1, U2 och U4:

- **Konsekvensanalys vid minskad fjärrvärme och biobränsleanvändning (U1)**: Analys av effekter på elsystemets kapacitet, effektsituation och energiförsörjning i ett scenario där fjärrvärmeleveranserna och andelen biobränslen minskar kraftigt till år 2050.
- **Värdering av fjärrvärmens nytta för elsystemet (U2):** Kvantifiering av fjärrvärmens nytta för elsystemet lokalt och regionalt, inklusive ur ett energiberedskapsperspektiv, samt bedömning av hur denna information kan användas i energiplanering och i dialoger mellan aktörer.
- **Redovisning av fossila utsläpp från fjärrvärme (U4)**: Utvärdering av hur fossila utsläpp redovisas i hållbarhetsredovisningar, med särskilt fokus på avfallsbaserad värme, samt analys av hur redovisningen kan utvecklas inom gällande regelverk.

Resultaten från respektive analysdel beskrivs i tre separata rapporter.

Denna rapport avser (U4). Redovisning av fossila utsläpp från fjärrvärme.

1.3 Rapportens syfte

Denna rapport syftar till att:

- ge en bakgrund till varför frågan om redovisning av utsläpp från avfallsförbränning är viktig
- redovisa hur fossila utsläpp från fjärrvärme rapporteras idag
- analysera hur redovisningen kan utvecklas inom ramen för gällande regelverk

1.4 Avgränsningar

Fokus ligger på svenska fjärrvärmekunders redovisning av utsläpp från avfallsbaserad värme.

1.5 Metod och genomförande

Uppdraget har omfattat följande metodik:

- Kartläggning av dagens redovisning av fossila utsläpp från avfallsförbränning genom analys av hållbarhetsrapporter från större fastighetsbolag och industriföretag
- Genomgång och analys av regelverk, standarder och branschöverenskommelser av relevans för redovisning av utsläpp från avfallsförbränning
- Analys av möjligheter att, inom gällande regelverk, ändra dagens redovisning för att skapa incitament för minskade utsläpp från avfallsförbränning
- Intervjuer med några fastighetsägare samt branschorganisationer

2 Uppdragets kontext

2.1 Varför är frågan om redovisning av fossila utsläpp från avfallsförbränning viktig?

Det svenska fjärrvärmesystemet har i princip fasat ut användning av traditionella fossila bränslen. Endast små mängder fossilt bränsle används, främst som spetslast, reservbränsle vid driftstörningar samt som stödbränsle vid uppstart av pannor eldade med andra bränslen. Samtidigt förbränns fortfarande stora mängder avfall som inte kan tas omhand högre upp i avfallshierarkin. Värme från avfallsförbränning har en fortsatt viktig roll i ett 40-tal fjärrvärmesystem.

I takt med att övriga fossila inslag i värmeproduktionen fasats ut har de fossila utsläppen från avfallsförbränning fått större betydelse för fjärrvärmens klimatprestanda. Trots omfattande insatser för avfallsförebyggande, ekodesign, producentansvar och ökad källsortering, minskar inte heller tillförseln av fossilt kol i avfallsströmmarna. Tvärtom ökar den globala produktionen av fossilt baserad plast, driven av låga råvarupriser, konsumtion samt plastens styrkor i förpackningar och tekniska produkter. Detta aktualiserar frågan om hur utsläppen bör redovisas i fjärrvärmekundernas hållbarhetsredovisningar och vid andra klimatvärderingar.

Ägaren av en avfallsförbränningsanläggning, ofta ett fjärrvärmeföretag eller ett avfallsföretag som i sin tur levererar värme till närliggande fjärrvärmenät, redovisar idag de fossila utsläppen från avfallsförbränning i scope 1. Detta är inte omtvistat och vi har under arbetet inte funnit någon som motsäger sig att de ska fortsätta att redovisa utsläppen i scope 1. Utsläppen utgör bland annat underlag för svensk utsläppsstatistik och för utsläppsrätter som ska överlämnas.

Fjärrvärmekunderna i nät *med* avfallsförbränning redovisar idag i princip uteslutande de fossila utsläppen från avfallsförbränning i scope 2, läs vidare i avsnitt 3 och 5.2.1. För att undvika dubbelräkning redovisar de ofta inte scope 3-utsläpp från sådant avfall som uppstår i den egna verksamheten och går till extern avfallsförbränning. Fjärrvärmekunder i nät *utan* avfallsförbränning, och som lämnar avfall till förbränning, redovisar i regel inte heller dessa scope 3-utsläpp. Detta tillvägagångssätt för fjärrvärmekunder i nät, med respektive utan avfallsförbränning, följer i stort den överenskommelse om miljövärdering som Värmemarknadskommittén (VMK) tagit fram, som i sin tur bygger på det internationella ramverket Greenhouse Gas Protocol (GHGP), se vidare i avsnitt 5.

Ovan innebär att fjärrvärmekunder i nät med avfallsförbränning belastas med utsläpp från avfall som genereras av en bred krets aktörer, såsom hushåll och företag i fjärrvärmenät utan avfallsförbränning, industriella verksamheter och internationella avfallslämnare.

Idag allokeras alltså utsläppen från avfallsförbränning till de kunder som använder värmen, snarare än till de aktörer som faktiskt ger upphov till det fossila avfallet. Som regeringen konstaterar i uppdragsbeskrivningen till Energimyndigheten innebär detta att nuvarande redovisningspraxis inte träffar de aktörer som har störst möjlighet att påverka mängden fossilt avfall, samtidigt som fjärrvärmekunderna får en sämre miljöredovisning trots att de inte kan påverka utsläppens uppkomst. Detta har redan inneburit att vissa fjärrvärmekunder valt att byta uppvärmning från fjärrvärme till exempelvis värmepump. Detta styrks bland annat av intervjuer genomförda i detta uppdrag (se avsnitt 4) samt den årliga undersökning som Svenska Kyl- och Värmepumpsföreningen genomför (”Pulsen”). Där frågar de bland annat vilken typ av uppvärmning som installerade värmepumpar ersätter. Sedan 2017 svarar ca 2–5 % att värmepumpen ersatt fjärrvärme.

Mot denna bakgrund har frågan om hur utsläppen ska redovisas betydelse för fjärrvärmens konkurrenskraft. En mer ändamålsenlig redovisning av utsläppen från avfallsförbränning kan också bidra till att skapa tydligare incitament för minskat fossilt avfall och stärka kopplingen mellan ansvar och rådighet i hela avfallskedjan.

2.2 Vad kännetecknar en ”bra” miljövärderingsmetod?

Energimyndighetens regeringsuppdrag del 4 syftar bland annat till att *”... skapa incitament att minska det fossila avfallet för de som har störst möjlighet att påverka dess uppkomst”*. Uppdraget ska vidare även *”främja en transparent och ändamålsenlig miljöinformation samt underlätta jämförbarhet mellan olika uppvärmningsalternativ”*. Det är därför relevant att ställa frågan hur en metod för miljövärdering av fjärrvärme, exempelvis som underlag för hållbarhetsredovisning eller för livscykelanalys av en produkt, kan utvecklas för att skapa incitament för minskade utsläpp.

Forskning har tidigare visat på brister i miljövärdering och har föreslagit förbättringar. Bland annat har Tomas Ekvall, tidigare forskare vid Chalmers samt IVL Svenska Miljöinstitutet, i flera artiklar föreslagit hur metoder för miljövärdering bör utformas för att stödja en långsiktigt hållbar utveckling, se bland annat Ekvall (2018, 2020a) samt Ekvall m.fl. (2020b). I nämnda rapporter framhålls som övergripande kriterium att miljövärderingsmetoden ska bidra till att **minska människans negativa miljöpåverkan**. Metoden ska alltså inte enbart beskriva utsläpp eller effekter, utan även stödja beslut som leder till förbättrade resultat i praktiken. För att det övergripande kriteriet ska uppfyllas identifieras fem mer detaljerade och konkreta kriterier:

Metoden behöver vara **lättanvänd**, så att den faktiskt tillämpas. Det innebär inte att den ska vara trivial, men hanterbar utan avancerad expertkompetens. Det andra kriteriet är **rättvisande**, vilket innebär att resultaten ska guida användaren till att fatta rätt beslut. Därför behöver metoden ge en så verklighetsnära och noggrann bild som möjligt av det som faktiskt ska

studeras, utan att bli alltför komplicerad. Det tredje kriteriet är att metoden ska vara **begriplig**, vilket innefattar krav på transparens och tydliga väldefinierade begrepp. Den behöver också vara **inspirerande**, det fjärde kriteriet. Det betyder att metoden ska rikta fokus mot sådant som beslutsfattare kan påverka, exempelvis val av energibärare, material eller processer. Slutligen behöver metoden vara **robust**, det vill säga metoden ska vara stabil över tid, motståndskraftig mot missbruk och bygga på tydliga och etablerade riktlinjer. En illustration av ovan nämnda kriterier visas i Figur 2.1.

Figur 2.1. Illustration baserad på Ekvalls (2018, 2020a, 2020b) kriterier för miljöbedömning av energi. Figuren är framtagen för detta projekt men baserad på texten i nämnda publikationer.

Dessa kriterier är direkt relevanta i det här uppdraget, där en central fråga är hur hållbarhetsredovisningen för fjärrvärme kan utvecklas för att tydliggöra miljöpåverkan från avfallsförbränning och samtidigt skapa incitament för att minska det fossila avfallet. Kriterierna kan sammanfattas som att en metod för miljövärdering av energi bör **styra mot faktiska miljöförbättringar** (kriterierna rättvisande och inspirerande), **vara praktiskt användbar** (kriterierna lättanvänd och begriplig) samt **vara baserad på robust metodik** som bygger på tydliga och etablerade regler (kriteriet robust). Se vidare i avsnitt 7.4 för en kvalitativ tillämpning av dessa kriterier på klimatberäkningsmetoder.

2.3 Vilka regelverk och standarder är relevanta för uppdraget?

Redovisningen av utsläpp från avfallsbaserad fjärrvärme påverkas av ett brett ramverk av EU-regler, internationella standarder och svensk praxis, samlat benämnda ”dokument”. Dessa dokument skiljer sig åt i syfte och metodik, men tillsammans påverkar de hur företag beräknar, redovisar och tolkar klimatpåverkan från energi och avfall. Nedan ges en mycket översiktlig sammanfattning av de dokument som analyserats i detta uppdrag. Samtliga sammanfattas i Tabell 2.1 och beskrivs mer ingående i avsnitt 5.

2.3.1 EU-rätt och svensk lagstiftning

På EU-nivå är flera direktiv relevanta. *Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD)* och tillhörande *European Sustainability Reporting Standards (ESRS)* styr hur stora företag ska hållbarhetsrapportera, inklusive utsläpp i scope 1–3. *Energieffektiviseringsdirektivet (EED)* och *Förnybartdirektivet (RED)* är viktiga genom sina definitioner av spillvärme och energikällor, vilka påverkar hur avfallsförbränning klassificeras. Vidare styr *EU-direktivet om byggnaders energiprestanda (EPBD)* hur byggnaders klimatpåverkan ska redovisas, med tydlig koppling till livscykelanalys och allokeringsprinciper. End-of-waste-kriterierna i *EU:s ramdirektiv kring avfall* är centrala för att avgöra när ett avfall upphör att vara ett avfall.

På nationell nivå regleras hållbarhetsrapportering i *Årsredovisningslagen (ÅRL)*. CSRD är inkorporerat i ÅRL och kommer att införas i steg baserat på företagens storlek. Samtliga ovan nämnda EU-direktiv är också implementerade i svensk lagstiftning.

2.3.2 Standarder för klimatredovisning för organisationer

Företags hållbarhetsrapportering utgår ofta från *Global Reporting Initiative (GRI)*, medan klimatrapportering i praktiken ofta utgår från *Greenhouse Gas Protocol (GHGP)* som är det dominerande ramverket för redovisning av utsläpp i scope 1–3. Även *ISO 14064-1* används som alternativ standard, särskilt kring krav på datakvalitet och verifierbarhet. GHGP:s rekommendationer om hur utsläpp från köpt energi och avfall ska hanteras är centrala för dagens praxis. För mindre företag finns även en frivillig EU-standard, *(Voluntary Sustainability Reporting Standard, VSME)*, som harmoniserar med GHGP.

Miljöavtryck för produkter och organisationer (PEF/OEF) är EU-kommissionens egna LCA-baserade metodramverk. De är egentligen inte formella standarder, utan icke-bindande rekommendationer, men får ökande betydelse eftersom EU i bl.a. CSRD lyfter dem som möjliga beräkningsmetoder. Kopplat till organisationer är det OEF som är relevant.

2.3.3 Standarder för livscykelanalys och klimatvärdering av produkter

Inom särskilt byggsektorn är *miljövarudeklarationer (EPD)* brett använda för att beräkna produkters miljöpåverkan i livscykelperspektiv. EPD:er baseras på *ISO 14040/44, ISO 14025* och *EN 15804*, vilka följer principen om att förorenaren betalar (PPP)[65] och end-of-waste-kriterier (enligt EU:s ramdirektiv för avfall). End-of-waste-kriterierna avgör var i en produkts värdekedja som utsläpp från avfallsförbränning ska bäras. Standarden *EN 15978* reglerar byggnaders livscykelberäkningar och tillämpas vid klimatdeklarationer enligt EPBD.

[65] Principen om att förorenaren betalar (PPP = Polluter Pays Principle) härstammar från 1972 års OECD- Rådsrekommendation och fick sedan internationellt erkännande vid FN-konferensen i Stockholm samma år. Den är även införd i EU-rätten år 1987 genom Single European Act samt i Maastrichtfördraget år 1992.

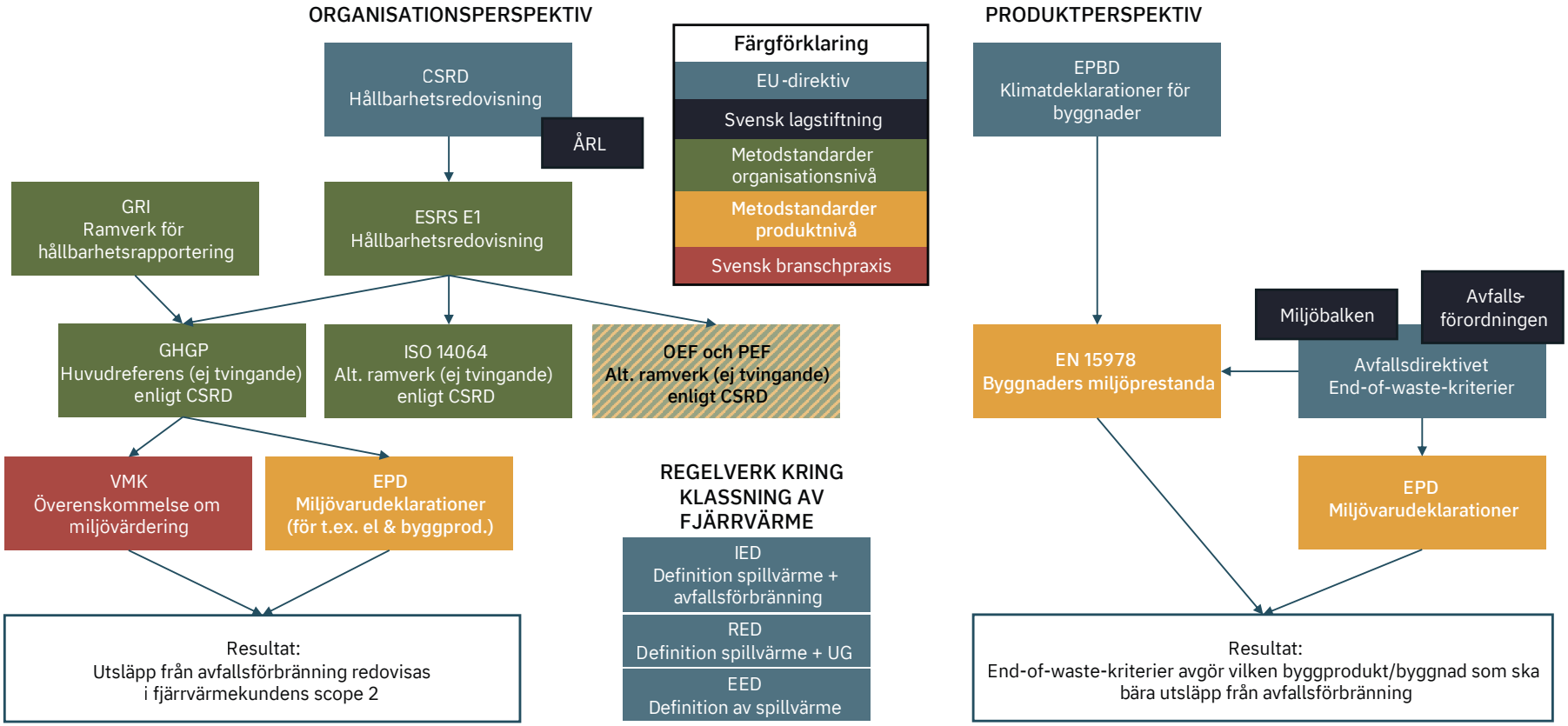
Som nämnts ovan (avsnitt 2.3.2) finns även EU-rekommendationen kring *Miljöavtryck för produkter (PEF).*

2.3.4 Nationell praxis och branschöverenskommelser

Dagens praktiska redovisning av utsläpp från fjärrvärme styrs i stor utsträckning av *Värmemarknadskommitténs (VMK)* överenskommelse om miljövärdering, som baseras på GHGP:s synsätt och utgör den metod som de flesta fastighetsbolag använder. Även *Sveriges Allmännyttas Klimatinitiativ* påverkar hur utsläpp från avfallsförbränning kan komma att redovisas i scope 2 och 3 inom allmännyttan.

2.3.5 Sammanfattning av dokument

I Figur 2.2 illustreras hur ett urval av de analyserade dokumenten påverkar dagens klimatberäkningar av utsläpp från avfallsförbränning. Tabell 2.1 sammanfattar samtliga dokument som analyserats inom ramen för detta uppdrag.



Figur 2.2. Illustration av ett urval analyserade regelverk, metodstandarder och branschpraxis som påverkar dagens redovisning av utsläpp från avfallsförbränning, uppdelat på organisationsperspektivet (till vänster), produktperspektivet (till höger), samt regelverk som påverkar klassning av fjärrvärme (nere i mitten). Ljusblå rutor avser EU-direktiv, mörkblå avser svensk lagstiftning, gröna avser metodstandarder på organisationsnivå, gula avser metodstandarder på produktnivå samt röda avser svensk branschpraxis.

Tabell 2.1. Sammanfattning av analyserade dokument.

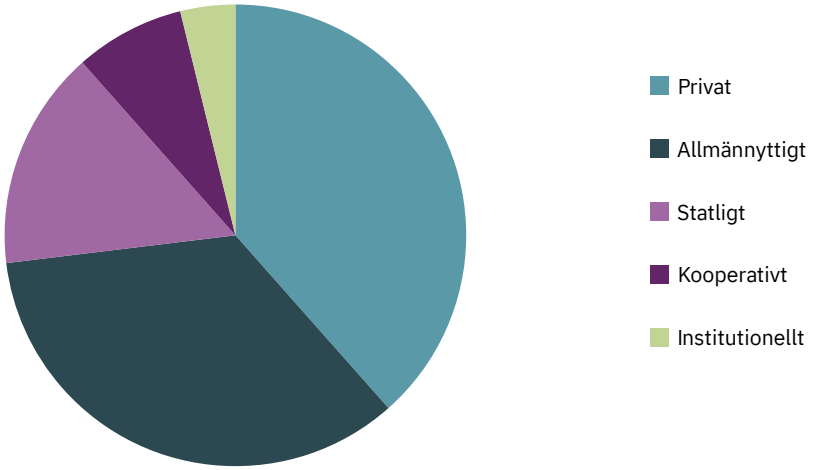
Ev. förkortning	Fullständigt namn	Ägare	Typ	Nivå
ÅRL	Årsredovisningslagen	Riksdagen	Lagstiftning	Företag/ Organisation
CSRD	Corporate Sustainability Reporting Directive (2022/2464)	EU	EU-direktiv	Företag/ Organisation
ESRS E1	European Sustainability Reporting Standards	EU	Standard	Företag/ Organisation
VSME	Voluntary Sustainability Reporting Standard for Small and Medium Enterprises	EU	Rekommendation	Företag/ Organisation
EPBD	Direktivet om byggnaders energiprestanda (2024/1275)	EU	EU-direktiv	Produkt
WFD	Ramdirektivet för avfall (2008/98)	EU	EU-direktiv	Produkt
EED	Energieffektiviseringsdirektivet (2023/1791)	EU	EU-direktiv	Produkt
RED	Förnybartdirektivet (2023/2413)	EU	EU-direktiv	Övergripande
IED	Industriutsläppsdirektivet (2024/1785)	EU	EU-direktiv	Övergripande
GHGP	Greenhouse Gas Protocol	WRI och WBCSD	Standard	Företag/ Organisation
PEF och OEF	Produkters och organisationers miljöprestanda utifrån ett livscykelperspektiv (2021/2279)	EU	Rekommendation	PEF: Produkt OEF: Företag/ Organisation
ISO 14064	Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals	ISO	Standard	Företag/ Organisation
GRI	Global Reporting Initiative	GRI	Standard	Företag/ Organisation
EPD	Environmental Product Declaration (Miljövarudeklaration)	International EPD System	Standard	Produkt
EN 15804	Hållbarhet hos byggnadsverk – Miljövarudeklarationer – Grundläggande regler för produktkategorin byggprodukter	EN-standard	Standard	Produkt
EN 15978	Hållbarhet hos byggnadsverk – Bedömning av byggnaders miljöprestanda – Beräkningsmetod	EN-standard	Standard	Produkt
VMK	Värmemarknadskommitténs överenskommelse om miljövärdering	VMK	Branschöverenskommelse	Företag/ Organisation
Klimatinitiativet	Sveriges Allmännyttas Klimatinitiativ	Sveriges Allmännytta	Branschöverenskommelse	Företag/ Organisation
	Fastighetsägarnas vägledning om scope 1–3	Fastighetsägarna	Branschöverenskommelse	Företag/ Organisation

3 Redovisning av utsläpp från avfallsförbränning idag

Uppdraget har omfattat kartläggning och sammanställning av hur klimatpåverkan från fjärrvärme redovisas i hållbarhetsredovisningar hos fastighetsbolag och industriaktörer. Totalt har 36 hållbarhetsredovisningar analyserats. Fokus har varit på värmekunder i fjärrvärmenät med avfallsförbränning. Nedan presenteras resultat från genomgång av hållbarhetsrapporter från 26 fastighetsföretag och 10 industriföretag.

3.1 Fastighetsföretag

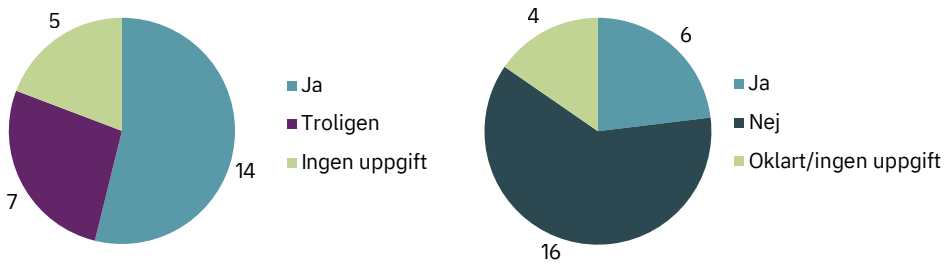
I Figur 3.1 visas fördelningen av fastighetsföretag som ingått i kartläggningen av hållbarhetsrapporter. Som synes av figuren är de flesta antingen privata eller allmännyttiga företag, följt av statliga, kooperativa och ett institutionellt fastighetsföretag. Samtliga fastighetsföretag har fastigheter i minst ett fjärrvärmenät med avfallsförbränning.



Figur 3.1. Typ av fastighetsföretag som ingått i genomgången av hållbarhetsrapporter. Totalt omfattas 26 hållbarhetsrapporter.

De flesta anger att de utgår helt eller delvis från Greenhouse Gas Protocol (GHGP) för redovisning av sina klimatpåverkande utsläpp. I avsnitt 5.2.1 beskrivs GHGP mer detaljerat, men kortfattat delas utsläppen där in i tre olika scopes. Scope 1 är direkta utsläpp, scope 2 avser utsläpp från inköpt energi och scope 3 är utsläpp från uppströms och nedströms värdekedja. De allra flesta utgår från Värmemarknadskommitténs överenskommelse om miljövärdering (se avsnitt 5.4.1), vilken i sin tur bygger på GHGP. VMK:s överenskommelse innebär att redovisningen av utsläpp från avfallsförbränning ska redovisas i fjärrvärmekundens i scope 2. Fastighetsägare uppmanas även att redovisa utsläpp från egen avfallsgenerering (som går till förbränning) separat utanför scope 3.

Analysen av hållbarhetsrapporter visar att en del fastighetsbolag inte kvantifierar sina utsläpp, utan beskriver dem mer övergripande. En del skriver inte heller tydligt ut vilka utsläppsposter som ingår i de olika scopen. Därför är det svårt att dra en tydlig slutsats kring hur många som inkluderar utsläppen från avfallsförbränning i scope 2. Det vänstra cirkeldiagrammet i Figur 3.2 visar andelen fastighetsbolag som tydligt inkluderar utsläpp från avfallsförbränning i scope 2 (”Ja” i figuren), som troligen inkluderar dessa utsläpp (”Troligen” i figuren) respektive där ingen uppgift finns (”Ingen uppgift” i figuren). I de troliga fallen kan man utläsa av de redovisade utsläppen i scope 2 att utsläpp från avfallsförbränning är inkluderade. I samma figur visas till höger motsvarande resultat kring redovisning av utsläpp i scope 3. Några av dem som rapporterar utsläppen i scope 3 nämner att detta innebär en dubbelräkning.

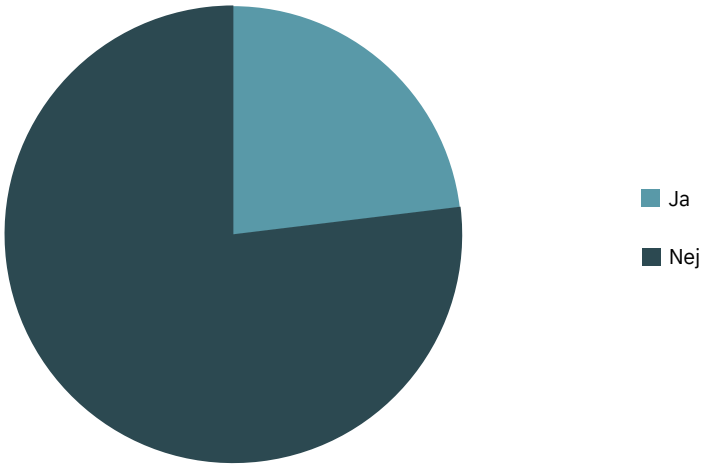


Figur 3.2. Andel fastighetsbolag som redovisar utsläpp från avfallsförbränning i scope 2 (till vänster) respektive scope 3 (till höger).

Av hållbarhetsrapporterna framgår att emissionsfaktorer för fjärrvärme i de flesta fall hämtas från fjärrvärmeleverantören direkt och/eller från Energiföretagens redovisning av ”Lokala miljövärden”. Dessa värden baseras på VMK:s överenskommelse om miljövärdering och bygger på den produktionsmix som används i respektive fjärrvärmesystem. Utsläpp från avfallsförbränning inkluderas alltså liksom utsläpp från andra bränslen och produktionsslag.

Trots att utsläpp från avfallsförbränning alltså ingår i scope 2 för de flesta fastigheter i fjärrvärmenät med avfallsförbränning (se Figur 3.2) är det endast ett fåtal bolag (tre av 26) som explicit skriver om avfallsförbränning i sina hållbarhetsrapporter. Dessa lyfter fram begränsad rådighet över avfallsvolymer och utsläpp, eller behovet av samverkan med fjärrvärmebranschen för att minska klimatpåverkan, exempelvis genom minskad plast i avfallsflödena. Ytterligare fyra av 26 fastighetsföretag skriver indirekt om avfallsförbränning i en mer övergripande beskrivning av fjärrvärmens klimatpåverkan. De hänvisar till exempel till fjärrvärmebolagets energimix eller till lokala emissionsfaktorer, utan att särskilja avfallsförbränning som en egen utsläppskälla.

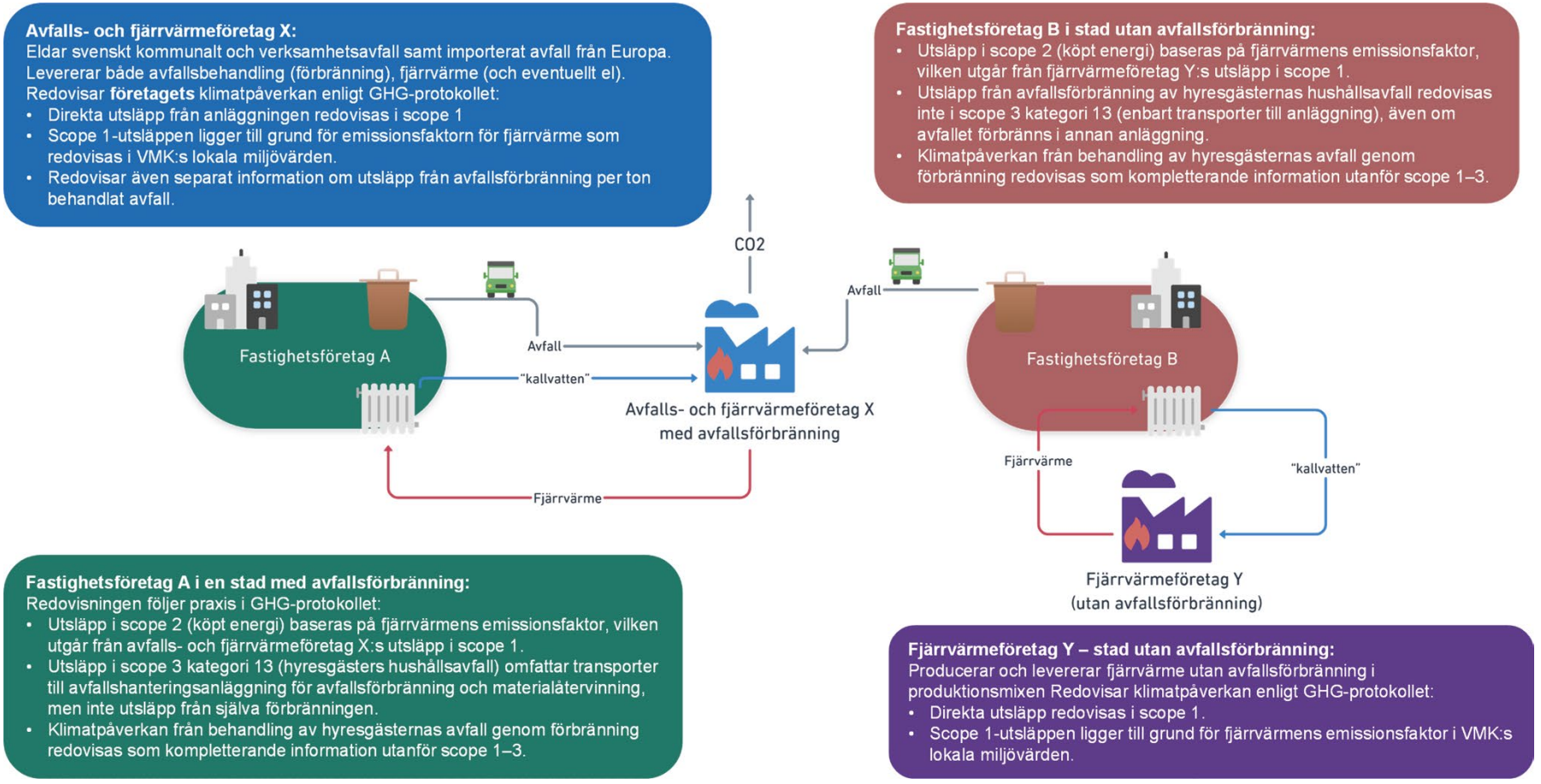
Slutligen analyserades i vilken utsträckning miljövarudeklarationer (EPD, se avsnitt 5.3.1) nämns i hållbarhetsrapporterna. Det visar sig att sex av 26 fastighetsbolag nämner EPD:er, se Figur 3.3. I dessa hållbarhetsrapporter används EPD:er som underlag för utsläpp från byggprodukter och/eller från uppströms utsläpp från elproduktion (t.ex. från vattenkraft och vindkraft).



Figur 3.3. Andel fastighetsbolag som i hållbarhetsredovisningen i någon mån använder EPD:er som underlag för utsläppsposter (el och/eller byggprodukter).

3.2 Beskrivning av systemet

I Figur 3.4 visas en principbild över hur systemet med fastighetsföretag och avfalls- och fjärrvärmeföretag kan hänga ihop kopplat till fjärrvärme-leveranser och avfallshantering. I figuren beskrivs hur de olika aktörerna bör redovisa sina utsläpp i hållbarhetsredovisningen enligt VMK:s gällande praxis och GHGP.



Figur 3.4. Systembild för att visa på hur aktörer på marknaden bör redovisa sina utsläpp för köpt energi och avfallsbehandling enligt gällande praxis. Avfalls- och fjärrvärmeföretag X redovisar direkta utsläpp i scope 1, vilka ligger till grund för emissionsfaktorn för köpt fjärrvärme (scope 2) hos fastighetsföretag A. A redovisar transporter för hushållsavfall i scope 3 kategori 13, medan utsläpp från avfallsförbränning redovisas separat utanför scope 1–3. Scope 1–3 domineras därmed av fjärrvärme i scope 2. I stad utan avfallsförbränning baseras fastighetsföretag B:s scope 2 på fjärrvärmeföretag Y:s scope 1, och utsläpp från avfallsförbränning ingår inte i scope 3.

4 Intervjuer med fem fastighetsföretag

Intervjuer med fem fastighetsföretag (statligt, allmännyttigt, privat eller kooperativ) har genomförts för att fördjupa insikten kring redovisning av utsläpp från avfallsförbränning och incitament för minskade utsläpp. Det är alltså ett mycket begränsat antal intervjuer så inga kvantitativa slutsatser kan dras, men resultaten kan ge förståelse för hur olika aktörer tänker i frågan.

Gemensamt för samtliga intervjuade fastighetsägare är att de helt eller delvis har fastigheter i fjärrvärmenät baserade på avfallsförbränning. Samtliga följer GHG-protokollet för klimatredovisning. Miljövärden för fjärrvärmen inhämtas från fjärrvärmeleverantörerna och/eller från de lokala miljövärden som Energiföretagen Sverige årligen publicerar och som bygger på Värmemarknadskommitténs överenskommelse om miljövärdering. Några av fastighetsbolagen har antingen redan gått över till hållbarhetsrapportering enligt CSRD/ESRS, eller har planer på det.

Eftersom de intervjuade fastighetsägarna i stor utsträckning utgår från Värmemarknadskommitténs överenskommelse och helt eller delvis har fjärrvärme från avfallsförbränning får utsläpp från fjärrvärmen stort genomslag i deras scope 2-redovisning. För samtliga fastighetsbolag ingår utsläpp från avfallsförbränningen i deras scope 2-utsläpp. Tre av fastighetsbolagen redovisar utöver detta utsläpp från hyresgästers/boendes avfall i scope 3 kategori 13. Där dubbelräkning uppstår är den accepterad som en praktisk konsekvens, även om vissa markerar att den bör kommuniceras tydligt.

En återkommande synpunkt bland fastighetsbolagen är att dagens scope 2-redovisning ger svaga eller direkt missvisande incitament. Flera aktörer lyfter att den lägger ett klimatansvar på fastighetsägare för utsläpp som de inte har rådighet över. Ett allmännyttigt fastighetsbolag uttrycker detta särskilt tydligt och menar att nuvarande metodik ger felaktiga signaler, eftersom fastighetsägaren då belastas för det osorterade avfall som andra genererar. Flera framhåller att scope 3-redovisning av det egna avfallet ger väsentligt bättre förutsättningar att skapa förändring, eftersom det knyter utsläppen till de flöden som fastighetsägaren faktiskt kan påverka – genom t.ex. avfallsminimering, bättre sortering och styrning mot cirkulära flöden.

Det finns dock undantag. Ett fastighetsföretag menar att utsläppen från avfallsförbränning bör fortsätta att synliggöras i scope 2, dels för att de återfinns i den mix av värme som kunderna faktiskt köper, dels för att scope 2 och 3 alltid innebär dubbelräkning och snarare ska ses som pedagogiska verktyg än exakt ansvarsfördelning. De menar att utsläppen bör synliggöras för alla uppströms användare av fjärrvärme, och att detta kan bidra till incitament för att minska mängden restavfall som går till förbränning. Samtidigt pekar de

på att deras egna klimatmål innebär att fjärrvärmens utsläpp kraftigt måste minska – exempelvis genom CCS eller minskade fossila fraktioner i avfallet. I annat fall riskerar fjärrvärme att på sikt väljas bort av klimatskäl.

Flera fastighetsbolag beskriver att den nuvarande redovisningsmodellen, där utsläpp från avfallsförbränning redovisas i scope 2, både kan påverka val av uppvärmning och riskera att urholka fjärrvärmens konkurrenskraft, särskilt i de system där avfallsförbränning dominerar. Flera fastighetsbolag beskriver exempel på fastigheter som av kostnads- eller klimatrelaterade skäl övervägt eller redan lämnat fjärrvärme. Samtidigt lyfter flera fram fjärrvärmens systemnytta. Någon nämner att vi i Sverige valt att i stor utsträckning bygga uppvärmning i större orter på fjärrvärme och att vi då behöver värna den.

Av de intervjuade fastighetsbolagen är det bara ett som har tydlig plan på att ändra dagens redovisning av utsläpp från fjärrvärme respektive avfallshantering. Det är ett allmännyttigt bostadsbolag som uppger att de från 2025 års hållbarhetsredovisning (som alltså publiceras under 2026) kommer att komplettera dagens redovisning med redovisning enligt Sveriges Allmännyttas uppdaterade klimatinitiativ (se vidare i avsnitt 5.4.2), vilket innebär att utsläpp från avfallsförbränning flyttas från scope 2 till scope 3.

Nedan sammanfattas resultat från intervjuerna. Som nämnts ovan så har endast fem intervjuer genomförts och det är således inte möjligt att dra slutsatser som med säkerhet gäller för fastighetsägare som helhet. Följande sammanfattning måste läsas i ljuset av detta:

- De flesta, men inte alla, intervjuade fastighetsföretagen anser att redovisning av utsläpp från avfallsförbränning i scope 3 i stället för scope 2 skapar större incitament för minskade utsläpp från avfallshantering.
- Dubbelräkning ses generellt inte som ett stort problem, dvs det bör inte användas som huvudmotiv för att utsläppen ska redovisas i något särskilt scope.
- Nuvarande scope 2-metodik påverkar redan idag val av uppvärmningslösning och det kan bli ännu mer påtagligt framåt när mål till exempelvis år 2030 ska nås.

5 Regelverk och standarder av relevans för redovisning av utsläpp från avfallsförbränning

I detta avsnitt presenteras en genomgång av ett stort antal regelverk, standarder och liknande (nedan benämnda ”dokument”) som på ett eller annat sätt har relevans för redovisning av utsläpp från avfallsförbränning. Se vidare i avsnitt 2.3 för en överblick över studerade dokument.

5.1 EU-rätt och nationell lagstiftning

5.1.1 Årsredovisningslagen (ÅRL)

Översikt och syfte

Årsredovisningslagen (ÅRL, 1995:1554)) är den lag som styr hur företag i Sverige ska årsredovisa. Enligt ÅRL måste ett företag genomföra en hållbarhetsredovisning om det uppfyller två av tre kriterier:

- 250 anställda
- 280 Mkr i balansomslutning
- 550 Mkr i nettoomslutning.

CSRD är inkorporerat i ÅRL och kommer att införas i steg baserat på företagens storlek. De största företagen måste göra sin hållbarhets-redovisning i linje med EU:s direktiv CSRD och standarderna inom ESRS (se avsnitt 5.1.2). För de företag som inte omfattas av reglerna inom CSRD ska hållbarhetsrapporten göras enligt de regler som gällt sedan 2016 (SFS 2016:947) och ska innehålla information om miljö, personal och sociala frågor kopplat till sin affärsmodell, risker och policyer.

Relevans

Gällande lagstiftning som definierar vilka företag som ska hållbarhets-redovisa och vilka krav som finns på hur hållbarhetsredovisningen ska utformas.

Innehåll av betydelse

Enligt årsredovisningslagen omfattas stora företag av de krav som finns inom CSRD baserat på storleken. Införandet görs i ”vågor” och nyligen uppdaterades tidplanen i linje med Omnibus (Regeringen 2025, Europeiska kommissionen 2025a):

- Våg 1: Stora börsnoterade företag, börsnoterade moderbolag i stora koncerner, kreditinstitut & försäkringsföretag med >500 anställda. Ska rapportera redan.

- Våg 2: Övriga stora företag och moderbolag i stora koncerner. Det räkenskapsår som inleds 1 januari 2027 eller senare.
- Våg 3: Noterade små och medelstora företag (SMF), samt små och icke-komplexa institut och captivebolag. Det räkenskapsår som inleds 1 januari 2028 eller senare.

Många av de kommunala energi- och fastighetsbolagen ingår i samma koncern via kommunens koncernbolag exempelvis ”Stadshus AB” och kommer att rapportera via koncernbolaget inom CSRD. Profus bedömning är att de flesta av dessa inte kommer att rapportera enligt CSRD förrän i våg 2. Privata energi-och fastighetsbolag kan dock redan behöva redovisa enligt CSRD beroende på deras storlek. Profu har inte genomfört någon översyn av vilka som omfattas av CSRD redan.

I regelverket för de företag som inte omfattas av CSRD finns det inte några konkreta krav på hur hållbarhetsredovisningen ska genomföras. Profus uppfattning är att många företag lutat sig på internationellt accepterade ramverk såsom Global Reporting Initiative (GRI, se avsnitt 5.2.4). Både CSRD och GRI har GHG-protokollet som huvudreferens för beräkning och redovisning av klimatpåverkan.

I praktiken är det företagens revisorer som godkänner årsredovisningen som kommer att avgöra om hållbarhetsredovisningen är tillräckligt väl genomförd.

5.1.2 Direktivet om hållbarhetsrapportering, CSRD (2022/2464) samt ESRS E1 och VSME

Översikt och syfte

CSRD – Corporate Sustainability Reporting Directive, är ett EU-direktiv som ställer krav på hur publika företag rapporterar om sin inverkan på hållbarhetsfrågor och hur olika hållbarhetsfrågor/-aspekter påverkar företagets utveckling, resultat och ställning.

Direktivet innebär att företag och organisationer kommer att rapportera enligt europeiska hållbarhetsstandarder som heter European Sustainability Reporting Standards (ESRS). Det nya direktivet och de nya standarderna ska mynna ut i jämförbar, tillräcklig och kvalitativ information från företagen om på vilket sätt de påverkar människor, miljön och klimatet. CSRD-direktivet ersätter det tidigare rapporteringsdirektivet NFRD – Non Financial Reporting Directive men är också mer omfattande och berör fler bolag.

Relevans

Stor relevans för uppdraget då det på sikt kommer att styra hur alla stora företag som verkar eller handlar inom EU ska göra sin hållbarhets-redovisning. Genom CSRD får hållbarhetsredovisningen en större tyngd i företagens årsredovisning.

Innehåll av betydelse

Företagens redovisning av klimatpåverkan styrs av standarden ESRS E1 – Climate Change. Målet med E1 är att göra det möjligt för läsaren av företagets rapportering att förstå:

- Hur bolagets verksamhet påverkar klimatförändringarna.
- Om verksamhetens tidigare, nuvarande och kommande verksamhet är i linje med Parisavtalet och att begränsa den globala uppvärmningen till 1,5 °C.
- Bolagets planer och kapacitet att anpassa strategi och affärsmodell(er) för att vara i linje med Parisavtalet och att begränsa den globala uppvärmningen till 1,5 °C.
- Konsekvensen av tilltagna eller planerade åtgärder för att förhindra eller mildra eventuella negativa påverkan på företaget och klimatet.
- Vilken inverkan klimatrelaterade risker, möjligheter och beroenden utgör och hur dessa kan hanteras.
- Finansiella effekter på kort, mellan och lång sikt.

ESRS E1 använder GHG-protokollet som huvudreferens för beräkning och redovisning av klimatpåverkan. Företagen måste *beakta* GHG-protokollets principer, krav och vägledningar vid beräkning av scope 1–3 (företagets direkta klimatpåverkan, klimatpåverkan från köpt energi, samt klimatpåverkan från företagets värdekedja). Företaget får även överväga kommissionens rekommendationer 2021/2279 gällande miljöavtryck för produkter och organisationer (PEF respektive OEF, se avsnitt 5.2.2) eller ISO-standarden 14064-1 (se avsnitt 5.2.3)

> *When preparing the information for reporting GHG emissions(...) the undertaking shall: (a) consider the principles, requirements and guidance provided by the GHG Protocol Corporate Standard (version 2004). The undertaking may consider Commission Recommendation (EU) 2021/2279 or the requirements stipulated by EN ISO 14064-1:2018.*

Små och medelstora företag som ej omfattas av CSRD rekommenderas av kommissionen att göra sin hållbarhetsredovisning baserat på en frivilligstandard kallad ”Voluntary Sustainability Reporting Standard for SME:s” (VSME) (Europeiska kommissionen 2025b). I denna standard finns två nivåer av redovisning – en grundnivå och en avancerad nivå (basic – comprehensive modules). Även denna standard hänvisar till GHG-protokollet som sin huvudreferens.

5.1.3 Avfallsdirektivet (2008/98)

Översikt och syfte

Avfallsdirektivet fastställer grunden för EU:s avfallshantering, inklusive avfallshierarkin, definitioner och krav på återvinning, återanvändning och avfallsbehandling. En central del av direktivet är kriterierna för end-of-waste

(EoW), som anger när ett material inte längre ska betraktas som avfall utan övergår till att vara en produkt eller resurs. Avfall som inte uppnått end-of-waste-status är fortfarande avfall, medan sådant som uppnått end-of-waste-status upphör att vara avfall och räknas som en produkt. Syftet med EoW-kriterierna är att säkerställa att material endast upphör att vara avfall när det är säkert, efterfrågat och uppfyller relevanta tekniska och miljömässiga krav.

Bestämmelser om när avfall upphör att vara avfall regleras i svensk lagstiftning i Miljöbalken samt Avfallsförordningen.

Relevans

Direktivets EoW-kriterier är direkt relevanta för uppdraget eftersom de avgör om energi eller materialflöden som uppstår vid avfallsförbränning ska betraktas som ett avfallsbehandlingsresultat, eller en produkt med egen klimatbörda. De avgör alltså var i en produkts värdekedja som klimatpåverkan ska bäras.

EoW-kriterierna är centrala i ramverket för miljövarudeklarationer (EPD) och i EU-standarderna 15804 (miljövarudeklarationer för byggprodukter) och 15978 (standard för byggnaders miljöprestanda). Eftersom EN 15978 är den standard som EPBD hänvisar till för kommande utvecklade klimatdeklarationer för byggnader, har EoW-kriterierna mycket hög relevans för uppdraget. Läs mer om ovan nämnda ramverk under respektive avsnitt.

Innehåll av betydelse

Artikel 6 i avfallsdirektivet anger fyra kriterier som alla måste vara uppfyllda för att avfall ska upphöra att vara avfall:

1. Materialet ska användas allmänt för **specifika ändamål**
2. Det ska finnas en **marknad eller efterfrågan** på materialet
3. Materialet ska uppfylla **tekniska krav**, samt relevant lagstiftning och tillämpliga standarder
4. Användningen får inte leda till skadliga effekter på **miljö eller hälsa**

Direktivet ger möjlighet för EU eller medlemsstaterna att fastställa specifika EoW-kriterier för vissa materialströmmar. EU-kommissionen genomför nu ett arbete för att etablera end-of-waste-kriterier för plastavfall. Detta skulle ha redovisats i slutet av 2025, men är ännu inte klart (december 2025). JRC (Joint Research Centre) har dock tagit fram ett underlag som kan komma att bli viktigt för utformningen (EU-kommissionen JRC, 2024). För energi från avfallsförbränning finns ännu inga fastställda EoW-regler. Däremot används EoW-kriterierna i flera metodramverk för att avgöra var utsläpp från avfallsförbränning ska bäras i en produkts värdekedja. Detta gäller som nämnts ovan EPD-systemet och standarderna EN15804 och EN15978 (vilken i sin tur är referensstandard inom EPBD för klimatdeklarationer av byggnader).

5.1.4 Direktivet om byggnaders energiprestanda, EPBD (2024/1275)

Översikt och syfte

EPBD syftar till att minska energianvändning och utsläpp från byggnadssektorn. Direktivet är under omarbetning och innehåller bland annat mål om att alla nya byggnader ska vara nollutsläppsbyggnader från 2030 (2028 för nya offentliga byggnader) och att hela byggnadsbeståndet ska vara nollutsläppsbyggnader år 2050. Det omarbetade direktivet ska implementeras i svensk lagstiftning senast 29 maj 2026, vilket främst innebär förändringar i lagen om energideklaration för byggnader (2006:985) samt Plan- och bygglagen (2010:900).

Uppdateringen av EPBD omfattar även skärpta krav på att redovisa nya byggnaders klimatpåverkan ur ett livscykelperspektiv. Boverket har här ett regeringsuppdrag som ska delredovisas i juni 2025 och slutredovisas i oktober 2026.

Relevans

EPBD har relevans för detta uppdrag eftersom direktivet ställer krav på utvecklade klimatdeklarationer för nya byggnader inklusive byggnadens hela livscykel (livscykel-GWP). Metodiken bygger på standarden EN 15978, där så kallade end-of-waste-kriterier (EoW, se vidare i avsnitt 5.1.3) avgör var i livscykeln utsläpp från avfallsförbränning ska bäras. Detta innebär att EPBD indirekt påverkar hur värme från avfallsförbränning redovisas i byggnaders klimatpåverkan. Notera att en delegerad akt ska komma från EU-kommissionen i december 2025, vilket kan påverka metodiken för klimatdeklarationerna.

Innehåll av betydelse

Artikel 7.2 i EPBD anger regler för klimatdeklarationer och ska successivt omfatta hela byggnaders livscykel:

- Byggskedets klimatpåverkan ska redan redovisas i flera medlemsstater och infördes i Sverige 2022
- Livscykel-GWP för hela livscykeln ska införas stegvis från 2028–2030, inklusive drift och slutskede (end-of-life)

Beräkningsmetodiken anges i bilaga III, där EPBD uttryckligen hänvisar till standarden EN 15978 om byggnaders miljöprestanda, se vidare i avsnitt 5.3. EPBD öppnar även för att använda nationella beräkningsmetoder om de uppfyller de så kallade Level(s)-kraven, dvs. ett frivilligt EU-ramverk för att mäta och rapportera byggnaders miljöprestanda. En rapport framtagen av JRC förtydligar Level(s)-kraven för beräkning av klimatpåverkan enligt EPBD (Dodd m.fl., 2021). Den hänvisar tillbaka till EN 15978, varför den standarden har stor betydelse. Eftersom EPBD tydligt hänvisar till denna standard är den avgörande för hur utsläpp från avfallsförbränning ska bäras i en byggnads livscykel-GWP. Standarden utgår här från EoW-kriterierna.

Kommande delegerad akt (december 2025) kan ytterligare precisera metodiken, inklusive hanteringen av utsläpp från avfallsförbränning. I Sverige har Boverket fått i uppdrag att utveckla systemet för klimatdeklarationer, med redovisning i oktober 2026.

IVL har i en forskningsrapport (Görman m.fl., 2024) föreslagit en metod för livscykelberäkning av byggnaders klimatpåverkan. Den tydliggör att EN 15978 ska följas enligt kraven i EPBD. Samtidigt föreslås att utsläpp från fjärrvärme baseras på Energiföretagen Sveriges ”Lokala miljövärden” som bygger på VMK:s metod (se avsnitt 5.4.1). Dessa två, EN 15978 respektive ”Lokala miljövärden”, ger helt olika resultat för fjärrvärme från förbränning av avfall (som inte uppnått end-of-waste-status). Det är upp till Boverket att fastställa vad som ska gälla i Sverige, där också EU-kommissionens kommande delegerade akt sannolikt kan påverka utfallet.

5.1.5 Energieffektiviseringsdirektivet, EED (2023/1791)

Översikt och syfte

EED fastställer en ram för att främja energieffektivitet inom EU, för att bidra till att uppfylla mål om minst 55 % minskade klimatutsläpp till 2030.

Relevans

Relevansen avser i första hand definitionen på spillvärme, där avfallsförbränning ingår enligt en bilaga till direktivet.

EED definierar effektiv fjärrvärme, fjärrkyla och kraftvärme, men även vad som räknas som spillvärme. Dessa definitioner ligger sedan till grund för vilka system som anses hållbara, energieffektiva och förenliga med EU:s energi- och klimatmål. I Bilaga X till direktivet anges att avfallsförbränning ingår bland anläggningar som producerar spillvärme.

Innehåll av betydelse för uppdraget

I direktivets artikel 26 anges krav för effektiva system för fjärrvärme och fjärrkyla från 2027 och framåt. Det kan uppfyllas på två olika sätt, antingen genom att 1) utgöra ett system med minst en viss andel förnybart, spillvärme och/eller kraftvärme eller 2) uppfylla kriterier för hållbarhetsprestanda mätt som klimatpåverkan. Eftersom det förstnämnda alternativet omfattar spillvärme är det relevant för uppdraget. Som nämnts ovan ingår avfallsförbränningsanläggningar i definitionen av spillvärme (Bilaga X). Samtidigt har EU-kommissionen också givit ut en vägledning för tolkning av artikel 26 (EU-kommissionen, 2024a). Där anges att spillvärmens emissionsfaktor är 0, men för definition av spillvärme hänvisas inte till det egna direktivets Bilaga X, utan i stället till RED art 2(9), där avfallsförbränning inte uttryckligen står nämnd. Läs vidare under Förnybartdirektivet.

5.1.6 Förnybartdirektivet, RED (2023/2413)

Översikt och syfte

Förnybartdirektivet (RED III, 2023/2413) fastställer ramar för att öka andelen energi från förnybara källor inom EU och innehåller gemensamma definitioner, hållbarhetskriterier och redovisningsregler. Direktivet omfattar även ursprungsgarantier (UG) för värme och kyla.

Relevans

För uppdraget är RED relevant främst genom definition av spillvärme samt regler om ursprungsgarantier (UG) för värme och kyla. Definitionen av spillvärme kan vara relevant för att, i samverkan med andra direktiv, förstå om avfallsförbränning rättsligt är att betrakta som spillvärme eller inte. Ursprungsgarantier för värme och kyla har betydelse för hur energi från avfallsförbränning ska ”klassas” i dessa. Därmed kan det ha relevans för hur fjärrvärmekunder redovisar utsläpp från marknadsbaserad fjärrvärme i scope 2.

Innehåll av betydelse

Definition av spillvärme

I direktivet definieras i artikel 2(9) spillvärme och spillkyla som ”*Oundviklig värme eller kyla som genereras som biprodukt i industrianläggningar eller i anläggningar för kraftproduktion, eller inom tjänstesektorn, och som skulle förflyktigas oanvända i luft eller vatten om det inte fanns tillgång till ett fjärrvärme- eller kylsystem, detta om en kraftvärmeprocess har använts eller kommer att användas eller om kraftvärmeproduktion inte är möjlig.*”

Definitionen av spillvärme i RED är svårtolkad, men EU-kommissionen har givit ut en vägledning för tolkning av vissa värme- och kylarelaterade artiklar i RED (EU-kommissionen, 2024b). Där anges fyra kriterier för spillvärme: värmen ska vara oundviklig, vara en biprodukt, komma från industri-, kraft- eller tjänstesektorn samt kräva ett fjärrvärmenät för att nyttiggöras. Det andra kriteriet – att värmen ska vara en biprodukt – är centralt för avfallsförbränning. Enligt vägledningen avgörs detta av anläggningens syfte: om huvudsyftet inte är värmeproduktion kan värmen betraktas som spillvärme. Kommissionen hänvisar här till IED och anläggningens miljötillstånd som stöd för bedömningen, men enligt kontakt med Energimyndigheten kan värme från avfallsförbränning endast betraktas som spillvärme om anläggningens syfte är avfallsdestruktion. Det är alltså inte aktuellt för svenska värme- eller kraftvärmeanläggningar. Däremot räknas värmen från förbränning av den förnybara delen av avfall in mot Sveriges mål om förnybar energi enligt RED.

Ursprungsgarantier för värme och kyla

Regler om ursprungsgarantier (UG) för värme och kyla, som anger hur energikällor ska redovisas och kommuniceras till slutkunder. Det finns en europeisk standard för ursprungsgarantier (EN 16325). I Sverige har Riksdagen i november 2025 publicerat Förordning (2025:1258)

om ursprungsgarantier för energi (Regeringen, 2010). Den anger vilka energislag som UG ska kunna utges för, varav följande kan ha koppling till förbränningsbaserad fjärrvärme (övriga avser elproduktion):

- energi från förnybara energikällor
- energi från fossila energikällor
- övrig energi (någon annan energikälla än fossila energikällor, förnybara energikällor, kärnkraft eller torvförbränning)

Av förordningens definitioner kan utläsas att biogena avfallsfraktioner räknas in som förnybar energi. Förordningen definierar inte i sig tydligt vilket energislag som fossila avfallsfraktioner ska tillhöra, men Energimyndigheten förtydligar detta på sin hemsida (för kommunalt avfall respektive verksamhetsavfall). Där anges att kommunalt avfall har ett ursprung av 40 % fossilt och 60 % förnybart, vilket ska avspeglas i ursprungsgarantierna. För verksamhetsavfall ska ursprunget utgå från fördelningen mellan fossilt avfall och biomassa enligt utsläppsrapporten för utsläppshandeln. Energimyndigheten anger även att ursprungsgarantier kan utfärdas för spillvärme, men endast för den aktör som äger processen där energin uppstår. De förtydligar också att ursprungsgarantier som utfärdas för spillvärme varken klassas som förnybara eller fossila.

5.1.7 Industriutsläppsdirektivet, IED (2010/75)

Översikt och syfte

Industriutsläppsdirektivet (IED) reglerar miljöprestanda för större industri- och energianläggningar inom EU och syftar till att minska utsläpp till luft, mark och vatten genom krav på bästa tillgängliga teknik (BAT). Förbränningsanläggningar som behandlar avfall omfattas av särskilda bestämmelser och klassificeras som antingen **avfallsförbränningsanläggningar** eller **samförbränningsanläggningar**. Vid svensk tillståndsprövning kan dock miljökrav ställas oberoende av om anläggningen enligt IED klassificeras som avfalls- eller samförbränningsanläggning. I svensk rätt tillämpas nämligen även förordningen (2013:253) om förbränning av avfall (FFA), som i vissa avseenden har en bredare definition av avfallsförbränningsanläggning än industriutsläppsdirektivet.

Relevans

IED har relevans genom definitioner av avfallsförbränning och samförbränning. Dessa har betydelse för hur anläggningen klassificeras enligt EU-rätten och kan därigenom påverka tillämpningen av andra regelverk, såsom Förnybartdirektivet.

Innehåll av betydelse

IED definierar en **avfallsförbränningsanläggning** som *”varje stationär eller mobil teknisk enhet eller utrustning avsedd för värmebehandling av avfall, med eller utan återvinning av alstrad värme, med hjälp av förbränning av avfall…”*. Det primära syftet är alltså att behandla avfall genom förbränning, oavsett om energi återvinns eller inte, se även kapitel 6.

En **samförbränningsanläggning** definieras som *”varje stationär eller mobil teknisk enhet vars huvudsakliga ändamål är energialstring eller tillverkning av materiella produkter och som utnyttjar avfall som normalt bränsle eller tillskotts-bränsle eller där avfall värmebehandlas för att det ska kunna bortskaffas med hjälp av förbränning av avfall…”*. Vid samförbränning används alltså avfall som bränsle, eventuellt i kombination med andra bränslen, med syftet att producera energi, se även kapitel 6.

Syftet med att förbränna avfallet avgör alltså om anläggningen klassas som avfalls- eller samförbränningsanläggning enligt IED. I Sverige förekommer båda klassificeringarna, men klassificeringen samförbränningsanläggning är vanligare än avfallsförbränningsanläggning. I svensk rätt tillämpas därutöver nationella bestämmelser enligt förordningen om förbränning av avfall (FFA).

5.2 Standarder för klimatredovisning för organisationer

5.2.1 Greenhouse Gas Protokoll, GHG-protokollet

Översikt och syfte

Greenhouse Gas Protocol (GHGP) är idag det mest kända ramverket för att beräkna och redovisa klimatpåverkan. Det är också det ramverk som de flesta regelverk och andra standarder för hållbarhetsrapportering förhåller sig till (exempelvis ESRS E1 och GRI).

GHGP har som uppdrag att tillhandahålla internationellt accepterade redovisnings- och rapporteringsstandarder för utsläpp av växthusgaser med syftet att underlätta transparent, jämförbar och tillförlitlig klimat-rapportering.

GHGP:s generella principer

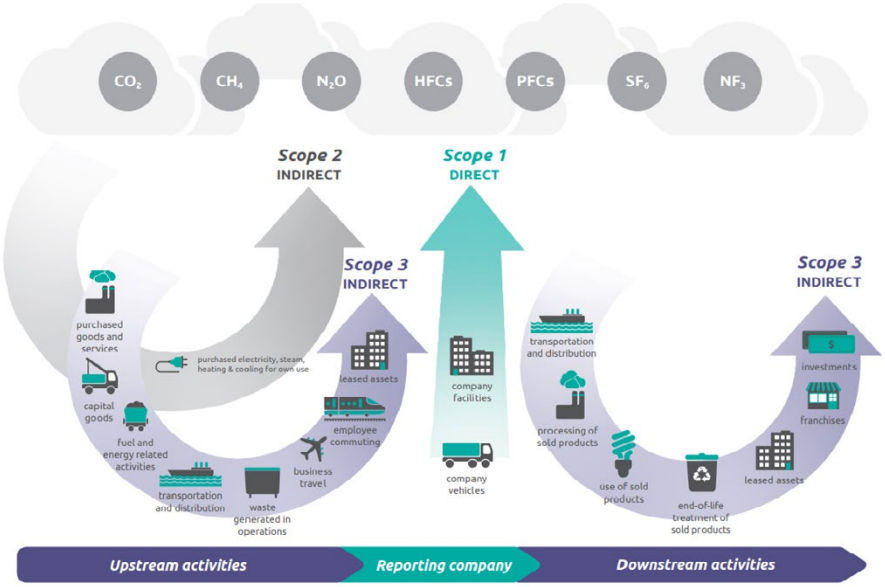
Företag ska beräkna och rapportera sin klimatpåverkan baserat följande principer:

- **Relevans:** Säkerställa att inventeringen av växthusgaser återspeglar organisationens växthusgasutsläpp.
- **Fullständighet:** Säkerställa att inventeringen av växthusgaser redovisar alla utsläppskällor och verksamheter inom den valda gränsen.
- **Konsistens:** Säkerställa enhetlighet i den metod som används för att möjliggöra jämförelser över tid.
- **Transparens:** Offentliggöra de antaganden, referenser och metoder som används vid beräkning av växthusgasutsläpp.
- **Korrekthet:** Säkerställa att uppgifterna om växthusgasutsläpp är tillräckligt exakta för att användarna ska kunna fatta beslut.

Indelning i scope

Enligt GHGP:s standard för företag (”The Greenhouse Gas Protocol A Corporate Accounting and Reporting Standard”, 2004) ska företag redovisa utsläpp av klimatpåverkande gaser (exempelvis fossil koldioxid, metan och lustgas) uppdelat på tre scope (se Figur 5.1):

- Scope 1: direkt klimatpåverkan (”företagets skorstenar och avgasrör”)
- Scope 2: indirekt klimatpåverkan från köpt energi (el, värme, ånga, kyla)
- Scope 3: indirekt klimatpåverkan från uppströms och nedströms värdekedja.



Figur 5.1. Beskrivning av GHG-protokollets scope 1–3. Scope 1 avser direkt klimatpåverkan, scope 2 avser indirekt klimatpåverkan från köpt energi och scope 3 avser indirekt klimatpåverkan från uppströms och nedströms värdekedja.
Bildkälla GHG protokollet (*Corporate value chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard*, 2011)

Scope 1

I Scope 1 ska alla direkta utsläpp av klimatpåverkande gaser från företagets verksamhet tas upp. Det kan kopplat till stationär eller mobil förbränning av fossila bränslen, utsläpp av metan eller lustgas från förbränning av biogena bränslen eller från läckage/ processutsläpp. Även andra klimatpåverkande gaser som köldmedier ska tas upp.

Scope 2

Scope två avser indirekt klimatpåverkan kopplat till köpt energi såsom el, kyla, värme och ånga. Köpt energi kan redovisas enligt två olika metoder, lägesbaserad och marknadsbaserad metod. För den lägesbaserade metoden (”location based method”) ska utsläppsfaktorn för den köpta energin utgöras av ett medelvärde av den mix som finns i det nät där handeln utförs. Den marknadsbaserade metoden (”market based method”) tar hänsyn till eventuella kontrakt som företaget handlat med kopplat till en viss

produktionsmetod, exempelvis ursprungsmärkning. För företag som köper energi på en marknad där det finns handel med ursprungsgarantier (eller liknande marknadsinstrument) ska företag redovisa klimatpåverkan enligt båda metoderna.

GHGPs vägledning om köpt energi *Scope 2 Guidance: An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard* (2015) kopplat till scope 2 är nästan uteslutande fokuserad på redovisning av klimatpåverkan från köpt el. I ett förtydligande anges att samma principer ska gälla för de andra energislagen som för el men vägledningen anger inga exempel för dessa energislag.

Scope 3

Ett företag kan förutom scope 1 och scope 2 också redovisa sin klimatpåverkan i sin värdekedja, uppströms och nedströms företagets verksamhet. Exempelvis från produktionen av inköpta material, produktanvändning, avfallshantering, affärsresor etc. som organisationen inte äger eller kontrollerar. Dessa utsläpp delas upp i 15 kategorier (se GHG Protocol 2011):

1. Inköpta varor och tjänster
2. Kapitalvaror
3. Uppströms utsläpp bränsle- och energi
4. Uppströms transporter och distribution
5. Avfall från egen verksamheten
6. Tjänsteresor
7. Arbetspendling
8. Uppströms hyrda tillgångar
9. Nedströms transporter
10. Nedströms bearbetning av sålda produkter
11. Nedströms användning av sålda produkter
12. Avfallshantering sålda produkter
13. Nedströms uthyrda tillgångar
14. Franchise-företag
15. Finansiella investeringar

När företag ska identifiera och beräkna klimatpåverkan från sin värdekedja i sin klimatredovisning enligt GHGP är det viktigt att det kan kopplas till företagets affärsmål kopplat till klimatpåverkan. Det är viktigt att identifiera och förstå risker såväl som möjligheter inom värdekedjan. För att kunna göra detta kan företag behöva göra avvägningar mellan GHGP:s olika huvudprinciper:

> *In practice, companies **may encounter tradeoffs between principles** when completing a scope 3 inventory. For example, a company may find that achieving the most complete scope 3 inventory requires using less accurate data,*

> *compromising overall accuracy. Conversely, achieving the most accurate scope 3 inventory may require excluding activities with low accuracy, compromising overall completeness. Companies* ***should balance tradeoffs between principles depending on their individual business goals*** *(...). For example, tracking performance toward a specific scope 3 reduction target may require more accurate data. Over time, as the accuracy and completeness of scope 3 GHG data increases, the tradeoff between these accounting principles will likely diminish. (GHG Protocol 2011, s.24.)*

Undvika dubbelräkning

Med en redovisning inom GHGP kan ett företag visa på vilka utsläpp de ”äger” och hur de kan arbeta med att minska dem. I detta avseende läggs ett stort fokus i standarden kring dubbelräkning av utsläpp. Två företag ska inte ta upp samma utsläpp som sina direkta utsläpp (scope 1) eller kopplat till köpt energi (scope 2). Ett av syftena med utformningen av de tre scopen är att företag ska kunna redovisa samma utsläpp utan att det uppstår dubbelräkning. Ett företags direkta utsläpp (scope 1) kan vara ett annat företags scope 2 (köpt energi) och ett tredje företags scope 3 utan att utsläppet har dubbelräknats. Vidare är det viktigt att ett företag inte tar upp samma utsläpp i exempelvis både scope 1 och scope 3 på grund av att utsläppen då dubbelräknas. I företagsstandarden (GHG Protocol, 2004) anges att dubbelräkning inte nödvändigtvis spelar stor roll för företag med frivillig redovisning men behöver undvikas i exempelvis nationell uppföljning.

Relevans

På grund av sin ställning som ett av de mest kända ramverken har det stor betydelse för hur företag redovisar sin klimatpåverkan. GHGP är det som anges som huvudreferens inom ESRS E1 (se avsnitt 5.1.2). Det är också GHGP som i stort sett har definierat hur klimatpåverkan från avfallsförbränning redovisas i Sverige genom Värmemarknadskommitténs överenskommelse.

Innehåll av betydelse

Avfallshantering enligt GHGP

Klimatpåverkan från avfall och avfallsförbränning kan ingå i ett företags klimatpåverkan på olika vis. Det kan ingå både som utsläpp från köpt energi (el och fjärrvärme baserat på avfallsförbränning i scope 2) samt utsläpp från behandling av företagets avfall (i scope 3):

- Scope 2: Fjärrvärme – om fjärrvärmen baseras på avfallsförbränning
- Scope 2: El – om företaget köper elproduktion från avfallsförbränning
- Scope 3 kategori 5: Klimatpåverkan för avfallshantering för avfall som uppstår inom den egna verksamheten.
- Scope 3 kategori 12: Klimatpåverkan för sluthantering av sålda produkter
- Scope 3 kategori 13: Klimatpåverkan för uthyrda tillgångar (hyresgästers avfallsbehandling).

I vägledningen för beräkning av scope 3 (GHG Protocol, 2013) anges hur företag ska beräkna klimatpåverkan från sin avfallshantering. Företaget kan beroende på datakvalitet välja mellan att använda en leverantörsspecifik eller avfallsspecifik metod alternativt en metod baserat på genomsnittsdata.

För den leverantörsspecifika metoden ska det rapporterade företaget utgå från avfallsföretagens scope 1 och scope 2 kopplat till de aktuella avfallsströmmarna.

För de andra två metoderna behövs information om avfallsmängder samt en emissionsfaktor för avfallshanteringen. I dessa fall anger vägledningen att emissionsfaktorerna ska inkludera ”end-of-life processes only”.

För avfallsförbränning med energiåtervinning gör GHGP ett tydliggörande:

> *If a company purchases energy from the same facility that it sends its waste to, then accounting for emissions from the waste-to-energy combustion process both upstream and downstream would double count the emissions. To avoid double counting, a company should account for upstream emissions from purchased energy generated from waste in scope 2. (GHG Protocol 2013, s 80.).*

Om avfallsförbränning ingår i utsläpp från det aktuella nätet **bör** företaget alltså enbart inkludera det i scope 2 och beräkna med hjälp av utsläppsemissioner utifrån lägesbaserad och eventuellt marknadsbaserad metodik. Här anger GHGP enbart ”grid” och definierar inte om det avser elnät eller värmenät. För att undvika dubbelräkning bör företaget enligt vägledningen därför i scope 3 enbart inkludera utsläpp för transporter till avfallsförbränningsanläggningen. Om avfallsförbränning sker utan energiåtervinning ska hela utsläppet från förbränningen belasta scope 3.

I vägledningen lyfter GHGP att företag bör redovisa information om utsläpp för avfallsförbränning separat från sin scope 1–3 redovisning för att visa att det har en klimatpåverkan. Som exempel anges att man kan redovisa utsläpp i koldioxid per kWh el från sin avfallshantering för att visa på om det är högre eller lägre än medelvärdet för sitt inköp av el (inget exempel ges för värme). Genom att redovisa denna information menar GHGP att det”hjälper företag att förstå om att skicka deras avfall till en energiåtervinningsanläggning leder till mer eller mindre kolintensiv el i regionen” (författarens översättning, GHG Protocol, 2013). Profus intryck är att vägledningen främst är utformad för en kontext där avfallsförbränning främst genererar el utan att värmen utnyttjas.

Spillvärme

I scope 2-vägledningen för köpt energi (GHG Protocol 2015) anges ett kortfattat stycke om köpt energi som baseras på spill- eller reströmmar. Dessa ska enligt vägledningen inte redovisas med klimatpåverkan 0. I stället ska dessa strömmar få tilldelat en klimatpåverkan genom allokering kopplat till hur den producerats. Vägledningen anger dock inte vilken princip som ska användas vid allokering.

Sammanfattning

GHGP har stor betydelse för hur företag som skickar avfall till energiåtervinning och/eller köper fjärrvärme redovisar sina utsläpp idag. Enligt GHGP **bör** ett företag som både köper tjänsten avfallsförbränning med energiåtervinning och köper energi från samma anläggning inte ta upp dessa utsläpp i scope 3 kopplat till avfallsbehandling då det finns risk för dubbelräkning.

GHG-protokollet genomgår en omfattande revideringsprocess

GHGP genomgår just nu en omfattande revideringsprocess som inleddes 2022 och kommer att pågå fram till 2027–28. Arbetet görs uppdelat på fem olika områden i två faser:

- Corporate Standard (grundramverket)
- Scope 2 (köpt el, värme, kyla)
- Scope 3 (klimatpåverkan i värdekedjan)
- Actions and Market Instruments
- Land Sector and Removals

Den föreliggande frågan i denna rapport avhandlas främst i utveckling kring scope 2. Den första fasen för scope 2 är i skrivande stund (december 2025) ute på offentlig remiss och fas två är precis påbörjad.

I fas två kommer enligt utvecklingsplanen (GHG Protocol, 2024) följande frågor att inkluderas:

- Tydliggöra hur utsläpp ska fördelas mellan scope 2 och scope 3
- Ta fram en vägledning för inköpt ånga, värme och kyla
- Ta fram teknikspecifika vägledningar kopplat till indirekta utsläpp för inköpt energi från förbränning av bio- och avfallsbränslen.

Alla dokument kopplat till revideringsprocessen finns tillgängliga på (ghgprotocol.org)

5.2.2 Organisation Environmental Footprint method

Översikt och syfte

OEF är ett EU-harmoniserat livscykelbaserat ramverk som är uttryckligen accepterat inom ESRS E1 som alternativ till GHG-protokollet och ISO 14064. Metodiken skiljer sig principiellt från GHG-protokollets bokföringslogik genom att utsläpp och nyttor från avfallsförbränning som regel allokeras till produkten som behandlas.

EU kommissionen rekommenderar (EU 2021/2279, 2021) att medlemsstater, företag och privata och offentliga organisationer ska använda metodramverket för Organisation Environmental Footprint (OEF) för att beräkna och kommunicera en organisations samlade miljöavtryck ur ett livscykelperspektiv. Syftet med OEF är att tillhandahålla livscykelbaserad

information som kan användas för att minska organisationers miljöpåverkan, med beaktande av alla aktiviteter i värdekedjan – från råvaruutvinning till slutlig avfallshantering. Som externt tillämpningsområde lyfts bland annat hållbarhets- och miljörapporter. Metodiken syftar samtidigt till harmonisering, jämförbarhet och vetenskapligt robust miljöredovisning. (Annex 3).

Relevans

OEF är relevant för uppdraget eftersom ESRS E1 uttryckligen öppnar för att använda EU-kommissionens OEF-rekommendation som alternativ metod för beräkning av växthusgasutsläpp. Enligt ESRS E1 gäller att när företag rapporterar GHG-utsläpp ska de i första hand beakta GHG-protokollet, men de får även använda *"Commission Recommendation (EU) 2021/2279"* (OEF).

Det innebär att OEF utgör ett legitimt och regelmässigt accepterat ramverk inom ESRS E1, vid sidan av GHG-protokollet och ISO 14064. Detta är särskilt viktigt för fjärrvärme och avfallsförbränning, eftersom OEF tillämpar en strikt livscykelbaserad allokeringslogik som skiljer sig från GHG-protokollets bokföringsperspektiv.

Innehåll av betydelse

OEF använder den s.k. Circular Footprint Formula (CFF) för att hantera hur återvinning, energiåtervinning och cirkulära flöden ska fördelas. För energiåtervinning från avfall innebär detta att utsläpp ska fördelas mellan det system som genererar avfallet och det system som nyttjar energin, enligt en fast formel.

En central parameter i CFF är B-faktorn, som representerar hur stor andel av klimatbördan som ska flyttas från avfallsledet till nästa produktsystem.

Enligt OEF:s metodik ska B-faktorn sättas till 0 som standard för energiåtervinning från avfall. Det innebär att:

- Ingen klimatbörda överförs till den energi som produceras från avfallsförbränning.
- Alla tillförda och undvikna utsläpp från förbränningen allokeras till det ursprungliga avfallsgenererande systemet.
- Den producerade värmen eller elen betraktas inte som bärare av utsläpp i nästa organisations eller produkts klimatredovisning.

Detta är metodmässigt konsekvent med OEF:s syn på avfallsförbränning som avfallsbehandling, inte som produktion av ett bränsle eller en energiprodukt med egen klimatbörda.

Till skillnad från GHG-protokollet, där fjärrvärmekunden normalt belastas med utsläpp i scope 2, innebär OEF-logiken med (B-faktorn satt till 0) att:

- Värmekunden **inte belastas med förbränningsutsläpp** från avfallsförbränning.

- Utsläppen stannar i avfallsledet och knyts till den organisation som genererar avfallet.

Detta gör OEF särskilt relevant i diskussionen om **incitament och ansvarsfördelning**, eftersom den som har möjlighet att påverka mängd och fossilandel i avfallet också är den som belastas med utsläppen.

CFF-formeln innehåller även återvinningskrediter (”faktor A”), som ska säkerställa att incitamenten för materialeffektivitet och materialåtervinning ligger kvar hos de aktörer som har rådighet över produktdesign och materialval. Samtidigt har Ekvall et al (2021) visat att metodiken för OEF (och PEF) i vissa fall istället kan minska incitamenten för materialåtervinning, eftersom nyttorna av återvinning enligt den cirkulära fotavtrycksformeln i stor utsträckning överförs till nästa produktled via faktor A. När endast en begränsad del av återvinningsnyttan tillfaller den produkt som genererar det återvunna materialet kan detta leda till svagare incitament för att prioritera materialåtervinning framför energiutvinning, trots att återvinning i många fall är miljömässigt att föredra (Ekvall et al., 2021).

5.2.3 ISO 14064-1:2018

Översikt och syfte

ISO 14064 är en internationell standard som anger principer och krav för hur organisationer ska beräkna, rapportera och verifiera sina utsläpp av växthusgaser. Den anger dock inte vilken allokeringsprincip som ska användas för utsläpp från avfallsbaserad fjärrvärme. Standarden syftar till att säkerställa relevans, fullständighet, konsistens, noggrannhet och transparens i klimatredovisning. Standarden används ofta som grund för tredjepartsverifiering av organisationers växthusgasinventeringar (ISO 14064-1:2018).

Relevans

ISO 14064 har stor relevans för uppdraget eftersom standarden utgör ett etablerat och verifierbart ramverk för organisationers växthusgasredovisning och används brett i praktiken. Den får ytterligare betydelse genom att ESRS E1 uttryckligen hänvisar till ISO 14064 som en accepterad standard för beräkning och rapportering av växthusgasutsläpp inom ramen för CSRD.

För fjärrvärme, inklusive avfallsbaserad värme, innebär detta att ISO 14064 i praktiken påverkar hur utsläpp ska avgränsas, dokumenteras och verifieras i hållbarhetsredovisningen. Samtidigt anger standarden inte egna detaljerade regler för allokering av utsläpp från avfallsförbränning, utan lämnar metodvalet öppet. I tillämpningen innebär detta att företag som följer ISO 14064 – även inom ESRS E1 – behöver vara noggranna med att ange vilken metodik som används.

Innehåll av betydelse

ISO 14064 delar in utsläpp i direkta och indirekta utsläpp.

De indirekta utsläppen ska delas upp på följande kategorier:

- växthusgasutsläpp från importerad energi
- växthusgasutsläpp från transporter
- växthusgasutsläpp från produkter som organisationen använder (köpta produkter)
- växthusgasutsläpp förknippade med användandet av produkter från organisationen (sålda produkter)
- växthusgasutsläpp från andra källor.

Standarden betonar krav på:

- tydlig avgränsning av vilka indirekta utsläpp som inkluderas,
- transparens kring vilka **emissionsfaktorer** som används för köpt värme,
- dokumentation av antaganden om energins ursprung, exempelvis fjärrvärmens produktionsmix.

Växthusgasutsläpp från produkter rekommenderas att delas upp i ett antal underkategorier, inklusive tjänster som används med systemgränsen ”vagga till leverantörens grind”. För avfallshantering anges att de principiella utsläppen inkluderar koldioxid, metan och lustgas från förbränning avfallsbehandling.

För växthusgasutsläpp från sålda produkter anger standarden att det ska innehålla utsläpp som uppstår fram till ”end-of-life” för produkterna vilket innefattar behandling av avfall. ISO-standarden ger ingen direkt vägledning hur klimatpåverkan ska allokeras mellan fjärrvärme och avfallsbehandling.

Det har även nyligen initierats ett arbete att synkronisera ISO 14064 med GHGP.

5.2.4 Global Reporting Initiative (GRI)

Översikt och syfte

Global Reporting Initiative (GRI) är ett internationellt ramverk för hållbarhetsrapportering som anger hur organisationer ska redovisa sin påverkan på miljö, människor och ekonomi. Syftet med GRI är att möjliggöra **transparent, jämförbar och tillförlitlig rapportering**, och standarderna har under lång tid utgjort den dominerande grunden för frivillig hållbarhetsrapportering globalt och i Sverige.

Relevans

GRI har stor relevans för uppdraget eftersom det var år 2024 det mest använda ramverket globalt för hållbarhetsrapportering (KPMG, 2024). Det har därmed i hög grad präglat hur utsläpp redovisas hos större bolag idag.

Innehåll av betydelse

GRI-standarderna är uppbyggda som ett sammanhängande ramverk med flera separata, tematiska standarder. Varje standard är ett fristående dokument som behandlar ett specifikt hållbarhetsområde, men de är avsedda att användas tillsammans. För klimat- och avfallsrelaterad rapportering är GRI 305 (Emissioner) och GRI 306 (Avfall) centrala (GRI 2016, GRI 2020). Dessa kompletterar de generella GRI-standarderna och hänvisar i sin tur till externa metodramverk, såsom GHG-protokollet, för definitioner och beräkningsprinciper.

GRI 305 kräver att organisationer redovisar sina växthusgasutsläpp uppdelade i **Scope 1, Scope 2 och Scope 3**. Standarden hänvisar uttryckligen till **GHG-protokollet** för definitioner, metodik och beräkningsprinciper.

GRI 306 reglerar hur organisationer ska redovisa avfallsflöden, inklusive mängder, behandlingsmetoder och hantering av farligt och icke-farligt avfall. Standarden fokuserar på transparens kring hur avfall uppstår och behandlas fokuserat på om det går till bortskaffning eller inte.

GRI har fungerat som det praktiska huvudramverket för hållbarhetsrapportering i Sverige innan införandet av CSRD och ESRS. Många företag har byggt sina interna system, rutiner och historiska tidsserier utifrån GRI.

Från och med 2027 kommer den uppdaterade standarden GRI 102 Klimatpåverkan 2025 att gälla. Den är utvecklad för att vara i linje med CSRD och ESRS, vilket innebär en ökad harmonisering mellan GRI och EU:s regelverk.

5.3 Standarder för livscykelanalys och klimatvärdering av produkter

5.3.1 Miljövarudeklarationer (EPD)

Översikt och syfte

EPD-systemet (Environmental Product Declarations) är ett internationellt ramverk för verifierade miljövarudeklarationer. Syftet är att tillhandahålla transparent, jämförbar och kvalitetssäkrad information om produkters och tjänsters miljöpåverkan ur ett livscykelperspektiv.

Relevans

EPD-systemet har hög relevans för uppdraget eftersom det ligger till grund för klimatberäkningar i byggprodukter och byggnader, vilka såväl genererar avfall som använder fjärrvärme från avfallsförbränning. Vattenfall tar sedan länge fram EPD:er för sin elproduktion och flera fjärrvärmeföretag har EPD:er för sin fjärrvärme. EPD-systemet baseras på principen om att förorenaren betalar och end-of-waste-kriterier avgör var miljöbördan för utsläpp från avfallsförbränning ska bäras. Det förtydligas med att utsläpp från förbränning av avfall med negativt marknadsvärde (t.ex. genom mottagningsavgift) ska bäras av det avfallsgenererande produktsystemet.

Innehåll av betydelse

En EPD (Environmental Product Declaration) är en verifierad miljödeklaration som redovisar en produkts eller tjänsts miljöpåverkan ur ett livscykelperspektiv. De detaljerade reglerna för hur LCA:n ska genomföras för specifika produkter eller tjänster fastställs i så kallade produktspecifika regler (PCR). Det finns t.ex. en PCR för el. ånga och värme/kyla samt ett flertal för olika byggprodukter, se vidare nedan. EPD:er bygger på livscykelanalys (LCA) enligt 14040/44 (standarder för livscykelanalys) och följer kraven i ISO 14025 (standard för EPD:er och andra liknande miljödeklarationer). EPD-systemet bygger på principen om att förorenaren betalar, vilket översätts i olika allokeringsregler i respektive PCR.

EPD för el och fjärrvärme

Som nämnts ovan finns produktspecifika (PCR) för el, ånga och produktion och distribution av värme och kyla (International EPD System, 2023). Den senaste är från december 2024. I den anges att end-of-waste-kriterierna avgör allokeringen av avfall, med referens till EN 15804 (”*processes of waste processing shall be assigned to the product system that generates the waste until the end-of-waste state is reached*”).

Vid avfallsförbränning fastställs att end-of-waste-status uppnås efter förbränningen om anläggningsägaren får betalt för att förbränna avfallet. Om avfallet alltså har ett negativt marknadsvärde, exempelvis om förbränningsanläggningen erhåller en mottagningsavgift, så ska miljöpåverkan av insamling, förbehandling och förbränning av avfallet bäras av produktsystemet som genererar avfallet. Om avfallsförbränningsanläggningen däremot betalar för avfallet, så räknas det som ett bränsle och utsläppen ska då bäras av den som använder energin (el och/eller värme) från avfallsförbränning.

EPD för byggprodukter

Miljövarudeklarationer används utbrett inom byggsektorn för att beräkna livscykelutsläpp från byggprodukter och byggnader. För byggprodukter finns här en koppling till EU-standarden EN 15804 som reglerar hur EPD:er för byggprodukter ska tas fram. EPD:er för byggprodukter kan sedan användas för att beräkna miljöpåverkan för en hel byggnad (enligt standarden EN 15978).

Detaljerade PCR finns för byggprodukter generellt samt för en mängd olika specifika byggprodukter. Den senaste PCR:en för byggprodukter generellt är från juni 2025 (International EPD System, 2025). Allokering av utsläpp från avfall följer samma princip som EPD för fjärrvärme, som beskrivits ovan. Det innebär att miljöpåverkan från avfallshantering, inklusive förbränning, bärs av det avfallsgenererande produktsystemet fram till dess att avfallet uppnår end-of-waste-status. Systemgränsen mot efterföljande produktsystem sätts först när avfallet blivit ett användbart flöde med positivt marknadsvärde och uppfyller tekniska och legala krav, vilket innebär att utsläpp från avfallsförbränning inte ska allokeras till den energi som produceras så länge avfallet saknar end-of-waste-status.

5.3.2 Europeiska standarder för miljöprestanda hos byggprodukter och byggnader (EN 15804 och EN 15978)

Översikt och syfte

EN 15804 och EN 15978 utgör tillsammans centrala europeiska standarder för livscykelbaserad bedömning av miljöpåverkan från byggprodukter (EN 15804) respektive byggnader (EN 15978) (CEN, 2025). EN 15804 reglerar hur miljövarudeklarationer (EPD:er) för byggprodukter ska tas fram, medan EN 15978 anger hur miljöprestanda beräknas för hela byggnader över livscykeln. Båda standarderna syftar till att skapa en harmoniserad, transparent och jämförbar metodik och omfattar miljöpåverkan generellt, även om tillämpningen av exempelvis EN 15978 i EPBD i fokuserar på klimatpåverkan.

Relevans

Standarderna är relevanta eftersom de tillsammans utgör viktig metodgrund för klimat- och miljöberäkningar inom byggsektorn. EN 15804 säkerställer att miljödata för byggprodukter tas fram på ett enhetligt sätt i miljövarudeklarationer. Den bygger även på en internationell ISO-standard (ISO 21930). EN 15978 beskriver metodik för beräkning av byggnaders miljöprestanda under hela livscykeln. Den är särskilt relevant då EPBD ställer krav på att utgå från standarden[66] vid framtagande av utvecklade klimatdeklarationer för byggnaders hela livscykel (livscykel-GWP). Båda standarderna delar in byggnader i olika moduler och end-of-waste-kriterier avgör var utsläppsbördan ska bäras från förbränning av avfall som uppstår i livscykeln.

Innehåll av betydelse

Både EN 15804 och EN 15978 bygger på samma modulära livscykelstruktur (A–D), som härstammar från ramstandarden EN 15643 om hållbarhet för byggnadsverk, se Figur 5.2. Livscykeln delas in i byggnation (A1–A5), drift/användning (B1–B7), slutskede (C1–C4) samt nyttor och bördor utanför systemgränsen (D).

Under en byggprodukts eller byggnads livscykel uppstår avfall under byggnation, drift och rivning och om detta går till förbränning så styr standarden var utsläppen ska bäras. Standarden hänvisar till principen om att förorenaren betalar (”polluter pays principle”), där avfallets ursprungssystem ansvarar för miljöbördan fram till dess att end-of-waste-status uppnås.

[66] EPBD öppnar även för att använda nationella beräkningsmetoder om de uppfyller de så kallade Level(s)-kraven, dvs. ett frivilligt EU-ramverk för att mäta och rapportera byggnaders miljöprestanda. Level(s) hänvisar dock tillbaka till standard EN 15978, varför standarden är av avgörande betydelse.

A. BYGGSKEDE					B. ANVÄNDNINGSSKEDE							C. SLUTSKEDE				D
Produktskede			Bygg-produktion													
A1	A2	A3	A4	A5	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	C1	C2	C3	C4	D
Råvaruförsörjning	Transport produktskede	Tillverkning	Transportbyggproduktionsskede	Bygg- och installationsprocess	Användning	Underhåll	Reparation	Utbyte	Ombyggnad	Driftsenergi	Driftens vattenanvändning	Demontering, rivning	Transport	Restproduktsbehandling	Bortskaffning	Fördelar och belastningar utanför systemgränsen

Figur 5.2. Byggnadens livscykel enligt EN 15978. Svensk översättning.

Specifikt anges att **avfall som inte nått end-of-waste-status** betraktas som avfall och **miljöbördan ska bäras av det ursprungliga produktsystemet**. Rent praktiskt betyder detta att den byggprodukt eller byggnad som genererar avfallet ska bära miljöbördan från avfallsförbränning (i modul A om avfallet uppstår vid byggnation eller i modul C om avfallet uppstår vid rivning). **Avfall som når end-of-waste-status** blir dock ett sekundärt bränsle och **miljöbördan sker utanför byggproduktens eller byggnadens systemgräns**. Detta innebär att när avfallet upphört att vara avfall och blir ett sekundärt bränsle flyttar miljöbördan till det produktsystem som använder energin från förbränning av det sekundära bränslet.

Oavsett om avfallet uppnått end-of-waste-status eller inte så får det ursprungliga produktsystemet tillgodoräkna sig nyttan av förbränningen utanför systemgränsen i modul D, det vill säga nyttan av den energi som producerats och ersatt annan energi. Nyttan i modul D redovisas separat utanför systemgränsen och påverkar inte byggproduktens eller byggnadens livscykelutsläpp.

Ovan gäller alltså för avfall som genereras i byggfas (modul A) respektive rivningsfas (modul C). För avfallsförbränning är även modul B relevant, särskilt modul B6 som avser driftsenergi och ifall värmen till byggnaden är baserad på avfallsförbränning. Enligt EN 15978 ska klimatpåverkan från driftsenergi baseras på emissionsfaktorer för respektive energibärare. Emissionsfaktorerna ska inkludera uppströmsprocesser och vara fastställda utanför byggnadens LCA. Standarden anger alltså inte hur emissionsfaktorerna ska beräknas, men förutsätter att de tas fram med livscykelbaserad metodik. Detta skulle exempelvis kunna vara EPD:er för fjärrvärme (se avsnitt 5.3.1).

5.3.3 Product Environmental Footprint

Översikt och syfte

Product Environmental Footprint (PEF) är EU-kommissionens livscykelbaserade metodramverk för att beräkna och kommunicera en produkts samlade miljöpåverkan. Metodiken omfattar hela produktens livscykel – från råvaruutvinning och tillverkning till användning och slutlig avfallshantering – och syftar till att tillhandahålla harmoniserad, jämförbar och vetenskapligt robust miljöinformation. PEF har utvecklats som ett gemensamt metodunderlag för EU-policy och rekommenderas av EU-kommissionen för mätning och kommunikation av produkters miljöprestanda ur ett livscykelperspektiv (Europeiska kommissionen, 2021). PEF påminner om EPD genom att de båda är livscykelbaserade metoder för att beskriva produkters miljöpåverkan, men deras metodik skiljer sig något. PEF-metodiken är mer generell för alla produkter, medan EPD-metodiken bygger på produktspecifika regler (PCR) för olika sektorer. Även inom PEF-systemet pågår framtagandet av produktspecifika regler, PEFCR (JRC, 2022). Dock finns ännu ingen sådan för energi.

Relevans

PEF är relevant för uppdraget eftersom metodiken används och vidareutvecklas inom ramen för EU:s ekodesigndirektiv (Ecodesign for Sustainable Products Regulation, ESPR). Inom detta regelverk används PEF som grund för att ta fram produktkrav och informationskrav kopplade till miljöprestanda över livscykeln. Även om PEF primärt avser produkter, är metodiken principiellt nära besläktad med OEF (avsnitt 5.2.2) och bygger på samma grundläggande syn på systemgränser, allokering och cirkulära flöden.

Innehåll av betydelse

PEF använder, liksom OEF, den så kallade Circular Footprint Formula (CFF) för att hantera återvinning och energiåtervinning. För avfallsförbränning innebär detta att utsläpp och nyttor i normalfallet allokeras till det produktsystem som genererar avfallet, medan den producerade energin inte belastas med klimatbördan från förbränningen (B-faktorn sätts till 0 som standard, se avsnitt 5.2.2). Avfallsförbränning betraktas därmed metodmässigt som avfallsbehandling snarare än som produktion av ett bränsle eller en energiprodukt med egen klimatbörda, i linje med PEF-metodikens livscykelperspektiv (Europeiska kommissionen, 2021). Se även avsnitt 5.2.2 angående återvinningskrediter och hur metodiken för PEF och OEF kan påverka materialåtervinning.

5.4 Nationell praxis och branschöverenskommelser

5.4.1 Värmemarknadskommitténs överenskommelse om miljövärdering

Översikt och syfte

Värmemarknadskommittén (VMK) är ett samarbete mellan Fastighetsägarna, HSB, Hyresgästföreningen, Riksbyggen, Sveriges Allmännytta och Energiföretagen Sverige. De har en överenskommelse kring hur miljövärdering av energianvändning i fjärrvärmda fastigheter ska göras ur ett bokföringsperspektiv. Syftet är att ge en enhetlig och förutsägbar metod som kan användas av både fastighetsägare och fjärrvärmeleverantörer. Överenskommelsen bygger på konsensus; om en part lämnar avtalet upphör det att gälla. Den nuvarande versionen är från hösten 2024.

Relevans

VMK:s överenskommelse har hög relevans för detta uppdrag eftersom den i praktiken styr hur många fastighetsägare idag redovisar klimatpåverkan från fjärrvärme. Överenskommelsen anger att utsläppen från avfallsförbränning ska redovisas i fjärrvärmekundens scope 2.

Innehåll av betydelse

Enligt överenskommelsen ska miljövärdering följa GHG-protokollets scope-metodik. För utsläpp från avfallsförbränning innebär det att fjärrvärmekunder i nät med avfallsförbränning redovisar klimatpåverkan i scope 2. Energiföretagen Sverige tar årligen fram utsläppsdata (”Lokala miljövärden”) som kan användas av fjärrvärmekunden.

Överenskommelsen lämnar även rekommendation kring miljövärdering av utsläpp från fjärrvärmekundernas egen avfallsgenerering. Där uppmanas fastighetsägare att efterfråga utsläppsdata från avfallsentreprenören (för förbränning av det egna avfallet) och att redovisa detta separat utanför scope 3. VMK ska för detta ändamål tillhandahålla en nationell schablon för utsläpp från avfallsförbränning som kan användas av fastighetsägare. Fjärrvärmeleverantören uppmanas i sin tur att tillhandahålla utsläppsdata för behandlat avfall till avfallskunder, parallellt med klimatvärdet för levererad fjärrvärme. De ska vidare alltid redovisa hela skorstensutsläppet i nationell statistik och bära det ekonomiska ansvaret (EU ETS).

VMK konstaterar att det med avseende på utsläpp från förbränning av plastavfall är viktigt att ”*på sikt hitta en metod som leder till ändamålsenlig styrning och ökar möjligheten och viljan att påverka i rätt riktning*”. VMK refererar även till EPD-logiken för att skilja på avfall och bränsle och anger att klassningen avgörs av om avfallslämnaren betalar en mottagningsavgift eller får betalt. De anger vidare att fjärrvärmeföretag kan använda faktiska emissionsfaktorer för produktion och transport av bränslen (uppströmsutsläpp), förutsatt att deras värden är tredjepartsgranskade, till exempel enligt EPD-systemet. Däremot påverkas inte VMK:s angivna emissionsfaktor för förbränning av avfall av varken EPD-systemet eller klassningen mellan avfall och bränsle.

5.4.2 Branschorganisationen Sveriges Allmännyttas Klimatinitiativ

Översikt och syfte

Sveriges Allmännyttas Klimatinitiativ är ett frivilligt åtagande där allmännyttiga bostadsföretag gemensamt arbetar för att halvera sin klimatpåverkan till år 2035. Initiativet omfattar i dagsläget 193 företag. Syftet är att driva omställningen mot klimatsmarta byggnader, fossilfri drift och minskade avfallsmängder.

Relevans

Klimatinitiativet har nyligen uppdaterats och en central förändring är att utsläpp från avfallsförbränning från och med 2025 kommer att flyttas från scope 2 till scope 3. Det innebär att värmeanvändning från avfallsbaserad fjärrvärme inte längre ska belastas i scope 2-uppföljningen. Klimatinitiativet styr inte i första hand hur hållbarhetsredovisning ska göras utan fokuserar på uppföljning av mål för de allmännyttiga bostadsföretag som anslutit sig till initiativet. Det återstår att se i vilken utsträckning anslutna bostadsföretag framöver även kommer att ändra hur de hanterar utsläpp från fjärrvärme i sina hållbarhetsredovisningar. Det kommer att bli uppenbart tidigt under 2026 när de företagen släpper sina hållbarhetsrapporter för 2025. I en av intervjuerna med fastighetsbolag (se avsnitt 4) bekräftades att ett allmännyttigt bostadsföretag framöver kommer att komplettera dagens redovisning med redovisning där utsläppen från avfallsförbränning flyttas från scope 2 till scope 3.

Innehåll av betydelse

Klimatinitiativet anger tre huvudspår för att minska klimatpåverkan till 2035: 1) Bygga och renovera med låg klimatpåverkan, 2) Fossilbränslefri driftenergi och fordonsflotta samt 3) Minska mängden restavfall som går till förbränning.

Klimatinitiativet gör en tydlig distinktion mellan hur utsläpp från allmännyttiga företags avfallsgenerering ska följas upp kopplat till målen. Utsläpp i scope 2 ska inte omfatta utsläpp från avfallsförbränning, vilket innebär att klimatpåverkan från avfallsfraktionen i levererad fjärrvärme inte belastar energianvändningen i företagets scope 2-redovisning. I stället ska utsläppen i scope 3 omfatta utsläpp från restavfall som går till förbränning. Det innebär att utsläpp kopplade till fastighetsbolagets eget restavfall flyttas till scope 3 kategori 5 (waste generated in operations).

Bakgrunden till ovan är att fastighetsbolagen ska fokusera på åtgärder som de har rådighet över. Kopplat till förbränning av plastavfall anses redovisning i scope 3 innebära högre incitament och rådighet till förändring än redovisning i scope 2. Vidare motiveras förändringen med att utsläppen snarare speglar avfallsgenerering än uppvärmning, och att en sådan flytt också ”demokratiserar” utsläppsredovisningen – i dag bär ett fåtal fastighetsbolag utsläppen från många kommuner genom att de råkar ligga i fjärrvärmesystem med avfallsförbränning.

Vid kontakt med Sveriges Allmännytta betonar de samtidigt utmaningen med datakvalitet och behovet av bättre metoder för att mäta klimatpåverkan av sortering och materialflöden. I deras modell ska fjärrvärmens scope 2 avgränsas till utsläpp från fossila bränslen (exklusive avfall), och avfall inkluderas enbart i scope 3.13. De är också tydliga med att market-based-metoder inte kommer att godtas.

Klimatinitiativet fastställer som sagt mål för allmännyttan och ger inte anvisningar för framtida hållbarhetsredovisning. Det är ännu oklart om förändringen från 2025 även kommer att påverka hur allmännyttiga bostadsbolag framöver redovisar utsläpp från avfallsförbränning i sin hållbarhetsrapportering.

5.4.3 Branschorganisationen Fastighetsägarnas vägledning om scope 1–3

Översikt och syfte

Fastighetsägarna har i december 2025 tagit fram en vägledning för rapportering av utsläpp i scope 1–3 enligt GHGP (Fastighetsägarna Sverige, 2025). Syftet är att skapa tydlighet och undvika dubbelräkning.

Relevans

Vägledningen är relevant för detta uppdrag eftersom den sannolikt kommer att utgöra branschstandard för hur Fastighetsägarnas medlemmar kommer att redovisa klimatpåverkan från fjärrvärme.

Innehåll av betydelse

Vägledningen klargör hur fastighetsföretag ska hantera utsläpp från energi, transporter, material och avfall, och innehåller särskilda avsnitt om fjärrvärme samt utsläpp kopplade till avfallsförbränning.

Vägledningen beskriver att fjärrvärmekunden ska redovisa utsläpp från avfallsförbränning som används för att producera fjärrvärme i **scope 2**. Detta motiveras med att det följer GHGP och VMK:s överenskommelse. I vägledningen står också att GHGP inte är kompatibelt med LCA-metodik (som exempelvis EPD-systemet grundar sig på). Samtidigt nämns på flera ställen EPD:er för el som möjligt underlag för utsläpp från inköpt el.

Vägledningen omfattar även avfallshantering i **scope 3**. Den betonar att utsläpp från avfallsbehandling och hyresgästers avfall ska redovisas av fastighetsägaren, men separat utanför scope 3 för att undvika dubbelräkning, även om GHGP tillåter att endast behandlingsledet redovisas.

6 Avfallsförbränning och spillvärme

Hur avfallsförbränning och den värme som uppstår vid förbränningen klassificeras varierar mellan olika EU-direktiv, nationella regelverk och styrmedel. Skillnaderna bottnar i att regelverken har olika syften: vissa är inriktade på miljöskydd och tillståndsprövning, andra på energieffektivisering, förnybar energi eller utsläppshandel. Definitionerna får dock betydande konsekvenser för hur energi från avfallsförbränning betraktas – som avfallsbehandling, energiproduktion eller spillvärme – och därmed för hur utsläpp ska redovisas, allokeras och styras. Nedan sammanfattas olika definitioner, som i vissa fall även fördjupas i avsnitt 5.

Industriutsläppsdirektivet (IED) utgör den grundläggande rättsliga referensen för hur förbränningsanläggningar som hanterar avfall ska klassificeras inom EU. IED skiljer mellan två typer av anläggningar, där syftet är avgörande. Den ena är *avfallsförbränningsanläggning* vars huvudsakliga ändamål är att behandla och destruera avfall genom förbränning. Energiåtervinning kan ske, men är underordnad huvudsyftet. Den andra är *samförbränningsanläggning* vars huvudsakliga ändamål är att producera energi eller materiella produkter, där avfall används som bränsle eller tillskottsbränsle. Bedömningen av anläggningens huvudsakliga ändamål ska enligt EU-rättslig praxis göras utifrån objektiva kriterier, såsom förhållandet mellan producerad energi eller materiella produkter och den mängd avfall som förbränns, samt produktionens stabilitet och kontinuitet. Klassificeringen enligt IED kan indirekt påverka om värmen från processen betraktas som spillvärme eller inte i andra regelverk.

I svensk rätt tillämpas även **Förordningen (2013:253) om förbränning av avfall (FFA)**. FFA har i vissa avseenden en bredare definition av avfallsförbränningsanläggning än enligt IED. Detta innebär att anläggningar som enligt IED:s definitioner skulle kunna klassificeras som samförbränningsanläggningar i stället kan omfattas av reglerna för avfallsförbränning enligt FFA. Klassificeringen har betydelse för svensk tillståndsprövning där miljökrav kan ställas oberoende av hur anläggningen klassificeras enligt IED.

Förnybartdirektivet (RED III) definierar spillvärme i artikel 2(9) som oundviklig värme eller kyla som uppstår som en biprodukt i industri- eller kraftproduktionsanläggningar och som annars skulle gå förlorad om den inte nyttiggörs i ett fjärrvärme- eller fjärrkylsystem. Enligt en vägledning från EU-kommissionen är anläggningens huvudsyfte avgörande för om värmen kan betraktas som spillvärme. Här hänvisas till IED. Om värmeproduktionen inte är huvudsyftet, utan en biprodukt av en annan verksamhet, kan värmen klassas som spillvärme. Detta innebär dock inte att värme från avfallsförbränningsanläggningar i fjärrvärmesektorn kan klassas som spillvärme. Energimyndigheten förtydligar att endast värme från anläggningar där syftet är avfallsdestruktion kan räknas som spillvärme, vilket inte är fallet

i svenska värme- och kraftvärmeanläggningar. Däremot räknas värmen från den förnybara andelen av avfallet som förnybar och används för att uppfylla Sveriges mål enligt RED.

Kopplat till RED är även ursprungsgarantier för värme relevant. Det är tydligt att biogena avfallsfraktioner räknas som förnybar energi. Däremot är det inte tydligt vad spillvärme eller fossila avfallsfraktioner ska räknas till. **Fossila energikällor** definieras som varken ”*förnybara eller kärnkraft, som kol, olja och naturgas*”. **Övrig energi** definieras som energi ”*från någon annan energikälla än fossila energikällor, förnybara energikällor, kärnkraft eller torvförbränning*”.

I **Energieffektiviseringsdirektivet (EED)** ges en delvis annan ingång. I en bilaga listas anläggningstyper som producerar spillvärme. Avfallsförbränningsanläggningar inkluderas uttryckligen i den listan, vilket innebär att avfallsförbränning, oavsett vidare klassificering, kan betraktas som en källa till spillvärme i EED:s kontext. Samtidigt uppstår en tolkningsmässig oklarhet genom EU-kommissionens vägledning till artikel 26 i EED, där det anges att definitionen av spillvärme ska följa RED artikel 2(9), se ovan. Därmed återförs bedömningen till frågan om anläggningens syfte enligt IED. Resultatet är att EED på ett övergripande plan inkluderar avfallsförbränning som spillvärmekälla, men att den operativa tolkningen i praktiken måste harmoniseras med RED och IED. Samtidigt anges i samma vägledning att utsläpp från spillvärme ska räknas som nollutsläpp kopplat till EED.

I Sverige har **Naturvårdsverket** infört begreppet ”avfallsenergianläggning” som en särskild nationell kategori. Denna kategori infördes inte för att ändra anläggningens tekniska funktion, utan för att möjliggöra att avfallsförbränning skulle kunna omfattas av **utsläppshandeln (EU ETS)** inom ramen för svensk tillämpning. Begreppet saknar direkt motsvarighet i EU ETS. Inom EU ETS har avfallsförbränning historiskt hanterats olika mellan medlemsstater. Det diskuteras att införa ytterligare definition av avfallsförbränning framöver inom EU ETS.

EU-direktivet om byggnaders energiprestanda (EPBD) och tillhörande standard (EN 15978) definierar inte spillvärme, utan behandlar den som tillförd energi vars klimatpåverkan fastställs genom andra standarder, såsom EPD/PCR eller livscykelberäkningar enligt ISO 14040/44. Spillvärme betraktas enligt EPD/PCR för energi normalt som restprodukt men som får bära vissa uppströmsutsläpp. Vid avfallsförbränning (se även avsnitt 5.3.1) styr end-of-waste-kriterier om miljöbördan allokeras till avfallssystemet eller energin.

Sammantaget varierar definitionerna av avfallsförbränning och spillvärme beroende på regelverkens syfte. Avfallsförbränning kan samtidigt räknas som avfallsbehandling enligt miljörätten, utgöra en källa till spillvärme enligt EED, delvis räknas mot mål om förnybar energi enligt RED (den förnybara andelen av avfallet) och vara en utsläppskälla inom utsläppshandeln (i Sverige och ytterligare några medlemsländer). Klassificeringen av avfallsförbränning och den värme som uppstår är alltså regelverksberoende snarare än tekniskt entydig.

IED kan här tyckas ha en central roll som EU-rättlig tolkningsram. Detta eftersom anläggningens huvudsyfte – avfallsbehandling eller energi-produktion – enligt direktivet ligger till grund för om värmen kan betraktas som spillvärme i andra EU-direktiv. I svensk rätt tillämpas dock även nationella bestämmelser, särskilt förordningen om förbränning av avfall (FFA), vilket innebär att klassificeringen enligt svensk miljörätt inte alltid sammanfaller med den EU-rättsliga klassificeringen enligt IED.

7 Diskussion

Baserat på genomgången av regelverk och standarder i denna rapport diskuteras nedan hur redovisningen kan utvecklas inom gällande regelverk. I uppdraget har vi identifierat tänkbara öppningar kopplat till flexibilitet inom CSRD, flexibilitet och kommande revidering av GHGP (se avsnitt 7.1) samt potentiell harmonisering med klimatberäkningar för produkter (se avsnitt 7.2). Då Energimyndighetens regeringsuppdrag bland annat syftar till att skapa incitament att minska fossilt avfall för de som har störst rådighet, avslutas kapitlet med en sådan diskussion (se avsnitt 7.3).

7.1 Regelverkens handlingsutrymme – hur långt sträcker sig flexibiliteten?

Företags klimatberäkningar på organisationsnivå styrs idag av såväl regelverk, frivilliga standarder som svensk branschpraxis. Hur dessa tillämpas påverkar hur utsläpp kopplade till köpt energi synliggörs och fördelas mellan aktörer.

7.1.1 CSRD:s metodflexibilitet – handlingsutrymme eller ökad tolkningsbörda?

EU:s hållbarhetsrapporteringsdirektiv CSRD, med tillhörande standard ESRS E1, anger Greenhouse Gas Protocol (GHGP) som huvudreferens för redovisning av växthusgasutsläpp. Samtidigt öppnar ESRS E1 uttryckligen för att företag även kan beakta ISO 14064 eller EU-kommissionens rekommendation om Organisation Environmental Footprint (OEF). Detta innebär att CSRD inte låser företagen till en enskild metodik, utan ger ett visst metodmässigt handlingsutrymme.

Denna flexibilitet kan ses som en styrka, eftersom den möjliggör anpassning till olika verksamheters förutsättningar. Samtidigt innebär den också en potentiell utmaning. Om olika företag väljer olika ramverk för att redovisa utsläpp från samma typ av energibärare, kan jämförbarheten mellan företags hållbarhetsredovisningar minska. Detta gäller särskilt för fjärrvärme från avfallsförbränning, där olika metodval kan leda till principiellt olika resultat.

7.1.2 Val av metod som styrsignal – bokföring eller incitamentsstyrning?

CSRD:s metodflexibilitet aktualiserar en grundläggande fråga: ska hållbarhetsredovisningen i första hand spegla en bokföringsmässig fördelning av utsläpp, eller ska den utformas för att skapa incitament i linje med rådighets- och ansvarsfördelning i värdekedjan? GHGP:s nuvarande rekommendationer leder i praktiken till att utsläpp från avfallsförbränning synliggörs hos vissa fjärrvärmekunder, medan livscykelbaserade metoder för organisationers miljöpåverkan, såsom OEF, i stället allokerar utsläppen till det avfallsgenererande systemet. Båda angreppssätten är alltså förenliga med olika standarder som tillåts av CSRD, men som svarar mot olika syften.

Flexibiliteten i CSRD innebär därmed inte att frågan om redovisning av utsläpp från avfallsbaserad fjärrvärme är löst, utan snarare att ansvaret för metodval i större utsträckning flyttas till företagen – och ytterst till deras revisorer. Detta ställer höga krav på transparens och tydlig motivering av metodval. Samtidigt öppnar det för att företag och branscher, inom ramen för gällande regelverk, kan utveckla redovisningslösningar som bättre speglar faktiska styrmöjligheter och incitament i avfallssystemet.

7.1.3 GHGP och avfallshantering – är end-of-life likställt med end-of-waste?

I GHGPs metodik för avfallsbehandling lyfts att alla end-of-life-processer bör ingå när företag använder sig av den så kallade avfallsspecifika metoden (se avsnitt 5.2.1). Profu tolkar detta som att de avser end-of-waste. När GHGP sedan väljer att rekommendera att redovisa utsläpp i scope 2 vid avfallsförbränning med energiåtervinning så motiveras det främst med att det annars riskerar bli dubbelräkning. Det motiveras inte med en gränsdragning baserat på end-of-waste. Med andra ord är det, enligt Profus tolkning, inte explicit fastställt vad GHGP anser vara end-of-life kopplat till energiåtervinning av avfall.

I och med att GHGP just nu reviderar sina standarder och vägledningar och uttryckligen angett att en teknisk vägledning för hur utsläpp från avfallsförbränning ska hanteras gör Profu tolkningen att de är medvetna om dagens otydlighet. Revideringsprocessen förväntas dock inte vara färdig förrän tidigast fjärde kvartalet år 2027 och under tiden gäller de befintliga dokumenten inom GHGP.

7.1.4 GHGP:s logik för avfallsförbränning – är den utformad för elproduktion?

GHGP:s metodik för hantering och allokering av utsläpp från avfallsförbränning förefaller i stor utsträckning vara utvecklad med elproduktion som utgångspunkt. I de relevanta avsnitten i GHGP:s vägledning om scope 2-utsläpp behandlas avfallsförbränning främst i relation till elproduktion. Det exempel som specifikt lyfts i GHGP är att avfall som skickas till en förbränningsanläggning för elproduktion ger fossila utsläpp, som ska redovisas i scope 2 för alla som köper el (lägesbaserad metod). I Sverige och i Norden är dock avfallsförbränningsanläggningar i princip uteslutande kraftvärme- eller värmeanläggningar. I GHGP:s vägledningar berörs värme endast översiktligt och fjärrvärme behandlas i praktiken inte alls.

Detta innebär att tillämpningen av GHGP på avfallsbaserad fjärrvärme i hög grad bygger på analogier från elproduktion i större regionala elsystem (t.ex. Sverige, Norden eller Nordeuropa), snarare än på metodik som explicit är anpassad för lokala fjärrvärmesystem. För el fördelas alltså utsläpp från några få avfallsförbränningsanläggningar över alla elanvändare i ett stort elnät. För fjärrvärme samlas däremot utsläppen från avfallsförbränning – som härrör från ett omfattande geografiskt upptagningsområde – hos kunderna i de enskilda lokala fjärrvärmenät där avfallsförbränning ingår i produktionsmixen. Det innebär att metodval och allokeringsprinciper får konsekvenser som GHGP troligen inte varit utformad för att hantera.

Även här kan revideringen av GHGP:s standarder och vägledningar komma att ge förtydliganden i förhållande till värmeproduktion från avfallsförbränning.

7.1.5 Svensk branschpraxis som norm – vem sätter spelreglerna i praktiken?

Utöver CSRD och dess tillåtna standarder, bör även den faktiska tillämpningen i Sverige beaktas. I praktiken är det idag i stor utsträckning svensk branschpraxis, främst genom Värmemarknadskommitténs (VMK) överenskommelse om miljövärdering av fjärrvärme, som styr hur klimatpåverkan från fjärrvärme redovisas och kommuniceras. VMK:s överenskommelse bygger i stor utsträckning på GHGP:s och innebär att utsläpp från avfallsförbränning belastar värmekunder, i fjärrvärmesystem med avfallsförbränning, i deras redovisning av köpt energi.

Samtidigt pågår en utveckling inom Sveriges Allmännytta som kan påverka framtida redovisningspraxis. Inom Allmännyttans klimatinitiativ har man flyttat utsläpp från avfallsförbränning från scope 2 till scope 3. Klimatinitiativet fokuserar på uppföljning av klimatmål och är inte i första hand utformat för hållbarhetsredovisning. I dialog med Sveriges Allmännytta samt i intervjuer inom detta uppdrag framgår dock att allmännyttiga bostadsbolag i ökad utsträckning överväger att även i hållbarhetsredovisningen allokera utsläppen till scope 3, alternativt att redovisa båda varianterna parallellt. En sådan utveckling kan på sikt bidra till att utmana eller komplettera etablerad branschpraxis. Hur redovisningen i praktiken kommer att tillämpas blir tydligare när de första hållbarhetsrapporterna för 2025 publiceras.

Även om CSRD och tillhörande standarder medger ett visst metodmässigt handlingsutrymme, påverkas fastighetsföretagens faktiska redovisning alltså i stor utsträckning även av etablerade branschöverenskommelser. En förändring av hur utsläpp från avfallsbaserad fjärrvärme redovisas i praktiken förutsätter därför inte enbart tolkningsutrymme i EU-regelverk, utan möjligen även utveckling av nationell branschpraxis. I detta sammanhang skulle en myndighetsrekommendation kring hur utsläpp från avfallsbaserad fjärrvärme bör redovisas – exempelvis med utgångspunkt i rådighet och incitament – kunna väga tungt. En myndighetsvägledning skulle kunna fungera som en brygga mellan EU-regelverkens metodmässiga flexibilitet och den praktiska tillämpning som idag styrs av nationell praxis.

7.2 Är det möjligt att harmonisera organisationers redovisning med produkters klimatpåverkan?

Bygg- och fastighetssektorn omfattas även av regelverk och standarder för klimatberäkning av byggnader och byggprodukter. Dessa skiljer sig i syfte och systemavgränsning från organisationers hållbarhetsredovisning som görs enligt svensk branschpraxis. Metodiken för allokering av utsläpp från avfallshantering bygger på en helt annan logik och ger helt andra resultat.

7.2.1 Samma fjärrvärme, olika klimatpåverkan – är det rimligt?

De utökade klimatdeklarationer (livscykel-GWP) som införs för nya byggnader ska enligt EPBD bygga på standarden EN 15978[67]. Det innebär att end-of-waste-kriterier avgör hur utsläpp från avfallsförbränning ska allokeras, vilket skiljer sig från scope-logiken enligt GHGP och dagens svenska branschpraxis. Klimatpåverkan från avfallsbaserad fjärrvärme ska alltså beräknas på ett sätt när bygg- och fastighetsföretag så småningom ska beräkna livscykel-GWP och på ett annat sätt när samma företag ska göra sin hållbarhetsredovisning enligt dagens svenska branschpraxis.

Samma fjärrvärmeleverans tilldelas således olika klimatpåverkan beroende på om den värderas inom ramen för en byggnads klimatdeklaration eller i ett fastighetsbolags hållbarhetsredovisning. Medan byggnadsregelverken syftar till jämförbarhet mellan byggnader och till att stödja energieffektiva och klimatoptimerade byggnadsval, är företagsredovisningen enligt dagens svenska branschpraxis i större utsträckning inriktad på att synliggöra utsläpp kopplade till inköpt energi och organisatoriskt ansvar. Dessa olika syften leder till olika sätt att hantera samma utsläpp.

Ur ett styrperspektiv finns därmed en risk för motstridiga signaler. Ett livscykelbaserat byggnadsperspektiv kan, beroende på val av emissionsfaktorer, ge en relativt gynnsam bild av fjärrvärme från avfallsförbränning, medan företagsredovisningen enligt rådande praxis kan visa en högre klimatbelastning för samma energianvändning. Detta kan påverka hur fastighetsägare prioriterar mellan olika värmelösningar, även om deras faktiska möjlighet att påverka exempelvis avfallets sammansättning är begränsad.

7.2.2 Finns det formella hinder för en harmonisering av metodiken för organisationers och produkters klimatpåverkan?

Parallell tillämpning av olika ramverk aktualiserar frågan om och i så fall i vilken utsträckning klimatvärdering bör och kan harmoniseras mellan produkt- och organisationsnivå? Skillnaderna riskerar att skapa osäkerhet för aktörer som omfattas av båda systemen. Det gäller inte minst när resultaten används som underlag för strategiska beslut om uppvärmningslösningar, investeringar och kommunikation av klimatprestanda.

I denna studie har vi inte helt kunna klargöra om det finns formella hinder mot att utgå från end-of-waste-kriterier som underlag i hållbarhetsredovisning, utöver att de bygger på en annan metodik än den som idag rekommenderas av GHGP (som ju utgör huvudreferens till CSRD och i stor utsträckning avspeglas i dagens branschpraxis genom VMK:s överenskommelse om miljövärdering). Eftersom GHGP medger viss flexibilitet

[67] Det bör i sammanhanget tilläggas att Boverket ännu inte redovisat sitt regeringsuppdrag om hur beräkningen av livscykel-GWP ska göras i Sverige. Texten ovan är alltså baserad på vad som fastställs i EPBD.

i redovisningen kan det kanske vara möjligt att utgå från end-of-waste-kriterier, förutsatt att GHGP:s grundprinciper följs (relevans, fullständighet, konsistens, transparens och korrekthet). Det innebär till exempel att metodval, antaganden och systemgränser skulle behöva redovisas öppet och att alla relevanta utsläpp inkluderas. Exempelvis kan vissa utsläpp, som nu skulle redovisas i scope 2, i stället behöva redovisas under scope 3.

Det står inte heller klart om det föreligger formella hinder för användning av EPD:er för fjärrvärme i hållbarhetsredovisning, utöver att de bygger på olika metoder. Som nämnts används EPD:er redan idag i viss mån som underlag för hållbarhetsredovisning inom exempelvis byggprodukter och elproduktion, medan motsvarande användning för fjärrvärme verkar mer omstridd. Det är därför relevant att analysera om, och i så fall varför, EPD:er accepteras i vissa sammanhang men inte i andra. I samtliga fall skulle givetvis förutsättas att GHGP:s grundprinciper efterlevs. Användning av EPD:er skulle till exempel behöva åtföljas av tydliga antaganden och det behöver säkerställas att inga utsläpp riskerar att falla mellan stolarna. En förflyttning att redovisa utsläpp från avfallsförbränning i scope 3 istället för scope 2 åtföljt av tydlig motivering skulle kunna vara en lösning.

I slutändan bör det vara upp till företagens revisorer att bedöma om hållbarhetsrapporteringen följer lagkraven enligt ÅRL som för stora företag är i linje med CSRD.

7.3 Hur kan redovisningen skapa incitament?

Det framgår av Energimyndighetens regeringsuppdrag att det ska syfta till att skapa incitament att minska det fossila avfallet för de som har störst möjlighet att påverka dess uppkomst. Det är därför relevant att ställa frågan hur en metod för miljövärdering av fjärrvärme kan utvecklas för att skapa incitament för minskade utsläpp.

I avsnitt 2.2 beskrivs kriterier för en miljövärderingsmetod som styr mot minskade utsläpp och konstateras att metoden bör **vara praktiskt användbar**, **styra mot faktiska miljöförbättringar** samt **vara baserad på robust metodik**. Nedan diskuteras dessa tre kriterier i relation till dagens praxis och en tänkbar harmonisering mellan hållbarhetsredovisning och produktmetodik enligt EPD/EN 15978. Som jämförelse analyseras även Sveriges Allmännyttas beslut att i klimatinitiativet flytta utsläpp från avfallsförbränning till scope 3. De bedömningar som görs av hur väl de olika metoderna lever upp till kriterierna är gjorda av Profus projektgrupp.

7.3.1 Dagens praxis för hållbarhetsredovisning

Dagens hållbarhetsredovisning bygger i stor utsträckning på GHG-protokollet och, för fastighetsbolag, på Värmemarknadskommitténs överenskommelse. Utsläpp från avfallsförbränning redovisas i regel i fjärrvärmekundens scope 2. Metoden bygger på internationellt vedertagen standard (GHGP) samt branschpraxis (VMK) och Profu bedömer därför att den har **hög praktisk användbarhet**. Samtidigt ger den fastighetsägare

begränsad möjlighet att påverka utsläppen. Fjärrvärmekunder i nät med avfallsförbränning belastas med utsläpp från avfall som genereras av andra aktörer, medan incitamenten att minska plast till förbränning är svaga **(svag styrning mot miljöförbättring)** – särskilt för kunder i nät utan avfallsförbränning. Redovisningen styr därmed främst mot minskad fjärrvärmeanvändning snarare än minskade avfallsutsläpp, och kan leda till att fjärrvärme väljs bort utan att utsläppen från avfallshantering minskar. Metoden bygger på internationellt vedertagen och brett använd standard (GHGP) med **hög robusthet**.

7.3.2 Öppningar att använda OEF/PEF enligt CSRD

CSRD medger att företag, utöver GHGP, kan använda livscykelbaserade ramverk såsom OEF och PEF i sin hållbarhetsredovisning. Dessa metoder innebär att klimatpåverkan från avfallsförbränning i huvudsak allokeras till det avfallsgenererande systemet snarare än till energianvändaren.

OEF/PEF har **potential att skapa incitament för faktiska miljöförbättringar**, genom att tydligare koppla klimatpåverkan till materialval och avfallsgenerering, men det finns en osäkerhet beträffande hur väl metodiken styr rätt enligt avfallshierarkin. Den **praktiska användbarheten bedöms begränsad**, eftersom OEF/PEF ännu saknar etablerad praxis och tydliga branschspecifika vägledningar.

Metodiken bedöms **relativt robust** då den bygger på LCA och EU-gemensamma riktlinjer, men tillämpningen inom företagsredovisning är ännu omogen. Sammantaget bedöms OEF/PEF i nuläget främst fungera som ett kompletterande eller parallellt perspektiv snarare än som ersättning för dagens praxis.

7.3.3 Öppningar att använda ISO 14064 enligt CSRD

ISO 14064 är ett internationellt standardiserat ramverk för kvantifiering och rapportering av växthusgasutsläpp på organisationsnivå. Standarden ger relativt stort tolkningsutrymme när det gäller systemgränser och allokering av utsläpp, inklusive utsläpp kopplade till avfallsförbränning.

Företag som följer standarden kan i stor utsträckning själva definiera sina systemgränser och allokeringsprinciper. Det är därför **svårt att generalisera metodens styrning mot miljöförbättring**. Standarden bedöms däremot ha **hög praktisk användbarhet**, då den är väl etablerad, internationellt accepterad och ofta används i verifierad klimatrapportering. Det pågår även ett arbete att synkronisera ISO-standarden med GHGP, vilket skulle öka användbarheten.

Metodiken bygger på vedertagna principer för växthusgasredovisning och kan därmed betraktas som **robust**. Samtidigt innebär standardens flexibilitet att jämförbarheten mellan aktörer kan bli begränsad.

7.3.4 Produktmetodik (enligt EN 15978/EPD)

Livscykelbaserade metoder som EPD-systemet samt EN 15978 används idag för att beräkna klimatpåverkan för olika produkter (EPD) samt för byggnader (EN 15978). Det finns exempelvis en mängd produktspecifika regler för byggprodukter och EPD:er för byggprodukter används ibland av bygg- och fastighetsföretag som underlag för hållbarhetsrapportering. Även EPD:er för elproduktion används inom hållbarhetsrapportering.

Vissa fjärrvärmeföretag har tagit fram EPD:er för sin fjärrvärmeproduktion. I EPD-systemet och i EN 15978 (som EPBD hänvisar till) avgör end-of-waste-kriterier var i kedjan utsläpp från avfallsförbränning ska bäras. Denna metod bedömer vi också ha **hög praktisk användbarhet** då den bygger på internationellt vedertagna standarder och i viss mån på lagkrav (klimatdeklarationer för byggnader kopplat till EPBD). Kopplat till organisationers hållbarhetsredovisning finns dock svagheten att metoden bygger på en annan logik (livscykelmetodik och ej scope-logik), vilket samtidigt **sänker den praktiska användbarheten**. Livscykelmetodik för produkter enligt EN 15978 och EPD-systemet, bygger på principen om att förorenaren betalar (PPP). Själva grunden för metodiken är alltså att den som orsakar utsläppen ska bära dem, vilket innebär **hög styrning mot miljöförbättring**. De livscykelbaserade ramverken bygger tydligt på **robust metodik** genom etablerad LCA-metodik i standarder och i viss mån även i lagstiftning (för byggnader).

7.3.5 Jämförelse med Sveriges Allmännyttas Klimatinitiativ

I Sveriges Allmännyttas uppdaterade Klimatinitiativ med mål till 2035 flyttas utsläpp från avfallsförbränning i måluppföljningen från scope 2 till scope 3, där fokus ligger på utsläpp från fastighetsägarens avfallsgenerering. Metodiken bedömer vi i sitt initiala skede har lägre praktisk användbarhet, då ökad mätning och datainsamling kommer att krävas för beräkning av utsläpp i scope 3. Metoden bedöms **på sikt få hög praktisk användbarhet,** när den är etablerad och data och schabloner finns tillgängliga. Den ändrade redovisningen tydliggör kopplingen mellan fastighetsägarens avfallsarbete och klimatpåverkan, och ger **hög styrning mot miljöförbättring** genom att skapa incitament för ökad utsortering och återvinning. Metodiken bygger i huvudsak på GHGP, men avviker från GHGP i sin redovisning av utsläpp från avfallsförbränning. Givet GHGP:s flexibilitet kan även denna bedömas som en **robust metodik**, om än något svagare än metodiker som fullt ut följer GHGP:s praxis.

8 Slutsatser

I detta avsnitt sammanfattas slutsatserna från detta uppdrag.

8.1 Redovisning av utsläpp från avfallsförbränning idag

Idag redovisas utsläpp från avfallsförbränning i princip uteslutande i scope 2.

Dagens redovisning baseras i stor utsträckning på nationell praxis och VMK:s överenskommelse om miljövärdering. Den utgår från GHG-protokollet och innebär att utsläppen redovisas i fjärrvärmekundens scope 2. Vissa fastighetsägare redovisar utöver detta även utsläpp från den egna verksamhetens avfallsgenerering i scope 3 eller utanför scope 3.

Behov av utvecklad styrning är redan identifierat inom branschen.

VMK konstaterar i sin överenskommelse om miljövärdering att nuvarande metodik inte ger tillräckliga drivkrafter att minska den fossila andelen i avfallet och pekar på behovet av mer ändamålsenlig styrning. Samtidigt hänvisar VMK till EPD-logik för att skilja mellan avfall och bränsle, men tar det inte vidare till att utgå från EPD-logik för redovisningen av utsläpp från avfallsförbränning.

Sveriges Allmännytta har i sitt klimatinitiativ valt att flytta utsläpp från avfallsförbränning till scope 3.

I Sveriges Allmännyttas uppdaterade klimatinitiativ, som sätter och följer upp klimatmål för anslutna bostadsföretag (193 stycken) till 2035, har man valt att flytta utsläppen från avfallsförbränning från scope 2 till scope 3 (baserat på avfallsgenerering i den egna verksamheten). Motivet för detta är att skicka tydligare signaler om vilka åtgärder de anslutna företagen har rådighet över att vidta för att minska utsläppen från avfallshantering.

8.2 Utveckling av redovisningen inom gällande regelverk

Det finns öppningar att, inom gällande regelverk, utveckla dagens hållbarhetsredovisning av utsläpp från avfallsförbränning.

Befintlig flexibilitet inom CSRD respektive GHGP skapar redan idag möjligheter att utveckla hållbarhetsredovisningen. Utöver detta kan ytterligare handlingsutrymme skapas i och med den framtida revideringen av GHGP, men det beror förstås på utfallet av den processen. Relaterade slutsatser:

- **CSRD/ESRS E1 ger viss metodmässig flexibilitet.**
  GHGP är huvudreferens enligt CSRD och måste beaktas. Samtidigt öppnas för att beakta de alternativa ramverken ISO 14064-1 och OEF/PEF. Detta skapar utrymme för olika sätt att metodmässigt hantera utsläpp från avfallsförbränning, så länge valda principer redovisas transparent.

- **GHGP styr mot dagens scope 2-praxis men flexibilitet finns.**
  GHGP:s vägledning rekommenderar att utsläpp från avfallsförbränning bör redovisas i scope 2 för de som köper energi från samma anläggning som de lämnar sitt avfall till för att undvika dubbelräkning. Samtidigt anges inom GHGP att det är viktigt att företag gör avvägningar så att deras redovisning speglar företagets affärsmål. Det finns därmed utrymme att utveckla tillämpningen utan att bryta mot GHGP:s principer i väntan på att revideringsarbetet av GHGP har färdigställts. I Sverige följer dock många fastighetsbolag svensk branschpraxis enligt VMK:s överenskommelse om miljövärdering.

- **ISO 14064 kräver tydligare metodval.**
  Standarden är accepterad inom ESRS E1 men saknar specifika regler för allokering av utsläpp från avfallsförbränning. Detta innebär att alternativa redovisningslösningar är möjliga, men att kraven på transparens och motivering ökar när man redovisar på alternativa sätt.

- **OEF/PEF visar att en alternativ allokeringslogik redan accepteras inom EU.**
  OEF/PEF accepteras som alternativ metodik inom CSRD. Inom OEF bär energin från avfallsförbränning som standard inga utsläpp, utan allokeras i stället till det avfallsgenererande systemet. Detta visar att det finns ett etablerat, EU-rekommenderat ramverk där utsläppen inte belastar fjärrvärmekunden. Profu bedömer dock metoden som svårare att arbeta med rent praktiskt då den ännu inte har välutvecklade branschregler.

- **Företagens revisorer avgör om hållbarhetsrapporteringen följer lagkraven**.
  Oavsett hur hållbarhetsrapporteringen görs bör det i slutändan vara upp till företagens revisorer att bedöma om den följer lagkraven enligt ÅRL. Detta gäller särskilt för företag som träffas av CSRD.

Oklart om harmonisering av klimatberäkningar för organisationer respektive produkter är möjlig.

En ökad harmonisering mellan klimatberäkningar i hållbarhetsredovisning och produktrelaterade klimatberäkningar, främst inom bygg- och fastighetssektorn, skulle kunna skapa öppningar för förändrad hållbarhetsredovisning. Metodiken för produkters klimatpåverkan bygger på en annan logik och det är därför inte helt tydligt om det finns formella hinder för en harmonisering. Flexibiliteten inom GHGP talar för att det kunde vara möjligt förutsatt att grundprinciperna om relevans, fullständighet, konsistens, transparens och korrekthet följs. Relaterade slutsatser:

- **EPD:er används redan idag i viss mån som underlag för hållbarhetsrapportering.**
  Detta gäller bland annat för byggprodukter, uppströms utsläpp från elproduktion samt som ett av flera underlag för platsbaserade utsläpp från nordisk elmix. EPD:er för fjärrvärme används dock inte, men har gemensamma produktspecifika regler (PCR) som el. EPD:er bygger på end-of-waste-logik och det är inte helt tydligt om det finns andra

hinder än metodskillnader för att utgå från end-of-waste-logiken för hållbarhetsredovisning. Det skulle t.ex. kunna öppna för att använda EPD:er för fjärrvärme i hållbarhetsredovisning. Det finns också behov att klargöra varför EPD:er kan användas i vissa fall (t.ex. byggprodukter och el) men inte i andra (t.ex. fjärrvärme).

- **Livscykelstandarder i byggsektorn utgår från principen om att förorenaren betalar (PPP) och end-of-waste-logik.**
  EN 15804, EN 15978 och EPD-systemet tillämpar PPP och använder end-of-waste-logik för att avgöra var utsläppen ska bäras. Om avfallet inte har upphört att vara avfall när det förbränns så ska alltså utsläppen bäras av den som genererar avfallet, inte hos värmekunden. Om avfallet har upphört att vara avfall, och alltså nått end-of-waste-status, så ska avfallsförbränningen däremot bära utsläppen. Denna metodik bedöms i högre utsträckning styra mot miljöförbättringar än dagens praxis för hållbarhetsredovisning.
- **EPBD hänvisar strikt till EN 15978 och alltså end-of-waste-logik.**
  I kommande utveckling av klimatdeklarationer för byggnader (livscykel-GWP) står uttryckligen i EPBD att EN 15978 ska användas för beräkning av klimatpåverkan för byggnaders livscykel. Det innebär att byggsektorn, som redan idag i stor utsträckning utgår från den standarden och EPD-metodik, kommer att tillämpa dessa regler.

Hållbarhetsredovisningen behöver utvecklas om den ska bidra till att skapa bättre incitament för minskade utsläpp från avfallsförbränning.

Dagens praxis skapar inte incitament för att minska utsläpp från avfallsförbränning. Det framgår av analysen i denna rapport och är också ett viktigt skäl till att Sveriges Allmännytta ändrat sin allokering av utsläpp från avfallshantering i Klimatinitiativet. Det visar på ett tydligt behov av att utveckla hållbarhetsredovisningen, ifall syftet med redovisningen ska vara att styra mot minskade utsläpp från avfallshantering. Relaterade slutsatser:

- **Förändrad hållbarhetsredovisning kräver sannolikt förändrad branschpraxis.**
  Även om CSRD och tillhörande standarder ger viss metodmässig flexibilitet, så påverkas fastighetsföretagens redovisning i stor utsträckning av etablerad branschpraxis. En förändring av hur utsläpp från avfallsbaserad fjärrvärme redovisas i praktiken förutsätter därför sannolikt inte bara tolkningsutrymme i EU-regelverk, utan också utveckling av nationell branschpraxis. Här kan Sveriges Allmännyttas uppdaterade Klimatinitiativ vara en pusselbit, men initiativet påverkar endast en del av fastighetsbranschen.
- **En myndighetsrekommendation skulle kunna påverka branschpraxis för hållbarhetsredovisning.**
  En möjlig väg framåt för att utveckla hållbarhetsredovisningen för att öka incitamenten att minska utsläpp från avfallshantering och därigenom också stärka fjärrvärmens konkurrenskraft kan vara en myndighetsrekommendation kring hur utsläpp från avfallsbaserad fjärrvärme bör redovisas.

Referenser

CEN (2013). *EN 16325 – Guarantees of Origin related to energy*.

CEN (2025). *EN 15978:2025 – Sustainability of construction works – Assessment of environmental performance of buildings*.

Chi Johansson N och Sandgren A (2025). *Emissionsfaktor för nordisk elmix år 2021–2023 Direkt och indirekt klimatpåverkan med hänsyn tagen till import och export samt beräkning av andelen förnybart*. IVL rapport B11004, september 2025.

Dodd N., Donatello S. & Cordella M. (2021). *Level(s) indicator 1.2: Life cycle Global Warming Potential (GWP) user manual: introductory briefing, instructions and guidance* (Publication version 1.1)

EFRAG (2025). *ESRS E1 – Climate Change*. European Sustainability Reporting Standards.

Ekvall, T. (2018). *Miljöbedömning av energibärare – vägledning för livscykelanalyser*. IVL Svenska Miljöinstitutet, Rapport C361.

Ekvall, T. (2020a). *Attributional and consequential life cycle assessment*. I: *Sustainability Assessment in the 21st Century*, s. 42–62. IntechOpen. https://doi.org/10.5772/intechopen.89202

Ekvall, T., Gode, J. & Sköldberg, H. (2020b). *Miljöbedömning av energi – några metodfrågor och begrepp*. NEPP-rapport, maj 2020. https://nepp.se/pdf/Miljobedomning_av_energi.pdf

Ekvall, T., Gottfridsson, M., Nilsson, J., Nellström, M., Rydberg, M. & Rydberg, T. (2021). *Incentives for recycling and incineration in LCA: Polymers in Product Environmental Footprints* (Report 2021:02). Swedish Life Cycle Center / Chalmers University of Technology. https://www.lifecyclecenter.se/wp-content/uploads/2021_02_Incentives-for-recycling-and-incineration-in-LCA-Polymers-in-Product-Environmental-Footprint-1.pdf

EU-kommissionen (2021). *Kommissionens rekommendation (EU) 2021/2279 om användning av metoder för miljöavtryck (PEF/OEF)*. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021H2279

EU-kommissionen (2025a). *Proposal for a Directive amending the dates of application of certain sustainability reporting and due diligence requirements* (COM(2025) 80 final). https://commission.europa.eu/document/download/0affa9a8-2ac5-46a9-98f8-19205bf61eb5_en

EU-kommissionen (2025b). *Kommissionens rekommendation (EU) 2025/1710 av den 30 juli 2025 om en frivillig standard för hållbarhetsrapportering för små och medelstora företag (VSME)*.

EU-kommissionen (2024a). *Commission Recommendation (EU) 2024/2395 setting out guidelines for the interpretation of Article 26 of Directive (EU) 2023/1791 (EED).*

EU-kommissionen (2024b). *Guidance on heating and cooling aspects in Articles 15a, 22a, 23 and 24 of Directive (EU) 2018/2001 as amended by Directive (EU) 2023/2413.*

Europaparlamentet och rådet (2008). *Direktiv 2008/98/EG om avfall och om upphävande av vissa direktiv* (avfallsdirektivet).

Europaparlamentet och rådet (2010). *Direktiv 2010/75/EU om industriutsläpp (integrerad förebyggande och begränsning av föroreningar)* (IED).

Europaparlamentet och rådet (2018). *Direktiv (EU) 2018/2001 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor (RED II)*, i dess lydelse enligt *Direktiv (EU) 2023/2413 (RED III)*.

Europaparlamentet och rådet (2022). *Direktiv (EU) 2022/2464 om ändring av direktiv 2013/34/EU m.fl. vad gäller företagens hållbarhetsrapportering* (CSRD).

Europaparlamentet och rådet (2023). *Direktiv (EU) 2023/1791 om energieffektivitet* (EED).

Europaparlamentet och rådet (2024). *Direktiv (EU) 2024/1275 om byggnaders energiprestanda* (EPBD) (omarbetning).

European Commission, Joint Research Centre (JRC) (2021). *Level(s) indicator 1.2: Life cycle Global Warming Potential (GWP). User manual (version 1.1).*

European Commission, Joint Research Centre (2024), Pierri, E., Egle, L., Milios, L. and Saveyn, H., *EU-wide end-of-waste criteria for plastic waste*, Publications Office of the European Union, Luxembourg, https://data.europa.eu/doi/10.2760/9234350, JRC139303.

Fastighetsägarna Sverige (2025). *Rapportering av utsläpp i scope 1–3 för fastighetsägare – Vägledning.*

Global Reporting Initiative (2016). *GRI 305: Emissions*. Global Reporting Initiative.

Global Reporting Initiative (2020). *GRI 306: Waste*. Global Reporting Initiative.

Greenhouse Gas Protocol (2004). *The Greenhouse Gas Protocol – A Corporate Accounting and Reporting Standard (Revised Edition)*. World Resources Institute & World Business Council for Sustainable Development. https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/ghg-protocol-revised.pdf

Greenhouse Gas Protocol (2011). *Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard*. World Resources Institute & World Business Council for Sustainable Development. https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/Corporate-Value-Chain-Accounting-Reporing-Standard_041613_2.pdf

Greenhouse Gas Protocol (2013). *Technical guidance for calculating Scope 3 emissions: Supplement to the GHG Protocol Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard*. World Resources Institute & World Business Council for Sustainable Development. https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2023-03/Scope3_Calculation_Guidance_0%5B1%5D.pdf

Greenhouse Gas Protocol (2015). *Scope 2 Guidance: An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard*. World Resources Institute & World Business Council for Sustainable Development. https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2023-03/Scope%202%20Guidance.pdf

Greenhouse Gas Protocol (2024). *Scope 2 and Scope 3 data quality and decision-making principles*. World Resources Institute & World Business Council for Sustainable Development. https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2025-01/S2-SDP-20241220.pdf

Görman F, Thrysin Å, Erlandsson M, Sandgren A, Togerö Å (2024). *Klimatpåverkan från en byggnads hela livscykel. Bakgrundsrapport till anvisningar för LCA-beräkningar*. IVL rapport B2488, juni 2024.

International EPD System (2023). *Product Category Rules: Electricity, steam and hot/cold water generation and distribution*. Product category classification: UN CPC 171, 173. PCR 2007:08, version 5.0.1, giltig till 2 juli 2028.

International EPD® System (2025). *Product Category Rules: Construction products*. PCR 2019:14, version 2.0.1, giltig till 7 april 2030.

International Organization for Standardization (2018). *ISO 14064-1:2018 – Greenhouse gases – Part 1: Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals*. ISO, Genève.

JRC (2022). European Commission, Joint Research Centre. *Environmental Footprint Category Rules Guidance: Guidance for the development of Product Environmental Footprint Category Rules (PEFCRs)*. Publications Office of the European Union, Luxembourg. ISSN 1831-9424.

KPMG (2024). *The move to mandatory reporting – Executive summary*. https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmgsites/xx/pdf/2024/11/the-move-to-mandatory-reporting-executive-summary.pdf.coredownload.inline.pdf

Regeringen (2010). *Förordning (2010:853) om ursprungsgarantier för el*, med senare ändringar.

Regeringen (2025). *Uppskjutet krav på att hållbarhetsrapportera för vissa företag*. Proposition. https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/proposition/uppskjutet-krav-pa-att-hallbarhetsrapportera-for_hd0321/

Riksdagen (1995). *Årsredovisningslag (1995:1554), i dess nu gällande lydelse*. https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/arsredovisningslag-19951554_sfs-1995-1554/

För en fossilfri och robust *energiframtid*

Ett samhälle utan energi är ett samhälle som står stilla. Energimyndigheten arbetar för att trygga energin som samhället behöver och för att forma framtidens fossilfria energisystem.

Vi ser till helheten och energisystemets alla delar. Från produktion till användning, från teknik till marknad, från lokala lösningar till globala samband. Vi visar var utmaningarna finns och var möjligheterna skapas.

Med den kunskapen utformar vi styrmedel, föreslår åtgärder och riktar insatser dit de gör mest nytta. Vi kopplar ihop analys med policy, forskning med praktik och innovation med marknad för största möjliga samhällsnytta och en stärkt konkurrenskraft.

Vi ser till att kunskap och fakta driver utvecklingen av energisystemet.
Vi identifierar nuläge och framtid, risker och potential. Det ger underlag för beslut som väger in olika perspektiv och skapar förutsättningar för en hållbar energiframtid för oss alla.

Tillsammans med andra aktörer arbetar vi för att Sveriges energisystem ska vara fossilfritt och att vi har en trygg och konkurrenskraftig energiförsörjning. Inte bara i dag, utan även i morgon och långt in i framtiden.

I vardag och i kris, i tillväxt och i omställning.

Energimyndigheten
Box 310 • 631 04 Eskilstuna • 016-544 20 00 • registrator@energimyndigheten.se • energimyndigheten.se