

Inledande analyser av

Konsekvenserna av energiintensitetsmålet

En översiktlig konsekvensanalys av Sveriges 50%-mål till 2030

Version 17 mars 2017

Bo Rydén, Profu



Innehåll

SAMMANFATTNING	3
ANALYS OCH RESULTAT	9
1. Referensutvecklingen	9
2. Alternativa BNP-utvecklingar	10
3. En samlad bild av kopplingen mellan BNP, energi och intensitet	12
4. Sambandet mellan BNP-utveckling och effektivisering – ett exempel	13
5. Känslighetsanalys – tre skeenden	13
6. Konsekvenser av intensitetsmålet om man vill ta det på fullaste allvar?	17
Allmänt om att förbättra energiintensiteten, i enlighet med målets definition:	18
Ingen rekommendation!	18
Bilaga 1: Kort om NEPP:s översiktliga konsekvensanalys av Energiöverenskommelsen från nov. 2016	20
Vår konsekvensanalys i korthet, samt några resultat	22
Utdrag ur Fjärrsynrapport: El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna, etapp II	25

Överenskommelse om Sveriges mål för energieffektivisering

(källa: www.regeringen.se)

Regeringen, Moderaterna, Centerpartiet och Kristdemokraterna slöt den 10 juni 2016 en ramöverenskommelse om energipolitiken. Dessa fem partier har nu också enats om ett förslag till mål för energieffektivisering för Sverige till 2030:

- Sverige ska år 2030 ha 50 procent effektivare energianvändning jämfört med 2005. Målet uttrycks i termer av tillförd energi i relation till BNP.
- Energimyndigheten ska ges i uppdrag att tillsammans med olika branscher formulera sektorsstrategier för energieffektivisering.

Därmed utgör sektorstrategierna inget mål som fastställs av riksdagen. Målet för energieffektivisering, och sättet att beräkna det, ligger i linje med EU:s ambition om 30 procent minskad absolut energianvändning till 2030 samt är i linje med att EU i framtiden kommer att använda år 2005 som basår för sina beräkningar.

Målet om 50 procent är högt satt. Bedömningen är att målet kan nås genom att genomföra de åtgärder som återfinns i ramöverenskommelsen om energi, vidta åtgärder i Sverige samt genom beslut på EU-nivå.

SAMMANFATTNING

Den 10 juni 2016 slöts en ramöverenskommelse om energipolitiken. Den 28 november 2016 presenterade man även ett förslag till mål för energieffektivisering för Sverige till 2030, som lyder: *Sverige ska år 2030 ha 50 procent effektivare energianvändning jämfört med 2005*. Målet uttrycks i termer av tillförd energi i relation till BNP. Det skall kunna nås genom de åtgärder som återfinns i ramöverenskommelsen.

Enligt Energimyndighetens långsiktsprogno 2016 kommer intensitetsmålet att kunna nås, nästan helt utan att några (nämnvärda) extra styrmedel eller åtgärder behöver sättas in - utöver de existerande styrmedlen. De scenarier som myndigheten analyserat hamnar alla på en intensitetsnivå i intervallet 49-52% år 2030. (I avsnitt 1 nedan ges ytterligare resultat och diagram.)

Inom ramen för ett par av NEPP:s delprojekt har inledande analyser gjorts av konsekvenserna för det svenska energisystemet av detta intensitetsmål. Ett antal resultat från analysen, såväl kvantitativa som kvalitativa, redovisas i denna PM. Samtidigt görs en översiktlig jämförelse mellan detta intensitetsmål – och de åtgärder som det initierar – och det mer "traditionella effektiviseringsmål" om 30% som EU har satt för år 2030. Skillnaderna är bitvis stora, såväl i definition som i åtgärdsmeny.

Sist i denna PM beskrivs också kortfattat konsekvenserna av ett antal av förslagen i Energiöverenskommelsen från juni 2016, utifrån den översiktliga analys som NEPP genomförde under hösten 2016. (Analysen är dock nu även avstämd mot Långsiktsprogno 2016, med god överensstämmelse.)

I Energimyndighetens arbete med sin Långsiktsprogno har man även genomfört en känslighetsanalys, men i begränsad omfattning. I detta NEPP-arbete har vi därför gjort kompletterande känslighetsanalyser av ett antal antaganden och parametrar som myndigheten inte analyserat. Vi har koncentrerat arbetet kring parametrar som kan ha stor påverkan på intensitetsmålet, och vi har också beskrivit enskilda åtgärder som har betydande påverkan.

Sammanfattningsvis visar vår konsekvensanalys på följande resultat och slutsatser:

- Generellt kan vi konstatera att ett energiintensitetsmål ger större möjligheter till måluppfyllelse än ett mer traditionellt energiminskingsmål, eftersom man (för att nå målet) både kan utnyttja åtgärder som stimulerar ekonomin och åtgärder som minskar energianvändningen. Därigenom ger intensitetsmålet också större "frihetsgrader" för energisystemets utveckling.
- **BNP-utvecklingen är den parameter som har störst betydelse för måluppfyllelse** av det svenska intensitetsmålet, inte energiparametrarna. En stadig BNP-ökning på i genomsnitt minst 2% per år till 2030 kan vara avgörande för möjligheten att på ett kostnadseffektivt sätt kunna nå det 50%-iga energiintensitetsmålet. En lägre genomsnittlig BNP-utveckling, och/eller en konjunkturcykel med betydande lågkonjunktur under perioden före (och under) 2030, kan ställa krav på en ytterligare, och relativt stor minskning av energianvändningen och därmed även göra målet mer kostsamt att uppnå. Det visar resultaten i vår känslighetsanalys. (I avsnitt 2 nedan ges ytterligare resultat, tabeller och diagram.)
 - Nu har Energimyndigheten räknat med 2,3%/år i BNP-utveckling i sitt referensfall. Det är baserat på KI:s prognoser och ligger högre än i Långsiktsprogno 2014 (då

det var 2,1%/år). Vid en ännu lägre BNP-tillväxt än dessa 2,1-2,3%/år, och bibehållen energianvändning, blir alltså målet betydligt svårare att nå.

- **Åtgärder för att stimulera ekonomin och BNP-tillväxten blir därmed följdriktigt mycket viktiga åtgärder** (kanske de viktigaste åtgärderna) för att kunna nå måluppfyllelse. Nyckelåtgärder blir de som både stimulerar ekonomin och minskar mängden tillförd energi (eller åtminstone inte ökar mängden tillförd energi).
- Samtidigt visar tidigare forskning inom NEPP på just denna kombination, dvs. att **en god ekonomi leder till en effektivare energianvändning inom flera tillämpningsområden**, genom att vi då har råd att byta ut äldre teknik mot ny som i sig är energieffektivare. NEPP:s tidigare analyser visade t.ex. att detta gäller för hushållselens utveckling, där korrelationen mellan BNP och effektivisering visade sig vara mycket tydlig. (I avsnitt 3 nedan ges ytterligare resultat och diagram.)
- I vår känslighetsanalys utifrån referensutvecklingen (såväl den i Långsiktsprognozen 2016 som vår egen), har vi gjort konsekvensberäkningar av några specifika ”teknikhändelser” som inte är inkluderade i referensutvecklingen. (I avsnitt 4 nedan ges tabeller och diagram.)
 - Etablering av datahallar motsvarande 10 TWh före 2030: Denna etablering påverkar energiintensiteten relativt lite. Den ökar endast med en dryg procentenhet (2030). All ökning av elanvändningen (relativt referensutvecklingen) ger en förhållandevis måttlig påverkan på energiintensitetsnivån (relativt referensfallets nivåer) med den definitionen av intensitetsmålet som nu föreligger. Orsaken är att definitionen ”hanterar” en ökad elanvändning (relativt referensutvecklingen) som en minskad elexport eller – vid större elanvändningsökningar – som en ökad elimport, och då inkluderas inte förlusterna i elproduktionen i den export/import-förändringen.
 - Elektrifieringen av transportsektorn motsvarande 12-13 TWh el före 2030: Till skillnad mot etableringen av datahallar *minskar* denna etablering energiintensiteten. Minskningen beror på skillnaden i effektivitet i elfordonen och de fordon som ersätts, och det är rimligt att anta att denna minskning blir runt 1-2 procentenheter.
 - Snabbare takt i kärnkraftsavvecklingen; alla reaktorer stängs före 2030: Om även de sex yngsta kärnkraftsreaktorerna stängs helt före 2030, innebär det en betydande minskning av energiintensiteten. Den sänks med hela 10 procentenheter jämfört med referensutvecklingen. Skälet är naturligtvis att kärnkraftselen multipliceras med en faktor 3 i den definition av intensitetsmålet som föreslås (och det gör den även för EU:s mål).
- I vår känslighetsanalys har vi även tagit oss an den specifika fråga som ställts oss om hur måluppfyllelsen av intensitetsmålet skulle påverkas om ett antal av de föreslagna åtgärderna i Energiöverenskommelsen från juni 2016 inte kommer att genomföras. Vi har hittills endast gjort kvalitativa analyser för ett antal av åtgärderna, som givit följande konstateranden:
 - Utökning av elcertifikatsystemet med 18 TWh till 2030: Om inte denna åtgärd genomförs, är den direkta påverkan på energiintensiteten mycket liten, såsom den nu är definierad. Istället för att producera denna extra mängd el, företrädesvis i vindkraftverk (enligt vårt och Energimyndighetens referensfall) kommer vi bara att

minska vår export med motsvarande mängd. Överproduktionen av el i Sverige minskar då från drygt 30 TWh till drygt 10 TWh (år 2030), om utbyggnad inte sker ändå i Sverige, utan ökat elcertifikatsystem.

- Effektskatten för kärnkraft avvecklas: Om inte denna skatt tas bort kommer kärnkraftsproduktionen att bli dyrare och lönsamheten av att driva de sex yngsta reaktorerna vidare blir sämre. Det kan leda till att produktionen i dem blir lägre än de 48 TWh/år som Energimyndighetens referensfall visar, t.o.m. så låg att de stängs i förtid. Bli kärnkraftsproduktionen lägre än i referensfallet kommer det även att leda till en lägre energiintensitet. (Se nedan om våra känslighetsanalyser, där vi bl.a. visat på konsekvenserna av en förtida stängning av kärnkraft.)
- De samlade åtgärderna i Energiöverenskommelsen, tillsammans med detta energiintensitetsmål och ett antal ytterligare åtgärder som nu utreds (t.ex. avfallsförbränningskatt), riskerar att påverkar fjärrvärmens lönsamhet negativt. I Energimyndighetens referensfall har inte denna påverkan fått genomslag, eftersom åtgärderna i Energiöverenskommelsen ännu inte lagts in (bara beslutade åtgärder är med i deras referensfall). Samtidigt vet vi, av vår analys, att en konvertering av fjärrvärmevermda fastigheter till värmepumpar – enligt intensitetsmålets definition – skulle leda till att energiintensiteten sänks. Det är alltså en ”positiv” åtgärd för energiintensiteten (se mer härom nedan). Men om inte de åtgärder i Energiöverenskommelsen som påverkar fjärrvärmens negativt genomförs, minskar heller inte lönsamheten för fjärrvärmens till följd av dem, och utfallet för fjärrvärmens i enlighet med myndighetens referensfall bör då bestå.
- Mängden tillförd energi (enligt intensitetsmålets definition) har minskat med 7% mellan 2005 och 2016, och minskar med ytterligare 7% mellan 2017-2030 enligt NEPP:s analyser av referensutvecklingen (och även enligt referensfallet i Långsiktsprogno 2016). (I avsnitt 5 illustreras med diagram.)
 - Att notera är att ökningen av BNP under 2005-2016 var 37% och med den antagna fortsatta ökningen på 2,3%/år blir ökningen under 2017-2030 cirka 31%.
 - Sammantaget ger detta en intensitetsminskning på 49% enligt: $1 - (0,86/1,68) = 0,49$.
- En minskning av den tillförda energin med 14% till 2030 är inte tillräckligt för att nå EU:s effektiviseringsmål för 2030, om det bördefördelas (lika) mellan medlemsstaterna¹. Då skulle det innebära, är vår bedömning (och även Energikommisionens, se SOU 2017:2, s. 280), att Sveriges mål skulle bli att minska mängden tillförd energi med cirka 20% från 2005 års nivå till 2030. (Egentligen är EU:s mål formulerat relativt en referensnivå för 2020 och 2030, men vi har alltså räknat om från denna nivå till 2005 års nivå.)
 - För att kunna nå EU:s effektiviseringsmål (om det bördefördelas, som ovan angivet) krävs att vi minskar vår mängd tillförd energi med ytterligare drygt 30 TWh till 2030, utöver vad referensbedömningarna visar. För att åstadkomma detta krävs att extra

¹ Detta är dock inte något förslag från EU-kommissionen, medlemsstaterna verkar i stället dra mer åt att målet ska bli indikativt. Men vi anser ändå jämförelsen vara intressant för att ge perspektiv.

styrmedel och åtgärder sätts in. Och dessa åtgärder måste leda till en minskad energianvändning; för EU:s mål duger det inte att öka BNP-tillväxten eftersom EU:s mål inte är ett intensitetsmål utan ett mer renodlat energianvändningsmål.

- Att notera är att Energikommissionen också anger (i SOU 2017:2, s. 280) att EU:s bördefördelade mål på 20% till 2030 motsvarar ett energiintensitetsmål på just 50%. Det är en korrekt bedömning, men den gjorde man utifrån Långsiktsprognosen 2014 och en BNP-utveckling på 2%/år. Med den högre BNP-utveckling som används i Långsiktsprognos 2016, fås inte samma exakta överensstämmelse. Avvikelsen är – om vi mäter den i energitermer – ungefär de 30 TWh som anges ovan. Att Energikommissionens beräkning gav en överensstämmelse var – även om bedömningen då var korrekt - en ren tillfällighet. Det finns alltså inget direkt samband mellan måluppfyllelsen i EU:s mål och i det svenska.
- De åtgärder i energisystemet som leder till att mängden tillförd energi minskar med 14% under perioden 2005-2030, har dock en omfattning som är betydligt större än vad dessa 14%:s minskning indikerar. Effektiviseringen av vårt energisystem pågår ständigt, och utan den skulle energianvändningen – dvs. en tänkt ”bruttoenergianvändning” - stiga i takt med BNP-ökningen. Nu gör den alltså inte det; tvärtom så minskar den alltså. Det innebär att omfattningen på effektiviseringsåtgärderna är minst av samma storleksordning som BNP, dvs. en bra bit över 2% per år (eller över totalt 70% under perioden 2005-2030). Det har de varit under de senaste decennierna, visar NEPP:s tidigare forskning, och det är rimligt att anta att effektiviseringen fortsätter i ungefär samma takt.
 - Skall en ytterligare minskning göras, för att också nå ett eventuellt bördefördelat EU-mål, innebär det alltså att effektiviseringsåtgärder utöver den omfattande mängd som anges ovan måste till.
- En åtgärd som utmärker sig särskilt, när nu både EU:s och det svenska effektiviseringsmålet utgår från mängden tillförd energi, är stängningen av befintliga kärnkraftverk. Genom att man räknar uranets energimängd som den tillförda, kommer en stängning av kärnkraft att räknas trefalt jämfört med den el den producerar. Härigenom kommer stängningen av fyra kärnkraftsreaktorer (senast 2020) bli den ”åtgärd” som svarar för den enskilt största minskningen av tillförd energi till 2030, vilket också framgår av vår (och Energimyndighetens) referensutveckling.
 - Jämfört med den samlade minskningen av tillförd energi som alla övriga effektiviseringsåtgärder står för, är dock minskningen genom kärnkraftsstängningen relativt måttlig. Den svarar för mindre än en tiondel av hela minskningen av tillförd energi (då inräknat hela den bruttoenergiminskning som diskuteras ovan).
- Valet av ett intensitetsmål för att stimulera energieffektivisering har sina fördelar jämfört med andra typer av mål, men det har samtidigt vissa nackdelar (se nästa slutsatspunkt nedan) som man bör beakta när man slutligt lägger fast definition och systemgräns för det svenska intensitetsmålet. Den fördel som ofta lyfts fram när det gäller intensitetsmål, jämfört med andra typer av effektiviseringsmål, är att det inte hämmar den ekonomiska tillväxten,

eftersom det är relaterat till BNP. En stark ekonomisk tillväxt är istället positiv för måluppfyllelse. En annan fördel är att man, för måluppfyllelse, både kan utnyttja åtgärder som stimulerar ekonomin och åtgärder som minskar energianvändningen. I EU har vi istället ett mer renodlat energiminskingsmål, som är koncentrerat till att minska den tillförda mängden energi (primärenergien) inom EU. Tvärtom mot intensitetsmålet gynnas detta mål av en svag ekonomisk tillväxt, eftersom energianvändningen då blir mindre. En stark ekonomisk tillväxt i EU gör därmed EU-målet mycket svårt att uppnå (och i sin egen referensutveckling antar också EU en relativt långsam ekonomisk utveckling på 1,4-1,5%/år).

- Vi vill också särskilt uppmärksamma ett antal åtgärder, som vanligtvis inte anses vara åtgärder som ökar energi- och resurseffektiviteten, men som ges en extra drivkraft genom den definition av energiintensitetsmålet som nu föreligger. Eftersom dessa åtgärder *inte* påverkar energi- och resurseffektiviteten i den riktning man (politiskt) önskar, kan man mycket väl argumentera för att dessa åtgärder – och andra liknande – beaktas, och eventuellt undantas, i definitionen av intensitetsmålet. Fyra exempel på denna typ av åtgärder ges nedan. (I avsnitt 6 nedan ges utförligare beskrivningar.)
 - Stängning av ytterligare kärnkraftverk, och ersätta dem med minskad export, ökad import eller vind- och solkraft (se mer om kärnkraften ovan).
 - Även övrig reglerbar termisk kraft som är placerad i Sverige bör stängas och ingen ny bör byggas. Istället bör vi förlita oss på import av reglerbar kraft. För den importerade kraften exkluderas nämligen förlusterna i elproduktionen, medan förlusterna inkluderas om verken är placerade i Sverige.
 - Val av värmepumpar för uppvärmning, istället för vilket annat uppvärmningssätt som helst, såväl fjärrvärme som ved-/pelletseldning etc. Genom att den tillförda mängden el till värmepumpar är liten i jämförelse med den tillförda mängden energi till alla andra uppvärmningsslag, och att man med den definition och systemgräns som anges för intensitetsmålet inte kommer att inkludera eventuella förluster i elproduktionen, ger alltid värmepumpen betydligt mindre mängd tillförd energi. Samtidigt äventyras såväl fjärrvärmens som all (övrig) biobränslebaserad uppvärmning.
 - Ett intensitetsmål gynnar också en strukturförändring i industrin, där energiintensiv industri ersätts med mindre energiintensiv industri och verksamhet, exempelvis tillverkningsindustri eller verksamheter inom servicesektorn.

Vi har även fått följande frågor till NEPP, som vi här besvarar kvalitativt (ej analyserat kvantitativt).

- Vad blir konsekvenserna av intensitetsmålet i form av energiprisutveckling och kostnader?
Svar: Utifrån den ovan redovisade referensutvecklingen – där energiintensiteten hamnar mycket nära målet på 50%:s minskning – påverkar intensitetsmålet varken priser eller kostnader i någon nämnvärd utsträckning. Påverkan från övriga åtgärder i Energiöverenskommelsen är större (se bilaga). Om vi däremot får en långsammare ekonomisk tillväxt måste extra energieffektiviseringsinsatser till (se ovan om möjliga extra insatser på upp till 100 TWh) och då ökar naturligtvis kostnaderna. Ju större de extra insatserna blir, ju större blir kostnaderna och – om valet av insatser sker i kostnadsordning – blir också (marginal)kostnaden för varje

extra insats större och större ju större insats som krävs. Vi har dock, som sagt, inte gjort någon kostnadskvantifiering ännu, men i ett arbete NEPP gjorde i samverkan med IVA Vägval el våren 2016, gjordes översiktliga beräkningar av kostnaden för att stänga de sex yngsta kärnkraftreaktorerna i förtid. Tar vi dessa kvantifieringar som ett mått på de extra kostnaderna (dock inte som ett förslag på att förtida stängning av kärnkraft är en lämplig effektiviseringsåtgärd) så kan man av det arbetet utläsa att en stängning senast år 2025 kostar drygt 160 miljarder SEK (som ett nuvärde över hela den period som dessa kärnkraftverk annars skulle drivits vidare). Stänger man istället 2030 kostar det 115 miljarder SEK. Dessa beräkningar gjordes dock innan effektskatten på kärnkraft hade föreslagits. Inkluderar man denna skattesänkning ökar kostnadsnivåerna ovan med i storleksordningen 20%.

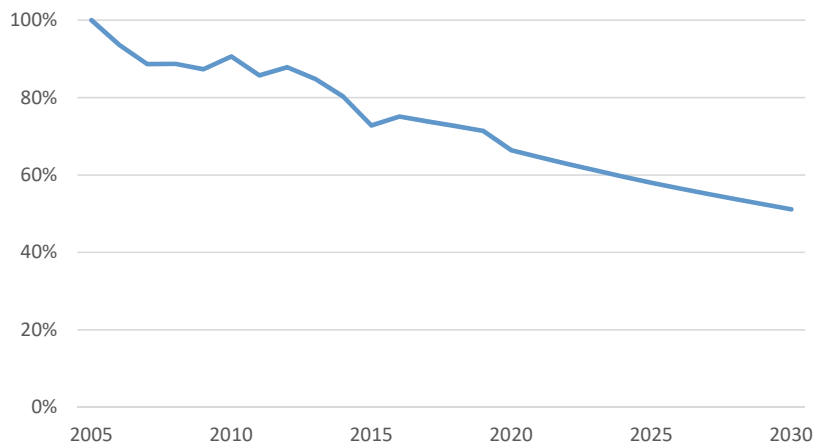
- I vilka sektorer kommer den ökade energieffektiviseringen att ske om de görs kostnadseffektivt? Svar: Varken våra som Energimyndighetens analyser ger här något tillräckligt underlag för att kunna besvara frågan, men vi kan i alla fall konstatera, om vi bara ser till den tillförda energin, så minskar den något till 2030 i transportsektorn i referensfallen, medan den är relativt konstant i övriga sektorer (med undantag av den minskning i tillförd energi som kärnkraftsstängningen 2020 ger.) Att den minskar i transportsektorn, men inte i andra sektorer, skall dock ingalunda tas som intäkt för att den sektorn "gör flest intensitetsåtgärder". Det kan vara så, men det kan likaväl vara tvärtom, dvs. att det – trots minskningen i referensutvecklingen – ändå är mest kostnadseffektivt att satsa på en stor del åtgärder i transportsektorn om extra effektiviseringsinsatser krävs. När Energimyndigheten senare, som ett regeringsuppdrag, skall *formulera sektorsstrategier*, kommer vi säkerligen också att få tillgång till ett mer sektorsuppdelat underlag. Energimyndigheten har dock inte påbörjat detta arbete än.
- Hur påverkas effektsituationen? Svar: Intensitetsmålet är ett *energi*relaterat mål, inte ett effekterelaterat. Det i sig kan tyckas märkligt, eftersom Ramöverenskommelsen från juni 2016 tydligt anger att större fokus skall läggas på effekt även vid utformning av regelverk². Trots saknas alltså effektdimensionen i intensitetsmålet. Sett till referensutvecklingen har dock intensitetsmålet en relativt liten påverkan på effektsituationen i bl.a. elsystemet. Om målet däremot skulle leda till att vi väljer att avveckla ytterligare reglerbar kraft, och ersätta den med import och väderberoende produktion, påverkas dock effektsituationen påtagligt. Därmed kan man dra slutsatsen att intensitetsmålet skulle kunna påverka effektsituationen, men – trots den höga ambitionen i Ramöverenskommelsen att fokusera mer på (att förbättra) effektsituationen – har man alltså föreslagit en definition av intensitetsmålet som istället kan leda till att effektsituationen i bl.a. elsystemet försämras. Det är naturligtvis olyckligt.

² Ramöverenskommelsen anger: En stor utmaning är att förändra energipolitiken från att nästan enbart fokusera på levererad mängd energi (TWh) till att även se till att det finns tillräckligt med effekt (MW). Ett viktigt steg bör vara att se över regelverk på energiområdet och modifiera dem så att de är anpassade till effektutmaningen. Det är viktigt att se över regelverk på energiområdet. Hit hör såväl frågor rörande marknadsdesign som insatser på produktions-, överförings- och efterfrågesidan.

ANALYS OCH RESULTAT

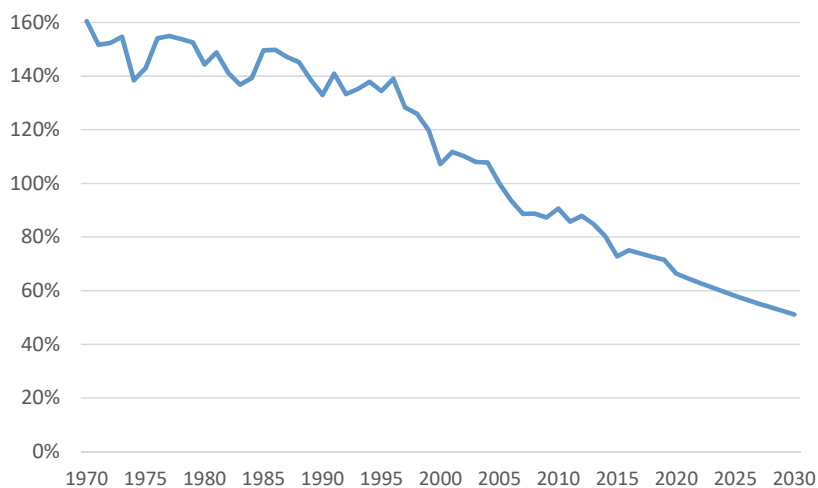
1. Referensutvecklingen

Energiintensitetsutvecklingen i Sverige i såväl vårt som Energimyndighetens referensfall framgår av figuren nedan. Intensiteten minskar från 2005 till 2030 med 49%, till en nivå på 51% jämfört med 2005 års nivå.



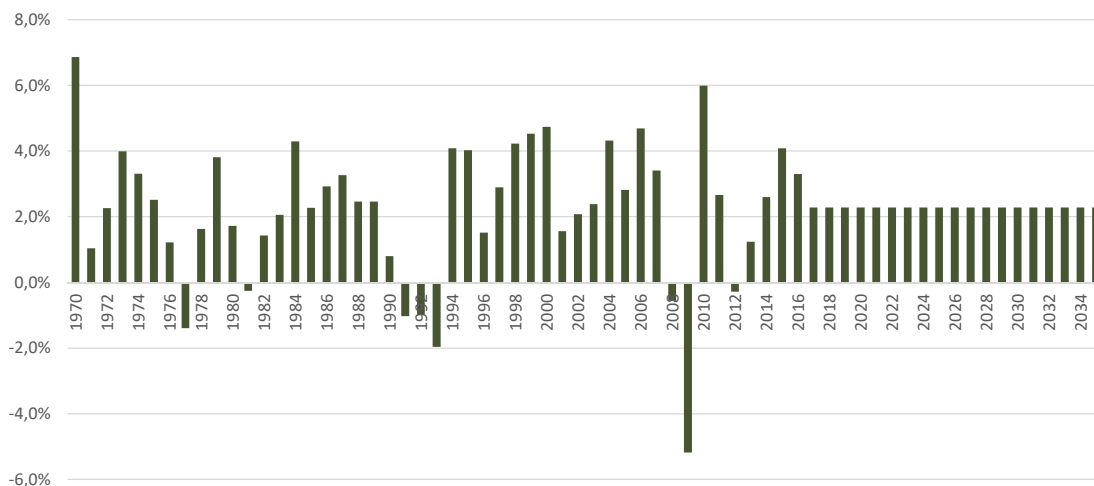
Referensfallets energiintensitetsutveckling, 2005 – 2030

Nedan redovisar vi energiintensitetens utveckling ända från 1970, och vi kan konstatera att minskningen är relativt konstant under hela perioden.



Referensfallets energiintensitetsutveckling, 1970 – 2030

BNP-utvecklingen i Sverige, som är en central parameter för intensitetsmålet, har haft en utveckling sedan 1970 enligt figuren nedan. Vi kan t.ex. tydligt se "devalveringsperioden" i början av 1990-talet och effekterna på ekonomin av finanskrisen 2008. Vi ser också att vi hade en lång högkonjunkturperiod däremellan.



Referensfallets årliga ekonomiska tillväxt - historiska nivåer samt prognoser för framtiden

I senare versioner av denna PM skall vi även beskriva energisystemets utveckling i referensfallet. Här ger vi endast en kort-kort beskrivning viss elproduktion samt användning av el och energi.

År 2030 producerar i referensfallet i Sverige sex kärnkraftsreaktorer 48 TWh el och vindkraft + solkraft 40 TWh/år. Det ger ett överskott på 35 TWh/år, som exporteras. Elanvändningen varken ökar eller minskar till 2030 (ca 140 TWh/år) medan den totala energianvändningen minskar (se avsnitt 3 nedan). Denna minskning beror – som tydliggjorts i sammanfattningen ovan - både på fortsatt effektivisering och att kärnkraft stängs (till år 2020).

2. Alternativa BNP-utvecklingar

I Referensfallet antas en ekonomisk tillväxt på 2,28 % per år fram till och med år 2035. Vi har gjort alternativa beräkningar där vi istället antagit en tillväxt på 1,5 %, 2,0 % eller 2,5 % per år och identifierat hur detta påverkar elintensitetsmålet. Vi har då utgått från oförändrad energitillförselutveckling (enligt referensfallet). Under perioden 2036 – 2050 har vi bibehållit referensfallets nivå, 1,99 %.

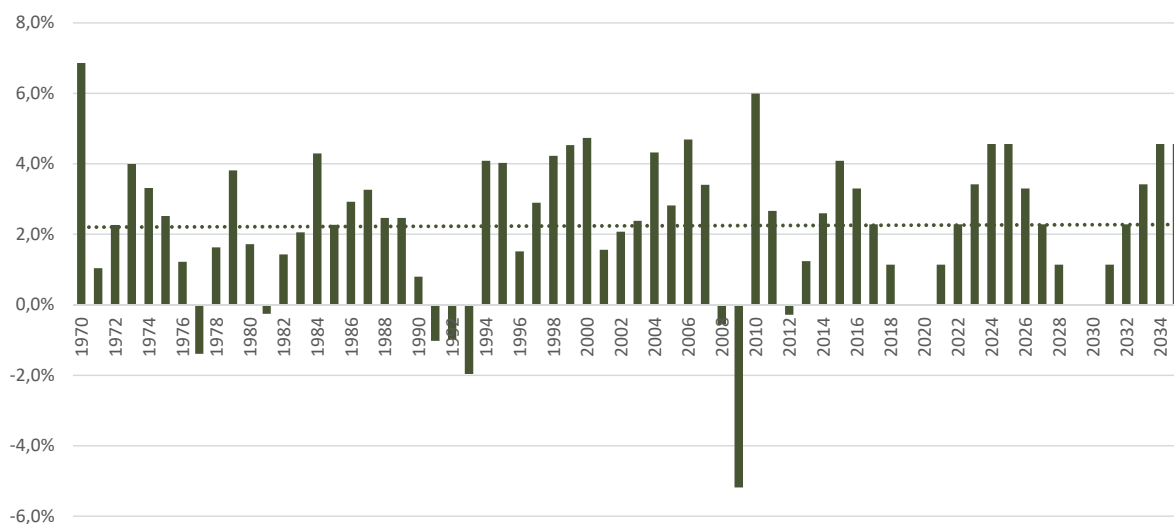
Inledningsvis har vi analyserat utvecklingen i två alternativa – men konstanta – BNP-utvecklingsantaganden (mellan 2016-2035). Även Energimyndigheten (baserat på KI:s prognoser) antar ju en konstant framtida BNP-utveckling. Utfallet blir då enligt tabellerna nedan, där den översta anger den slutliga elintensitetsnivå år 2030 (och 2050) och tabellen därunder anger differensen i intensitet för de alternativa BNP-utvecklingarna.

	Energiintensitet	
	2030	2050
Referens	51,1 %	27,9 %
Tillväxt 2 % per år	53,3 %	29,4 %
Tillväxt 2,5 % per år	49,5 %	26,7 %

Energiintensitet		
	2030	2050
Referens	Ref.	Ref.
Tillväxt 2 % per år	+2,2 %	+1,5 %
Tillväxt 2,5 % per år	-1,6 %	-1,2 %

Alternativa konjunkturcykler

I ytterligare ett antal känslighetsfall har vi också testat utfallet om de framtida konjunkturcyklerna infallet på ett "olyckligt" sätt med hänsyn till den nivå som energiintensiteten når just år 2030. Vi har allra först bibehållit referensutvecklingens 2,28%/år som genomsnitt, men förändrat konjunkturcyklerna enligt figuren. Sedan har vi, med motsvarande konjunkturcykler, sänkt BNP-nivån i två steg, till 2,0 respektive 1,5% (som genomsnittsvärde).



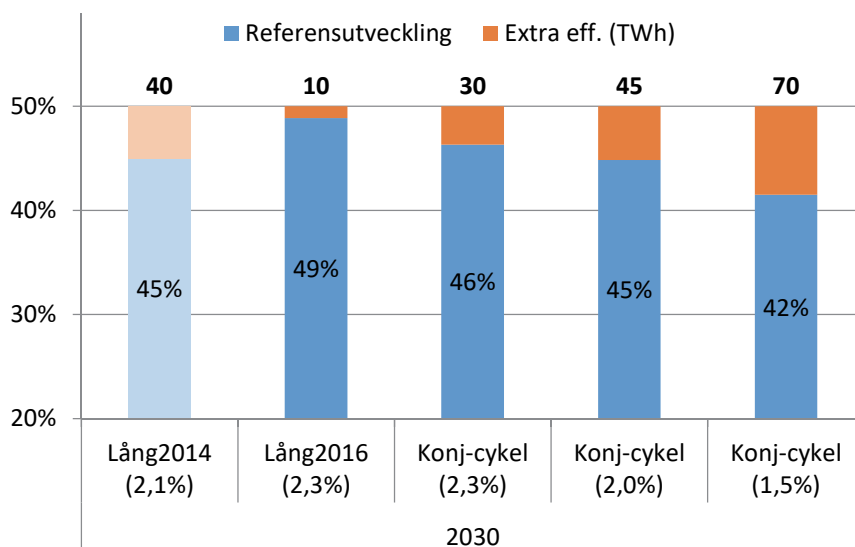
"Konjunkturcykelfallens" årliga ekonomiska tillväxt - historiska nivåer samt antagna konjunkturcykler i framtiden.

Utfallet framgår av figuren nedan. Vi ser att påverkan av denna konjunkturcykelförändring är relativt stor redan för 2,28% (anges som 2,3% i figuren nedan). Energiintensiteten är här 3% högre än i referensfallet ("Lången 2016"). Får vi en sådan utveckling, skulle det ställa ett krav på extra åtgärder för att minska energianvändningen till 2030 på i storleksordningen 30 TWh (vilket illustrerats i figuren som en orange yta).

Vid en genomsnittlig BNP-utveckling på 2,0%, tillsammans med denna alternativa konjunkturcykel, hamnar energiintensiteten på 45% och blir BNP-utvecklingen endast 1,5% i genomsnitt när energiintensiteten endast en 42%-ig minskning till 2030. Då skulle de krävas extra åtgärder för att minska energianvändningen till 2030 på i storleksordningen 70 TWh.

Samtidigt vet vi att NEPP:s tidigare analyser (se avsnitt 4 nedan) att en lägre ekonomisk tillväxt reducerar incitamenten för energieffektivisering i vissa sektorer. Det är därför rimligt att anta att det i våra alternativa fall skulle krävas extra effektiviseringsåtgärder som är större än de 30, 45 respektive 70 TWh som anges i figuren nedan. Hur mycket större är dock svårt att säga, men om vi bara antar

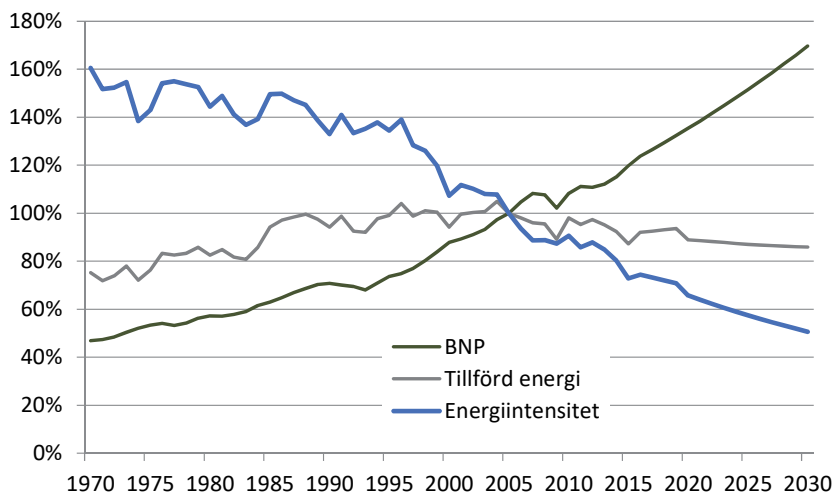
att – såsom anges i tabellen nedan – behovet av extra effektiviseringsåtgärder är 50% högre än vad som anges i diagrammet, så skulle det innebära att exempelvis in genomsnittlig BNP-utveckling på 1,5% tillsammans med en "olycklig" konjunkturcykelutveckling, skulle kräva extra effektiviseringsåtgärder på i storleksordningen 100 TWh. Det skulle då ställa mycket stora krav på energisystemets utveckling.



Extra effektivisering (TWh/år)			
	Konj-cykel (2,3%)	Konj-cykel (2,0%)	Konj-cykel (1,5%)
Ej BNP-justerad effektivisering (se figur ovan)	30	45	70
BNP-justerad effektivisering (cirkavärden)	50	70	100

3. En samlad bild av kopplingen mellan BNP, energi och intensitet

Figuren nedan visar referensfallet utveckling av de tre parametrar som är aktuella för energiintensitetsmålet. Vi kan exempelvis notera att mängden tillförd energi steg t.o.m. mitten av 1980-talet, låg sedan still till cirka 2010, för att sedan börja sjunka. År 2030 hamnar tillförd energi på 86% av 2005 års värde.



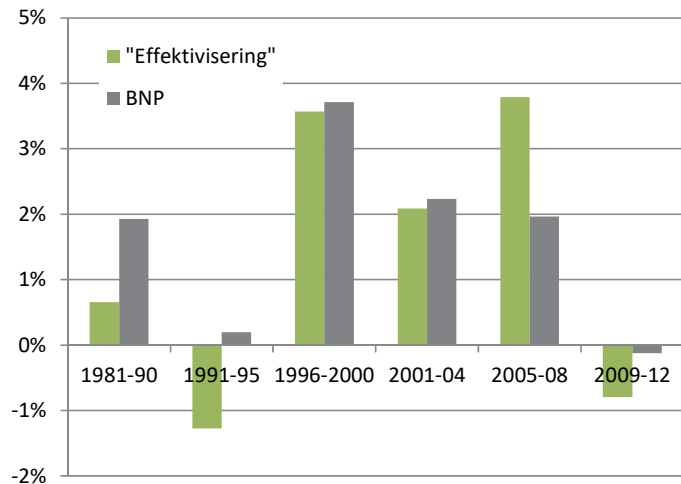
4. Sambandet mellan BNP-utveckling och effektivisering – ett exempel

Energieffektiviseringen är (mycket) större i högkonjunkturer än i lågkonjunkturer i vissa sektorer. Korrelationen är tydlig, och i ekonomiskt svaga tider är effektiviseringen mycket måttlig.

Effektiviseringen av elanvändningen, såväl hushållselen och driftelen som en stor del av industrins elanvändning, sker främst i samband med apparat- och utrustningsbyten. De nya apparaterna, t.ex. vitvaror, är då effektivare än de gamla.

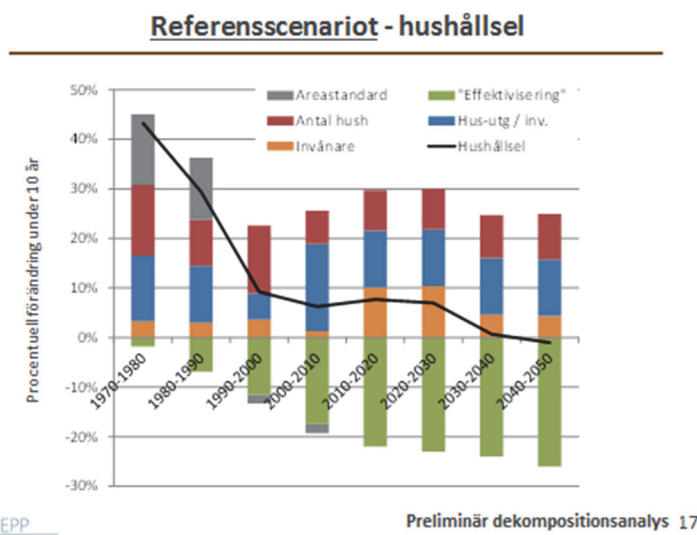
Företrädesvis sker dessa apparatbyten när ekonomin är god, dvs. i högkonjunkturer. I perioder av lägre konjunktur sker mycket färre apparat- och utrustningsbyten, varför också effektiviseringstakten är låg.

Härigenom skiljer sig effektiviseringen av elanvändningen gentemot effektiviseringen av exempelvis uppvärmningen. Den är inte alls lika konjunkturberoende.



Årlig förändring av BNP och årlig effektivisering av hushållselen. Källa: NEPP:s analyser. (Jämförs effektiviseringen istället med det ekonomiska måttet "hushållens utgifter" blir utfallet fortfarande snarlikt det i figuren.)

I NEPP:s tidigare analyser har vi också visa på den betydande mängd energieffektivisering som genomförs autonomt i våra energisystem. Som figuren för hushållselen nedan visar, är bedömningen att effektiviseringen ensam är nästan lika stor som alla andra påverkansfaktorer tillsammans, såväl idag som i framtiden.



5. Känslighetsanalys – tre skeenden

När vi räknar på energiintensitetsmättet för Sverige år 2030, baserat på vårt och Energimyndighetens referensfall, hamnar det alltså på 51 % (av 2005 års nivå), dvs. mycket nära målet 50 %. Med vår beräkningsmodell så uppnås målet 50 % istället år 2031.

I uppdraget har vi genomfört ett antal känslighetsanalyser, varav ett antal är redovisade ovan. Nedan ger vi ytterligare konsekvensberäkningar av några specifika åtgärder:

- Etablering av datahallar
- Annan takt i kärnkraftsavvecklingen
- Elektrifieringen av transportsektorn

Vi har analyserat dessa frågeställningar med följande utgångspunkter:

Etablering av datahallar, utöver referensantagandena

Här har vi antagit att datahallar byggs ut ytterligare, med en tillkommande elefterfrågan på 1 TWh/år under perioden 2018 – 2027. Det innebär att elanvändningen år 2027 och framåt är 10 TWh större än i Referensfallet.

Annan takt i kärnkraftsavvecklingen

I Referensfallet avvecklas de fyra äldsta reaktorerna till 2020. Övriga reaktorer fasas ut under perioden 2036 – 2050. I detta beräkningsfall har vi tidigarelagt utfasningen av de 6 nyaste reaktorerna och utfasningen sker istället under perioden 2021 – 2030.

Elektrifieringen av transportsektorn

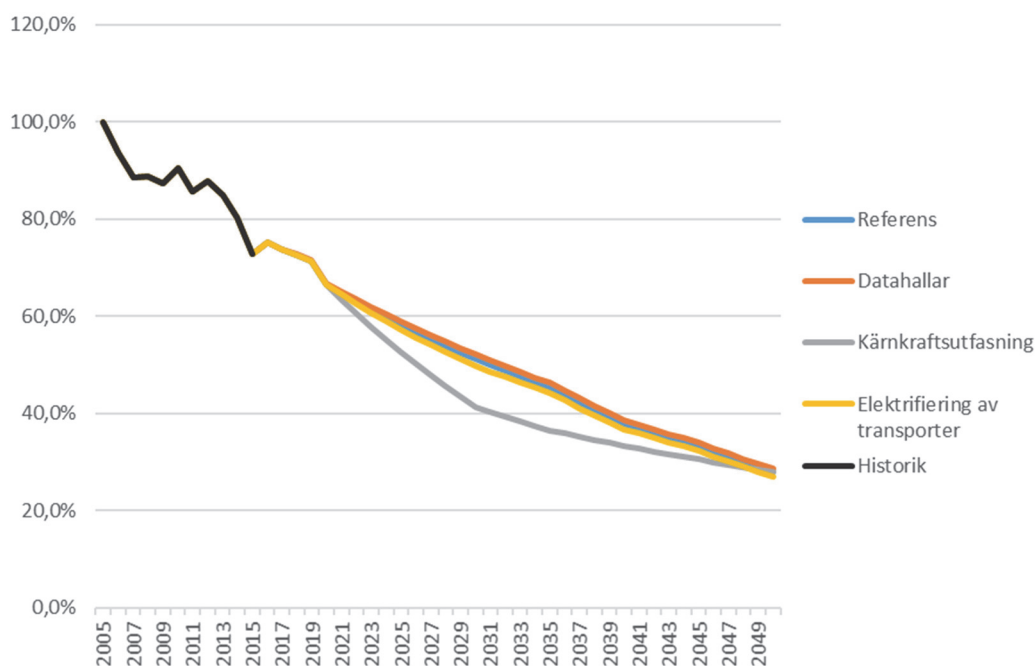
I referensfallet introduceras elfordon till och med år 2030 med en elförbrukning på ca 0,5 TWh. I detta beräkningsfall ökar användningen av elfordon kraftigt jämfört med detta. Ökningen sker under perioden 2021 – 2030. År 2030 har el ersatt hälften av den bensin- och dieselanvändning på 50 TWh som referensfallet innehåller. Minskningen blir alltså 25 TWh. Vi räknar här med att det leder till en elanvändningsökning på 12,5 TWh. Denna nivå bibehålls under efterföljande år.

I dessa beräkningsfall har vi – något förenklat - antagit att åtgärden inte har någon påverkan på den ekonomiska tillväxten. Som en kompletterande beräkning har vi dock identifierat den nivå på den årliga BNP-tillväxt som erfordras för att energiintensitetsmålet för år 2030 ska bli detsamma som i referensfallet.

Resultat

I tabellen nedan redovisas energieffektivitetsnivån för år 2030 och 2050 för de olika beräkningsfallen. Överst redovisas utfallet i referensfallet. I figuren nedan ges intensitetsutvecklingen för motsvarande beräkningsfall för hela perioden fram till 2050. Där kan man tydligt se effekten av den tidigarelagda kärnkraftsavvecklingen, och vi kan också konstatera att intensitetsnivån "har hunnit ifatt" referensfallets nivå omkring år 2045.

	Energiintensitet	
	2030	2050
Referens	51,1 %	27,9 %
Datahallar	52,2 %	28,6 %
Kärnkraftsutfasning	41,3 %	27,9 %
Elektrifiering av transporter	49,8 %	27,0 %



De olika beräkningsfallens energiintensitetsutveckling, 2005 – 2050

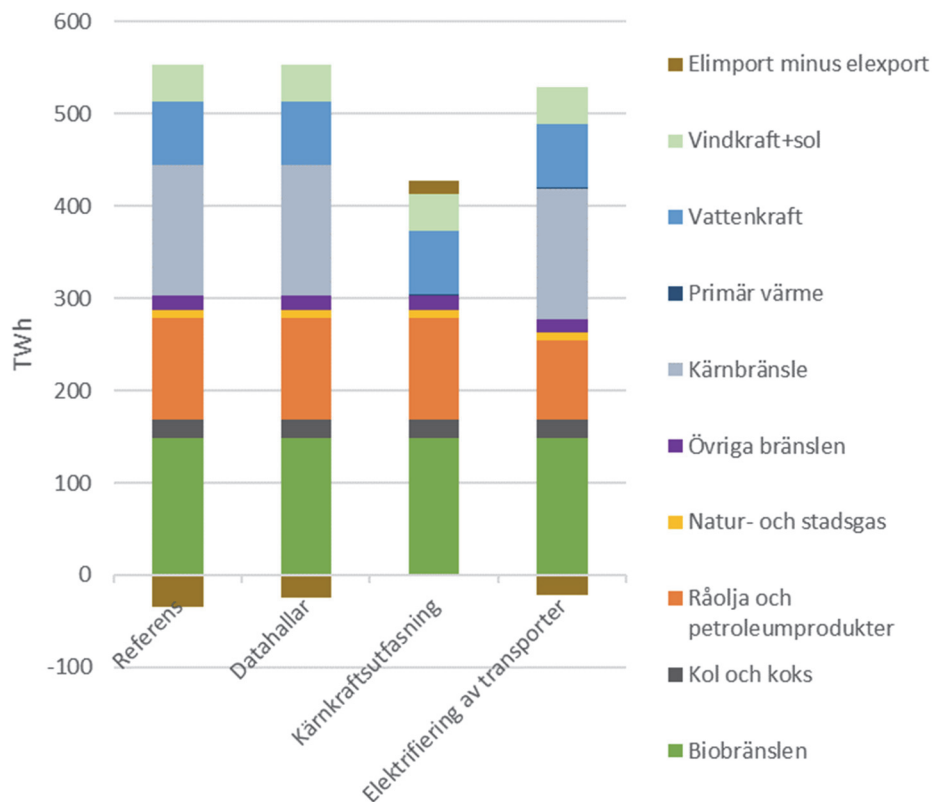
I tabellen nedan visas hur många procentenheter högre eller lägre energiintensiteten är i de olika beräkningsfallen, jämfört med Referensfallets nivå.

	Energiintensitet	
	2030	2050
Referens	Ref.	Ref.
Datahallar	+1,1 %	+0,7 %
Kärnkraftsutfasning	-9,8 %	0 %
Elektrifiering av transporter	-1,3 %	-0,9 %

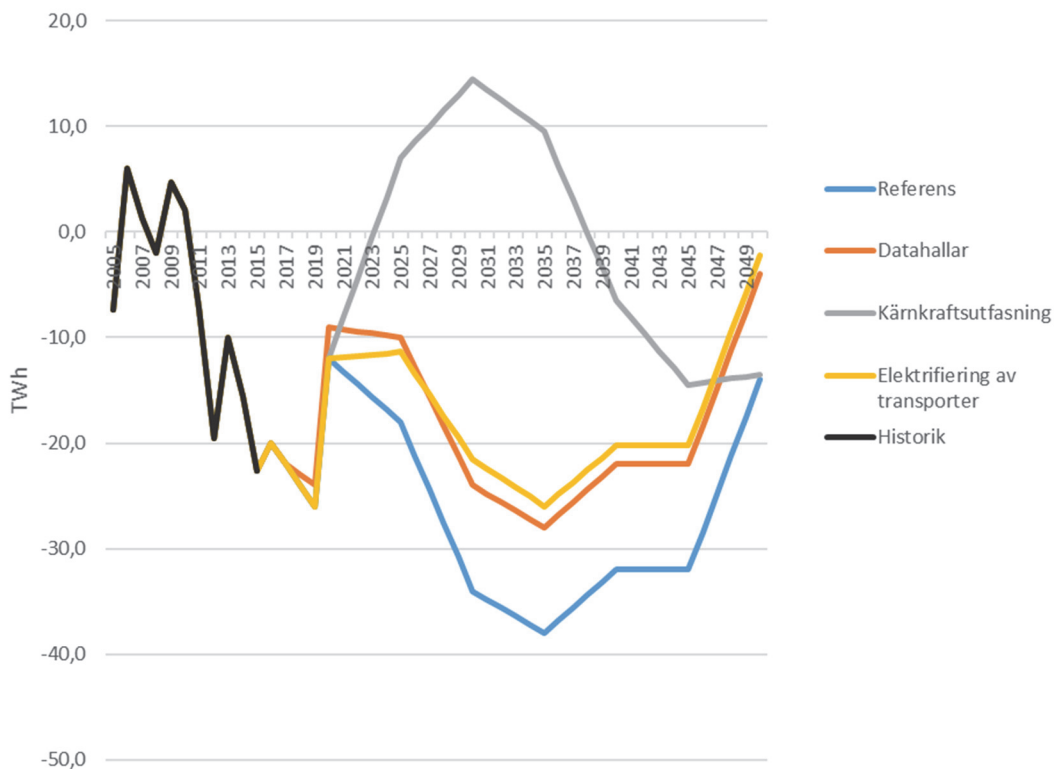
I följande tabell redovisas vilken årligt ekonomisk tillväxt som skulle krävas under perioden till och med år 2030 för att erhålla samma energiintensitet som referensfallet uppvisar, dvs. 2,28 %.

	Erfordrad tillväxt
Datahallar	2,4 %
Kärnkraftsutfasning	0,8 %
Elektrifiering av transporter	2,1 %

Figuren nedan visar mängden tillförd energi i de olika beräkningsfallen, år 2030, och figuren därinunder visar mängden elimport respektive elelexport i de olika beräkningsfallen, 2005 – 2050.



Totalt tillförd energi i de olika beräkningsfallen, år 2030



Elimport (ovan x-axeln) och elexport (under x-axeln) i de olika beräkningsfallen, 2005 – 2050.

6. Konsekvenser av intensitetsmålet om man vill ta det på fullaste allvar?

Energiintensitetsmålet formuleras som totalt tillförd energi dividerat med BNP, relaterat till motsvarande mått år 2005. För att erhålla en låg energiintensitet bör alltså totalt tillförd energi vara så liten som möjligt, medan den ekonomiska tillväxten bör vara så stor som möjligt. Hur åstadkommer man då detta? Nedan lyfter vi fram ett antal åtgärder/utvecklingsvägar som sannolikt blir framgångsrika om låg energiintensitet är det *överordnade* målet.

Avveckla kärnkraft och ersätt med vind, sol och import

Orsak: För varje producerad enhet kärnkraftsel åtgår tre enheter kärnbränsle. Om vi antar att elproduktionen från kärnkraft uppgår till drygt 45 TWh år 2030 (4 reaktorer stängda) så åtgår ca 135 TWh kärnbränsle. Om det ersätts med vind/sol/import så minskar tillförd energi med $135 - 45 = 90$ TWh.

Kommentar: Detta är (sannolikt) den kraftfullaste åtgärden för att minska energiintensiteten. Åtgärden påverkar dock inte alls energianvändningen i slutanvändarledet, eftersom vi får tillgång till precis lika mycket elenergi. Effektbalansen i elsystemet försvagas dessutom.

Ersätt fjärrvärme med värmepump för uppvärmning av byggnader

Orsak: Fjärrvärme produceras till stor del från olika bränslen som ingår i "tillförd energi" även om verkningsgraden är hög och även om vissa insatsvaror, t.ex. industriell spillvärme, inte ingår i "tillförd energi" så kan man förvänta sig en totalverkningsgrad nära 1, det vill säga en levererad enhet fjärrvärme leder till en enhet tillförd energi. En värmepump som drivs med el har kanske en totalverkningsgrad på 3 och om detta tas från el som annars skulle exporterats så åtgår det en enhet el "tillförd energi" för att producera 3 enheter värme. Vid oförändrad export får man samma utfall om den el som åtgår för att driva värmepumpen kommer från exempelvis vindkraft (i "tillförd energi" redovisas vindkraft som den elproduktion som den åstadkommer). Om man antar att 45 TWh fjärrvärme ersätts med värmepump så skulle tillförd energi ungefär minska med $45 - 15 = 30$ TWh.

Kommentar: Åtgärden påverkar inte alls energianvändningen, eftersom vi får tillgång till precis lika mycket värmeenergi. Man går dock miste om vissa specifika fördelar med fjärrvärme (industriell spillvärme, kraftvärme, avfallsförbränning, "prosumenter", m.m.)

Öka användningen av elbilar på bekostnad av bensin/diesel

Orsak: Effektiviteten i en elmotor är mer än dubbelt så hög jämfört med en förbränningsmotor som använder bensin eller diesel. Förutsatt att den el som används för fordonsdrift tas från minskad export av el, import av el eller ny elproduktion från vind eller sol så uppstår inga omvandlingsförluster i elproduktionen och en enhet el ersätter därmed två enheter bensin/diesel. Genom elektrifiering av vägtransporter kan man alltså reducera "tillförd energi" rejält. Om man som ett grovt räkneexempel antar att 20 TWh bensin och diesel för drift av personbilar ersätts av 10 TWh el till elbilar så minskar tillförd energi med $20 - 10 = 10$ TWh.

Kommentar: Åtgärden påverkar inte trafikarbetet utan består endast av byte av drivmedel för personbilarna.

Driv politik som leder till snabb ekonomisk tillväxt, men inte energiintensiv sådan

Orsak: Snabb ekonomisk tillväxt (hög BNP-tillväxt) leder till att nämnaren i energiintensitetsmåtten växer snabbt. Om man vill uppnå minskad energiintensitet gäller det dock att detta inte "äts upp" av

ökad energianvändning och ökad "tillförd energi". Man kan tänka sig att BNP-tillväxt genom att tjänstesektorn växer kan vara önskvärd för detta ändamål. Om BNP-tillväxten sker genom expansion av energiintensiv industri finns risken att tillförd energi ökar och snarare försämrar energiintensiteten.

- För att få en uppfattning om storleksordningar kan man fråga sig för en given energiintensitet år 2030 hur mycket tillförd energi kan öka om man under hela perioden ökar den årliga ekonomiska tillväxten med 0,1 procentenheter (t.ex. 2,1 % istället för 2 %). Till år 2013 skulle då BNP öka med 36,58 %, stället för 34,59 %. Därmed skulle tillförd energi kunna öka med $1,3658 / 1,3459 \times 490 - 490 = 7$ TWh. Ökar tillförd energi med mindre än 7 TWh till följd av den tillväxtbefrämjande åtgärden så sjunker energiintensiteten, medan den ökar om tillförd energi ökar med mer än 7 TWh

Kommentar: Ökad tillväxt är bra så länge som den inte leder till (för stor) ökning av tillförd energi.

Allmänt om att förbättra energiintensiteten, i enlighet med målets definition:

- Öka användningen av el, eftersom den har hög effektivitet i användarledet.
- Minska användningen av bränslen, eftersom de ofta är förknippade med förluster i energiomvandlingen.
- Minska produktionen av el i våra kärnkraftverk.
- Producera endast el som i "tillförd energi" redovisas som producerad el (vatten/vind/sol).
- Om det i elsystemet finns behov av termiskt producerad el (där bränsleinsatsen tas upp i "tillförd energi" och där förlusterna i energiomvandlingen därmed kommer med) så bör det ske utanför landets gränser och vi bör importera den elen (därmed utan förluster i energiomvandlingen för Sverige).
- Stimulera ekonomisk tillväxt som inte är energiintensiv.
- Lägg ner industri som är energiintensiv om den inte har mycket stort BNP-bidrag. Det är, utifrån målformuleringen, bättre att importera sådana produkter/material.
- Genomför energieffektiviseringsåtgärder som reducerar energianvändningen.

Några följdproblem med målet:

- Målet uppmuntrar till att lägga ner energiintensiv industri och termisk elproduktion i Sverige och flytta den till andra länder. Om behovet av de aktuella produkterna är oförändrat så leder det inte till några globala energiintensitetsförbättringar. Om produktionen är mindre effektiv i andra länder blir det istället en global försämring.
- Flera av åtgärderna som är logiska ur energiintensitetsperspektiv är olyckliga med avseende på andra mål. Kostnadseffektiviteten äventyras exempelvis om man genomför avveckling av anläggningar som har återstående livslängd och som drivs med god lönsamhet.
- Om planerbar elproduktion avvecklas utan att ersättas med motsvarande produktion så kan effektbalansen äventyras.
- Om fjärrvärme i stor omfattning ersätts med värmepump så går man miste om vissa specifika fördelar med fjärrvärme (ta tillvara industriell spillvärme, värmeunderlag för kraftvärme, möjliggör effektiv avfallsförbränning, förutsättning för "prosumenter", möjliggör eldnings av "svåra" bränslen, m.m.)

Ingen rekommendation!

Vi vill betona att vi inte generellt rekommenderar de åtgärder som redovisas ovan. Det är dock viktigt att inse att målet styr åt det hållet, och om man menar allvar med målet så är exemplen verksamma

och logiska. Om man av andra skäl inte vill ha en sådan utveckling är det angeläget att formulera andra mål som "håller emot" en sådan utveckling.

Bilaga 1: Kort om NEPP:s översiktliga konsekvensanalys av Energiöverenskommelsen från nov. 2016

Vid ett internt NEPP-seminarium i november 2016 presenterades en översiktlig konsekvensanalys av hur Energiöverenskommelsen kan komma att påverka utvecklingen av vårt kraftsystem och våra fjärrvärmesystem. Resultat från denna konsekvensanalys återges nedan. På seminariet presenterades också resultat från ett Fjärrsynprojekt om samverkan mellan el- och fjärrvärmemarknaderna, som hämtats från det projektets slutrapport. Ett utdrag från den rapporten ges också i denna bilaga. Notera att: Dessa analyser gjorde innan förslaget till nytt energiintensitetsmål hade presenterats.

Mål och viktiga besked i Energiöverenskommelsen

Överenskommelsen anger bl.a. följande mål:

- Senast 2045 inga nettoutsläpp av växthusgaser, därefter negativa
- År 2040: 100 % förnybar elproduktion, utesluter dock inte kärnkraft
- Mål för energieffektivisering 2020 – 2030 tas fram och beslutas senast 2017

Viktiga besked från Energiöverenskommelsen är bl.a.:

- Effektskatten för kärnkraft avvecklas, borta 2018
- Elcertifikatsystemet förlängs/utökas med 18 TWh till 2030
- Fastighetsskatten på vattenkraft sänks
- Energiskatten på el höjs, upp till 4,2 öre/kWh år 2019
- Överföringskapaciteten inom Sverige och mellan Sverige och grannländerna ska ökas

Mycket är dock fortfarande oklart (*"se över", "uppdrag att analysera", "ta fram förslag", "en utredning bör tillsättas", "bred diskussion", ...*)

Konsekvenser för elsystemens utveckling i korthet

- Bättre förutsättningar för investeringar i förnybart, energiteknik och energieffektivisering
- Mångfald av storskalig och småskalig förnybar produktion, anpassad till lokala och industriella behov
- Bort från ensidigt fokus på energi till att även se till att tillräcklig effekt finns
- Anpassa regelverk till effektutmaningen

Konsekvenser för värmesystemens utveckling i korthet

Värme nämns endast i en mening i överenskommelsen:

"En konkurrenskraftig fjärrvärmesektor och minskad elanvändning i uppvärmningen är förutsättningar för att klara den förnybara el- och värmeförsörjningen under kalla vinterdagar."

Generellt ger dock överenskommelsen ett antal besked som även har bäring på värme:

- Betonar effekt, inte enbart energi
- Fungerande efterfrågefleksibilitet eftersträvas
- Effektivisering lyfts fram, både tjänster och styrmedel, både energi och effekt

I korthet listade vi - utifrån vår analys - följande konsekvenser för, främst, fjärrvärmesektorn:

- Stort elproduktionsöverskott och låga elpriser kan förväntas (kärnkraft, ökat förnybart)

- Dock oklart hur effektfrågan och systemtjänster hanteras
- Klimatpolitik och bränsleprisutveckling påverkar också
- Fjärrvärme missgynnas av låga elpriser genom små kraftvärme-intäkter, utom för kraftvärme som erhåller elcertifikatstöd
- Värmepumpar (små och stora) gynnas av förväntat låga elpriser, dock vissa höjda skatter/avgifter. Dessutom:
 - allt effektivare värmepumpar
 - småskalig elproduktion ska underlättas, egen användning förmånlig.
- Fjärrvärmens konkurrenskraft påverkas negativt av låga elpriser, men även av annat:
 - allt effektivare värmepumpar (i grunden bra),
 - Boverkets byggregler påverkar negativt
 - Eventuell avfallsförbränningsskatt, NO_x-skatte- och kraftvärmeskattförändring påverkar negativt
 - EU: hållbarhetskriterier för fasta biobränslen kan komma att påverka negativt

Eftersom vår analys indikerade att fjärrvärmens konkurrenskraft påverkades negativt av överenskommelsen, så fick NEPP en förfrågan från Energikommissionen att skriva en kort text till kommissionens politiker, med tankar om hur denna negativa påverkan kunde mildras. Nedan anges utdrag ur denna text:

Fjärrvärmens framtida roll – politikerna bör ge besked

Energiöverenskommelsen leder sannolikt till en försämrad konkurrenskraft för fjärrvärmen (särskilt i kombination med andra föreslagna styrmedelsförändringar, samt det föreslagna energiintensitetsmålets utformning). Det kan äventyra fjärrvärmens framtid, inte minst på de lokala värmemarknader där fjärrvärmen redan uppvisar svag lönsamhet. Det är därför angeläget att politikerna uppmärksammas på behovet av att snarast skaffa sig aktuell bild av läget för fjärrvärmen: Det kan därför finnas skäl att **tillsätta en statlig utredning** som mer i detalj och på ett samlat sätt **kartlägger och analyserar fjärrvärmens framtida konkurrenssituation** på våra lokala värmemarknader.

I denna utredning bör då också bl.a. följande uppmärksammas:

- Fjärrvärmens som samhällsnyttig infrastruktur i den hållbara staden, för att på resurseffektivt sätt kunna tillvarata energi som annars skulle gå till spillo, t.ex. värme från avfallsförbränning, avloppsvatten, restvärme från industrier och kraftproduktion.
- Fjärrvärmens som system i en framtida delningsekonomi på värmemarknaden, via vilken producenter, ”prosumenter” och kunder kan samverka och ta delat ansvar.
- Fjärrvärmens som möjliggörare av nationell energi- och klimatpolitik på lokal nivå.

Därutöver finns redan idag ett antal konkreta åtgärder som kan förbättra/bibehålla konkurrenskraften för fjärrvärmens (och kraftvärmens):

- Energimyndighetens förslag att endast tilldela elcertifikat när elpriset är större än 0 kr/MWh är bra för kraftvärme / fjärrvärme.
- Detsamma gäller förslagen om att ge betalning för ”systemtjänster” i elsystemet, t.ex. för svängmassa.

- Man kan dessutom avstå från att göra styrmedelsförändringar som *försvårar* för fjärrvärme / kraftvärme, bl.a. följande som just nu utreds och/eller föreslås:
 - Avfallsförbränningskatt, NO_x-skatt eller energi- och CO₂-skatt på kraftvärmeproduktion
 - Boverkets förslag till byggregler (köpt energi, avräkning av viss egenproducerad energi)
 - Förslag om fastighetsskatt på värmeproduktion

Vår konsekvensanalys i korthet, samt några resultat

Vår konsekvensanalys kommer att dokumenteras mera fullständigt i det löpande forskningsarbetet i NEPP, men på önskemål av Energiföretagen Sverige har vi här gjort en kortfattad dokumentation av resultat som presenterades och diskuterades vid NEPP-seminarium i november 2016.

Referensscenario i två varianter

Vi har jobbat med två varianter av referensscenario, som båda kopplar nära till Energimyndighetens referensfall, samt till det alternativa scenario där myndigheten också inkluderat flera av de åtgärder som föreslås i Energiöverenskommelsen (i deras referensscenario är de inte inkluderade). Våra två varianter utgår från två olika utvecklingsvägar för hela EU:s energisystem. Vi benämner dem:

- EU går CO₂-vägen, dvs. att utvecklingen i EU:s energisystem huvudsakligen styrs av ett allt högre pris på utsläppsrätter, som når 35 Euro/ton år 2030 och 50 Euro/ton år 2035/40. Detta är också den utveckling av CO₂-priset som ligger till grund för både EU:s och Energimyndighetens referensfall.
- EU-Långsamt, är en variant där utvecklingen i EU går avsevärt långsammare än tänkt, och där därför genomslaget av vår svenska energiöverenskommelse blir tydligare. Vi får exempelvis ett certifikatpris i nivån 150-200 kr/MWh här, medan certifikatpriset är mycket lägre (och blir noll runt 2030) i "EU går CO₂-vägen", som en följd av högre CO₂-pris.

Utfallet i vår analys för dessa två scenarior varianter för parametrarna 1) elpris och 2) certifikatpris anges nedan.

EU Långsamt

Timesmodellen ger för 2020 - 2030/35:

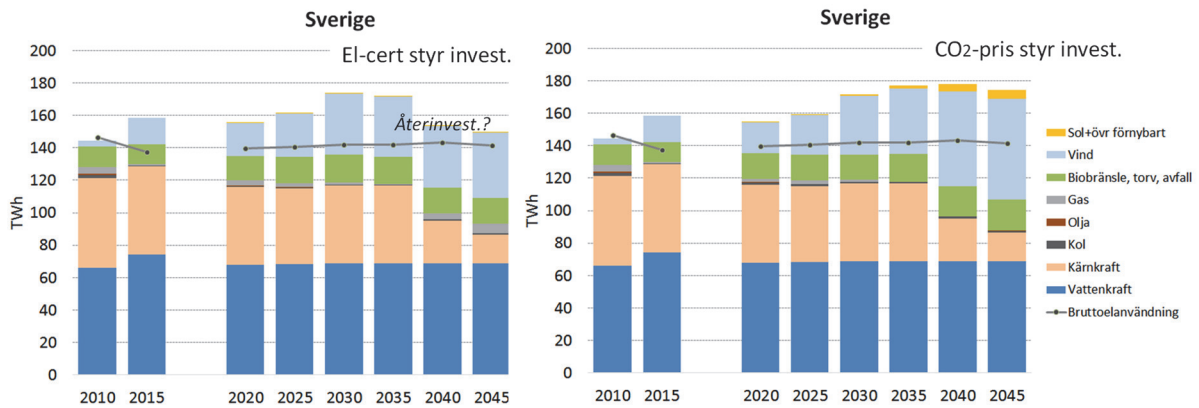
- Elpris mv. över året: 250-330 SEK/MWh
- Certifikatpris: 120-200 SEK/MWh

EU går CO₂-vägen

Timesmodellen ger för 2020 - 2030/35:

- Elpris mv. över året: 330-500 SEK/MWh
- Certifikatpris: 0-50 SEK/MWh

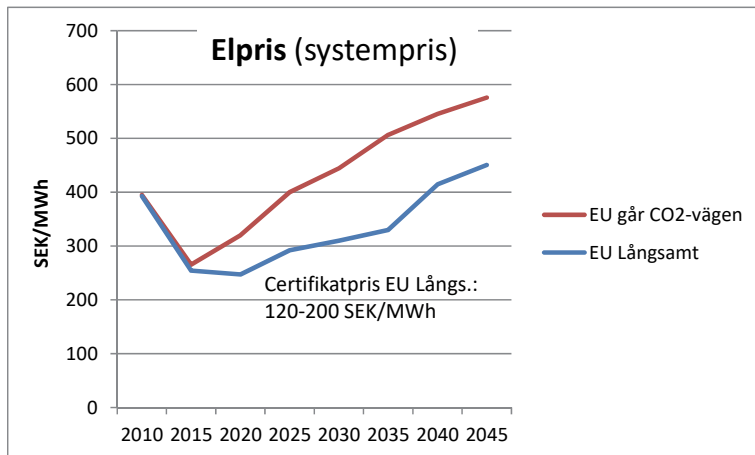
I figuren nedan över elproduktionens utveckling i Sverige, kan vi dock konstatera att produktionsutvecklingen är ganska likartad, men av rutorna ovan inser vi att drivkrafterna för produktionsutvecklingen är mycket olika (EU-Långsamt-varianten är till vänster).



Elproduktionen i Sverige i de två varianter för Referensfallet som vi analyserat. Även elanvändningen inklusive distributionsförluster (här benämnd "bruttoelanvändningen") är angiven i figuren.

Ett klart lägre elpris i EU-långsamt-varianten leder till att ny kapacitet inte byggs på marknadsmässiga grunder, så som är fallet i "EU går CO2-vägen" efter 2025 och framåt (till följd av de stigande CO2- och elpriserna). Istället är det uteslutande elcertifikatsystemet som avgör hur mycket som byggs i Sverige. I båda varianterna har Sverige ett stort elexportöverskott gentemot omvärlden, åtminstone fram till och med 2035/40 när elcertifikatsystemet antas ha tjänat ut. Den tillkommande ambitionsökningen i EU-långsamt-varianten ökar på elöverskottet från 2020 fram till 2035. Därefter har många anläggningar som tidigare ingått i elcertifikatsystemet fallit för åldersstrecket och ersätts endast av de mest gynnsamma investeringarna (återinvesteringar på befintliga platser för exempelvis vindkraft kan vara ett sådant exempel).

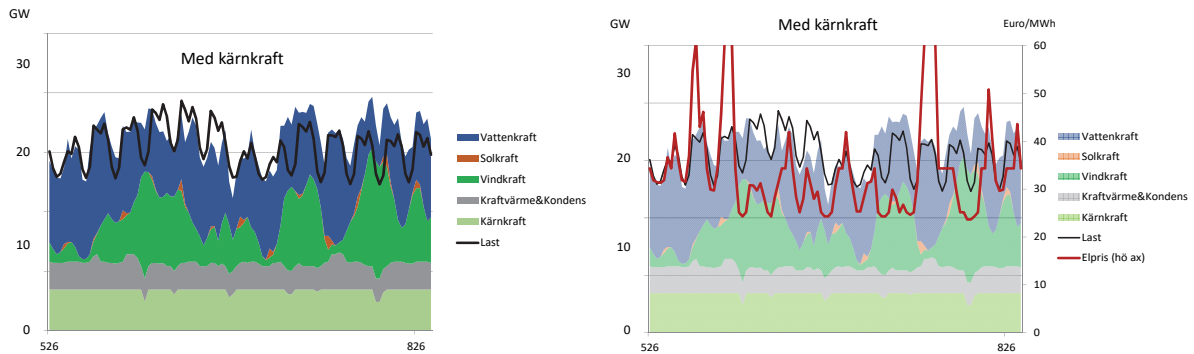
Figuren nedan ger elprisutvecklingen (systempriset) i Sverige för de två varianterna. Vi kan konstatera att elprisnivån i EU-långsamt-varianten ligger kvar på relativt låga nivåer åtminstone till 2030.



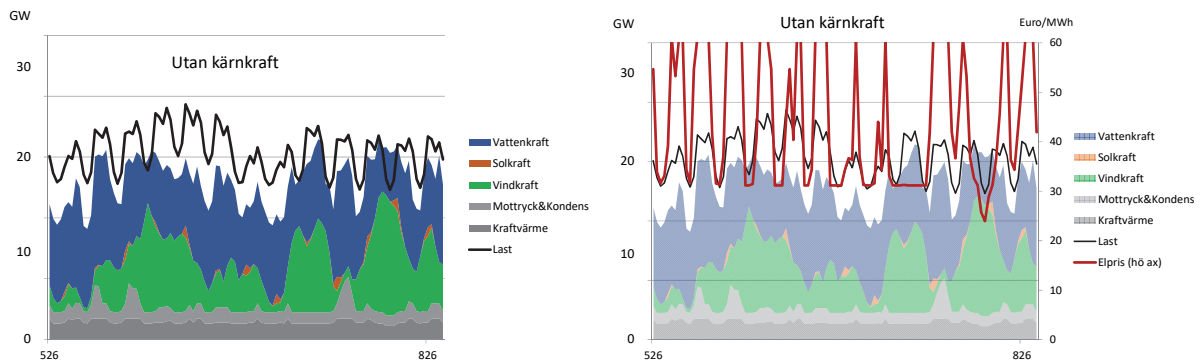
Känslighetsanalys – med och utan kärnkraft 2030

Den elprisbana som angivits ovan för EU-långsamt-varianten, har vi också analyserat med Chalmers kraftmarknadsmodell EPOD, för att få timvärden för ett typår (här runt 2030). Vårt referensfalls båda varianter inkluderar – som figurerna ovan visar – en fortsatt drift av de sex yngsta kärnkraftsreaktorerna. Det innebär att vi kommer att ha reglerbar kraft för i stort sett hela vårt elbehov, under de allra flesta timmar under året. Diagrammen nedan, som illustrerar två februariveckor (de veckor där

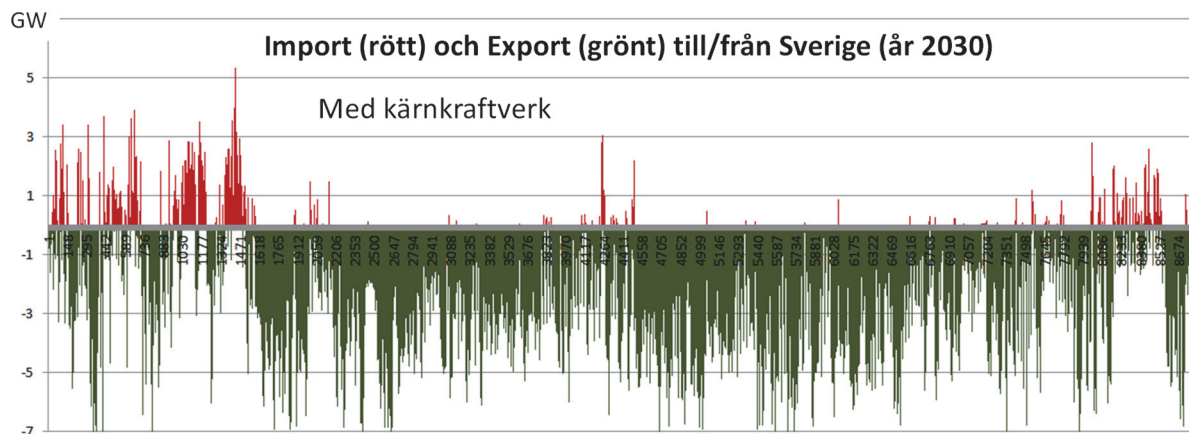
dagens effekttopp inträffar) bekräftar också detta. I diagrammet till höger är också elprisbanan inlagd.

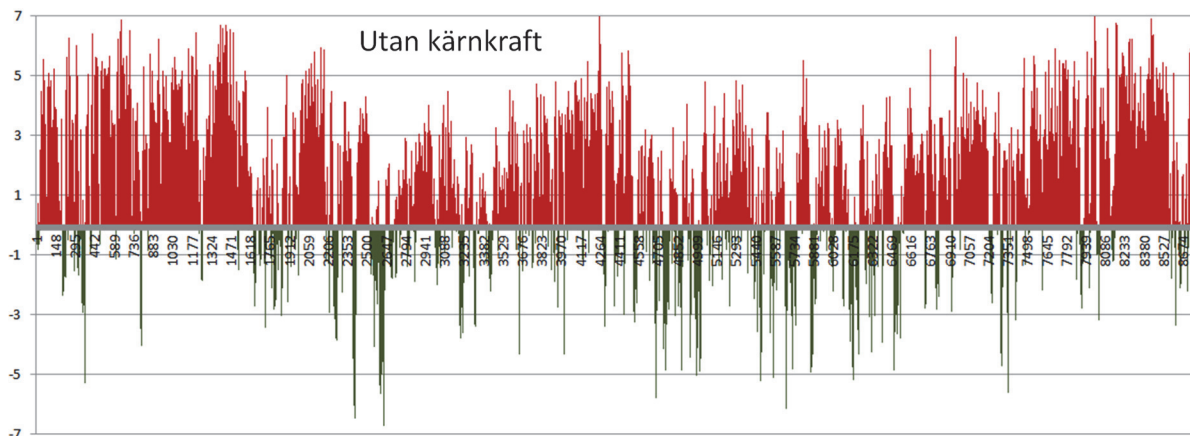


Om vi däremot ser till ett alternativt scenario där alla kärnkraftverk är stängda före 2030, får vi en mycket ansträngd effektbalans, vilket figurerna nedan visar. Då måste vi förlita oss på import under en stor del av året (eller bygga ny reglerbar kraft, som ersättning för kärnkraften). De vita fälten i figurerna visar på importbehovet, och vi kan konstatera att det inte rör sig om enstaka timmar utan sammanhängande perioder på flera dygn. Det finns också en tydlig korrelation mellan vindkraftens produktion och behovet av reglerkraft. I figuren till höger ser vi även att systemprisnivån varierar mycket i detta fall utan kärnkraft.



I figurerna nedan tydliggör vi den stora skillnaden i importbehovet över året (rödmarkerat i figurerna), i fallet med kärnkraft (översta figuren)) jämfört med fallet utan kärnkraft.





Vi vill avsluta denna korta genomgång av resultaten från vår översiktliga konsekvensanalys av Energiöverenskommelsen med att upprepa att den är mycket preliminär och att vi kommer att komplettera den och analysera den mer i detalj i det fortsatta forskningsarbetet i NEPP.

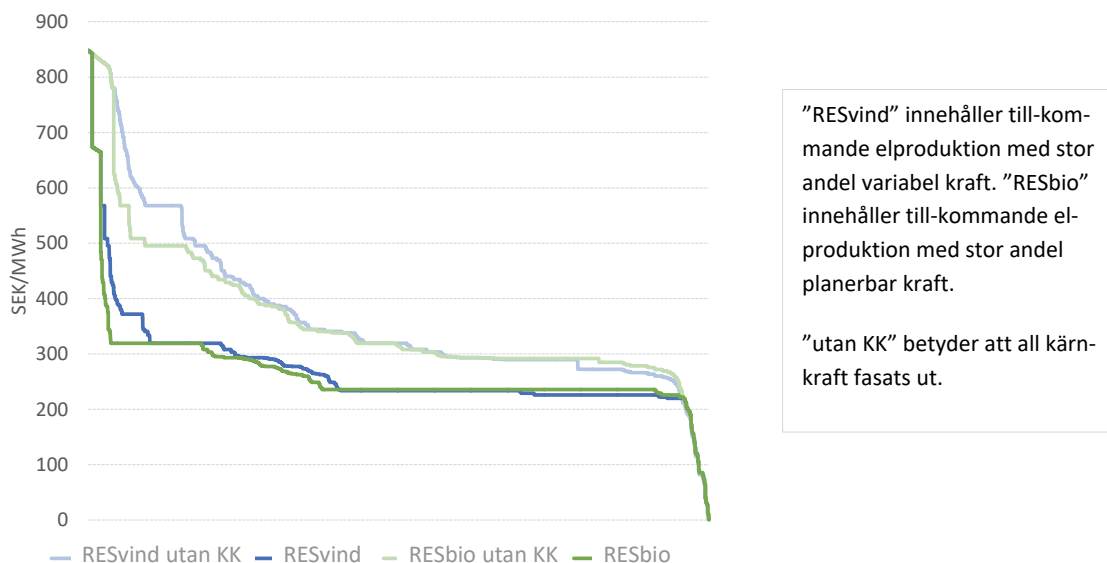
Utdrag ur Fjärrsynrapport: El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna, etapp II

Sammanfattning

I detta projekt studeras hur ett framtida elsystem med större andel variabel elproduktion påverkar samverkan mellan el- och fjärrvärmemarknaderna. Projektet utgör en fortsättning på ett arbete från 2015 och fokuserar på analys av några scenarier med olika balans mellan variabel och planerbar kraft i den tillkommande förnybara elproduktionen. Utifrån resulterande elprisprofiler beräknas fjärrvärmeproduktionskonsekvenser för ett par typsystem.

Två olika huvudscenarier har definierats. De innehåller samma volym av förnybar elproduktion år 2030, omkring 55 TWh exklusive vattenkraft. Utbyggnaden av förnybar el mellan 2015 och 2030 utgörs i det ena scenariot i praktiken helt av vind- och solkraft, medan det andra scenariot innehåller en fördubbling av kraftvärme och industriellt mottryck och endast mindre ökning av vind- och solkraft, jämfört med idag. Scenarierna har beräknats med och utan kärnkraft.

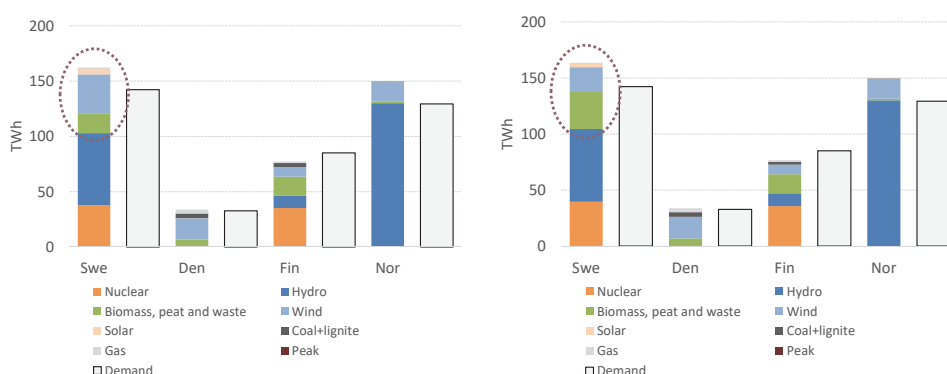
Med hjälp av detaljerade modellberäkningar för elproduktionsutfallet för Nordeuropa har elpriser beräknats för de fyra framtidsscenarierna. Elpriserna beräknas med stor tidsupplösning. Det visar sig att tillgången till mer planerbar kraft påverkar elpriserna på det sätt man kan förvänta sig, det vill säga att riktigt låga elpriser uppträder mer sällan än då inslaget av variabel kraft är större, samtidigt som prisnivåerna då elsystemet är mer ansträngt blir något lägre då andelen planerbar kraft är större. Dessutom uppvisar, som förväntat scenarierna utan kärnkraft klart högre elpriser, särskilt under de tider då elsystemet är ansträngt. Elprisernas variation under året för de beräknade scenarierna framgår av figuren nedan:



Fjärrvärmeproduktionens uppbyggnad varierar kraftigt mellan olika svenska fjärrvärmesystem. Därmed kommer de att reagera olika på de elprisscenarier som beräknats. För att ge en uppfattning om konsekvenserna för enskilda fjärrvärmesystem har modellberäkningar genomförts för ett par svenska fjärrvärmesystem. Skillnaden i fjärrvärmeproduktionsutfall är liten mellan de båda elsystemscenarierna med olika andel variabel och planerbar elproduktion. Skillnaderna är större mellan scenarierna med respektive utan kärnkraft. Scenariot med stor andel kraftvärme, RESbio, ger alltså lägst elpris och i fjärrvärmesystem med kraftvärme blir därmed elintäkterna något lägre i det scenariot än i scenariot med stor andel vind och sol, RESvind.

Beräkningsresultat – elsystemet

I Figur 1 presenteras elproduktionen i de fyra nordiska länderna för de bägge beräkningsfallen ”RESvind” (till vänster) respektive ”RESbio” (till höger). Övriga nordeuropeiska länder ingår i modellanalysen men redovisas inte här. Inringat i Figur 1 är den produktionsmix som definierar ”RESvind” respektive ”RESbio”. Vi kan också konstatera att produktionen i övrigt i de nordiska länderna påverkas mycket lite av förskjutningen i mix mellan ”RESvind” och ”RESbio”. Vi kan också se att andelen fossil elproduktion i det beräknade produktionssystemet för 2030 i Norden är mycket liten.

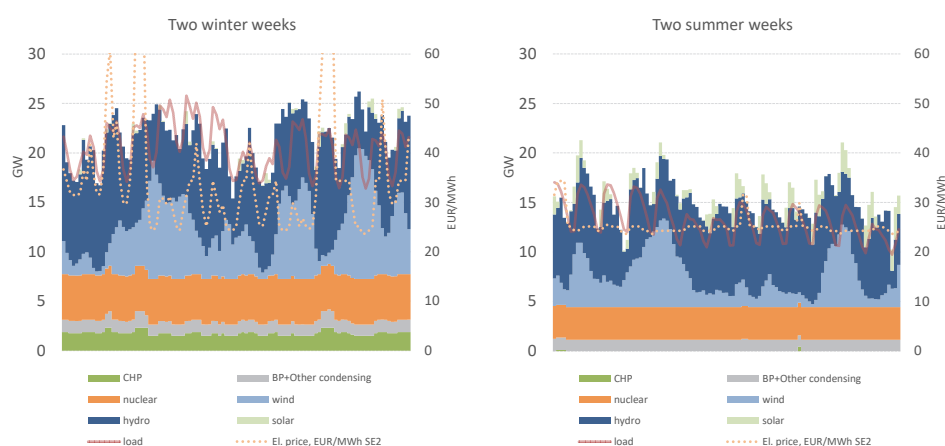


Figur 1: Den beräknade elproduktionen år 2030 (med EPOD-modellen) i de fyra nordiska länderna i ”RESvind” (till vänster) respektive ”RESbio” (till höger).

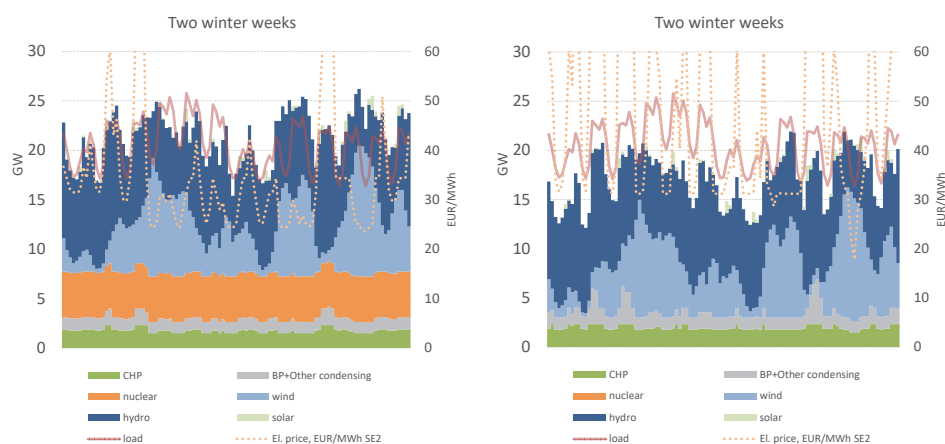
Detaljanalys av elproduktionen

Mer detaljerade figurer över produktionen per tretimmarsblock för två typiska vinterveckor respektive sommarveckor redovisas i Figur 2 till och med Figur 5. Några sammanfattande slutsatser man kan dra genom att titta närmare på dessa figurer är:

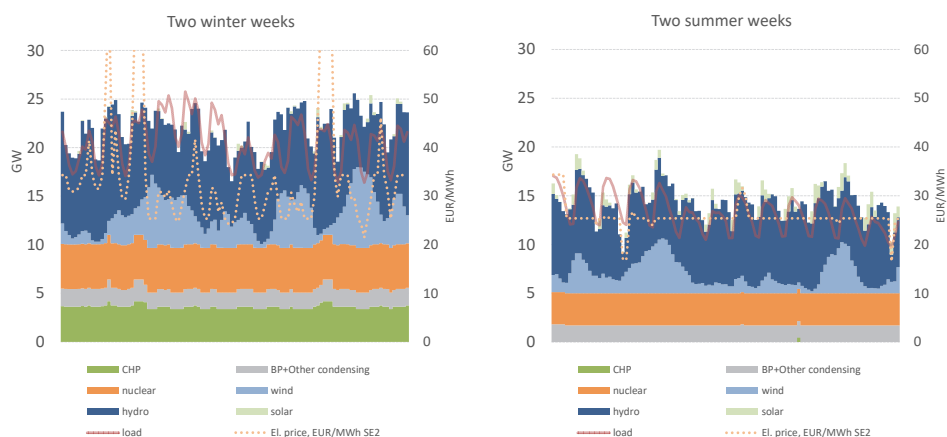
- Elpristoppar syns framförallt under vintern så länge som kärnkraften finns tillgänglig. Om kärnkraften avvecklas helt så kan vi även sommartid få riktigt höga priser under timmar då det blåser lite och/eller då efterfrågan är relativt hög (typiskt på eftermiddagen).
- Elprisvariabiliteten är störst under vintern.
- Situationen i våra grannländer (last och tillgång till vind) påverkar prisnivåer och prisvariabilitet i Sverige.
- "RESbio" dämpar prisvariabiliteten något jämfört med "RESvind" såväl under vintern (mer kraftvärme och industriellt mottryck) som under sommaren (mer industriellt mottryck).
- Den "prisspikdämpande effekten" i "RESbio" (jämfört med "RESvind") är större i fallet utan kärnkraft än i fallet med kärnkraft. Vikten av extra styrbar kapacitet (kraftvärme och industriellt mottryck) ökar då kärnkraften fasas ut helt.
- De riktigt höga pristopparna finns kvar även i "RESbio". Däremot är andelen "medelhöga" pristoppar något färre i "RESbio" än i "RESvind". Produktionsförskjutningen från "RESvind" till "RESbio" på 15 TWh innebär ett tillskott på styrbar effekt på omkring 2-3 GW och en minskning i variabel effekt i vind och sol på drygt 6 GW. Tillskottet på styrbar effekt hjälper till att reducera vissa pristoppar men inte de riktigt höga som induceras av liten tillgång till vind, vars kapacitet i "RESbio" klart överstiger tillskottet i styrbar effekt om 2-3 GW.



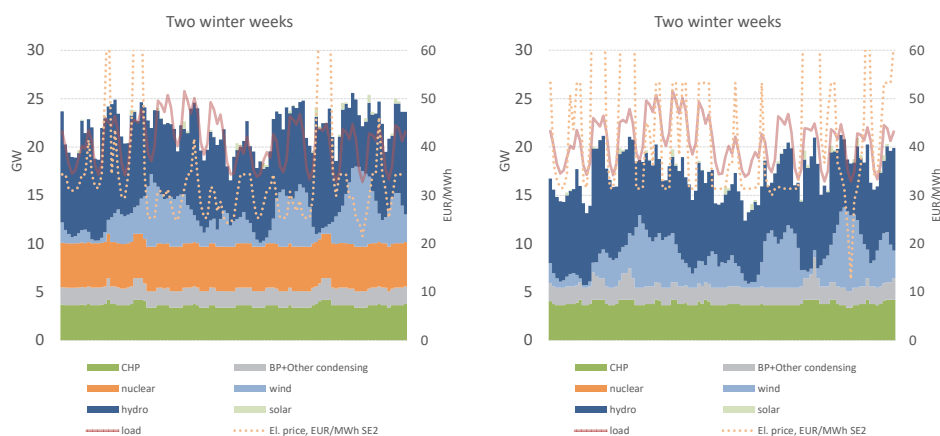
Figur 2: Elproduktion i Sverige (GW) i beräkningsfall "RESvind" under två typiska vinterveckor (till vänster) och två typiska sommarveckor (till höger).



Figur 3: Elproduktion i Sverige (GW) i beräkningsfall "RESvind" (till vänster) respektive "RESvind utan KK" (till höger) under två typiska vinterveckor.



Figur 4: Elproduktion i Sverige (GW) i beräkningsfall "RESbio" under två typiska vinterveckor (till vänster) och två typiska sommarveckor (till höger).



Figur 5: Elproduktion i Sverige (GW) i beräkningsfall "RESbio" (till vänster) respektive "RESbio utan KK" (till höger) under två typiska vinterveckor.

Elpriseffekter

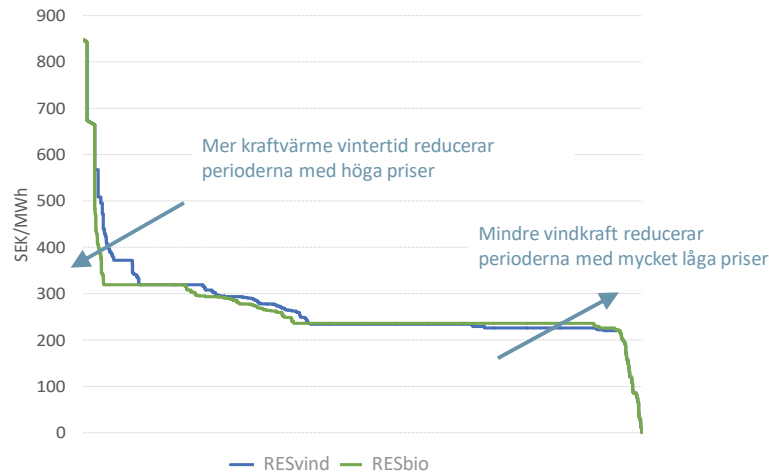
I Figur 6 redovisar vi elpriset i prisområde SE3 (Stockholm) efter avtagande storlek och baserat på EPOD-beräkningar för de två beräkningsfallen "RESvind" och "RESbio". Vi kan konstatera att under en liten del av året, mindre än 5 %, är priserna höga eller mycket höga. Även de riktigt låga priserna, typiskt mindre än 100 SEK/MWh, utgör endast en liten andel av årets samtliga priser. I etapp I av detta arbete kunde vi konstatera att andelen lågelpristimmar ökade med andelen vindkraft.³ Men det var inte förrän vid riktigt stora mängder vindkraft i Sverige, 50 TWh och uppåt, som modellberäkningarna pekade på en mer signifikant ökning av andelen timmar med lågt elpris.⁴ Vattenkraft och handel med omvärlden är utjämnade faktorer. Bilden att timmar med mycket låga elpriser även i framtiden kan förbli ett relativt begränsat fenomen trots en expansion av variabel förnybar elproduktion bekräftas av en aktuell simuleringsstudie från Energimarknadsinspektionen (2016). Självklart är detta i stor utsträckning även beroende av i vilken takt förnybar elproduktion byggs ut i våra grannländer (precis som i denna etapp antog vi i etapp I att utbyggnaden av variabel förnybar elproduktion är stor i hela Nordeuropa fram till 2030). I vår modellansats utgår vi också från att all överföringskapacitet mellan

³ Fjärrsyn 2015, "El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna", Fjärrsynrapport 2015:223.

⁴ Det prisområde i Norden som idag är mest "utsatt" för lågelpristimmar (eller till och med negativa priser) på grund av den höga andelen variabel elproduktion torde vara Jylland. Andelen lågelpristimmar (<5 EUR/MWh) har där dock aldrig överstigit mer än 3% per år sedan 2010. Det är alltså idag ett mycket begränsat fenomen.

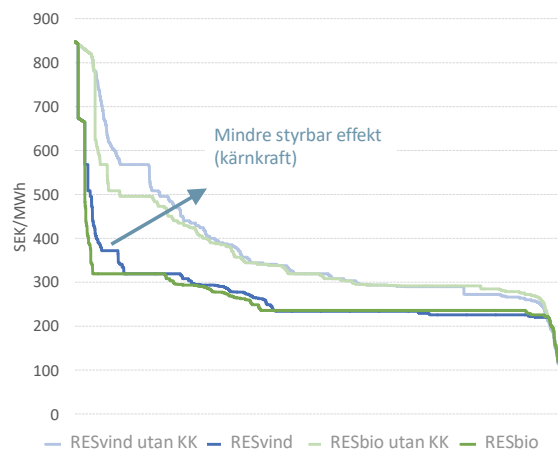
prisområdena är ständigt tillgänglig. Driftstörningar och avbrott i verkligheten kan stänga in elproduktion och därmed öka förekomsten av timmar med mycket låga elpriser. Detsamma gäller år med ovanligt god tillgång på vind (och vattenkraft). Sådana avvikelser från "normala" driftsituationer eller år har vi inte analyserat här.

Om man i Figur 6 jämför "RESvind" med "RESbio" så kan man konstatera att skillnaderna är relativt små men noterbbara: "RESbio" reducerar andelen timmar med höga elpriser då det tillförs mer styrbar effekt framförallt vintertid, och reducerar andelen timmar med låga elpriser eftersom andelen vindkraft med mycket låga rörliga kostnader är mindre i "RESbio".



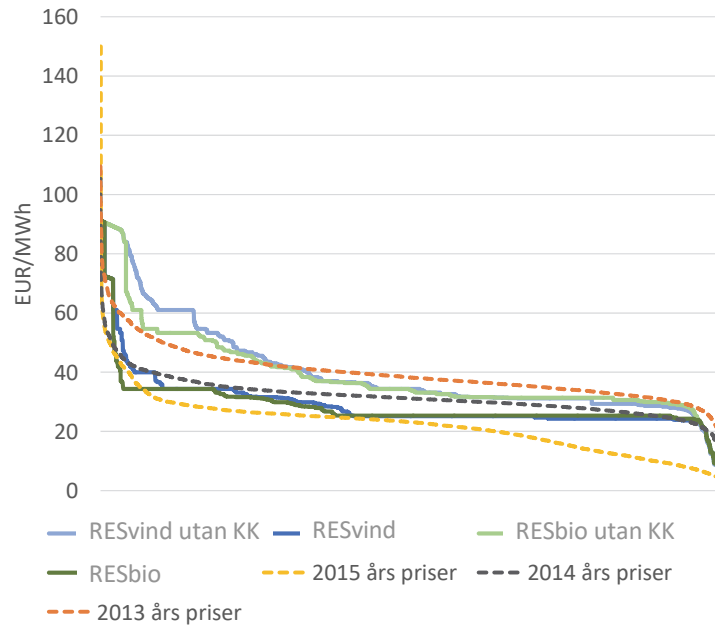
Figur 6: Beräknat elpris i prisområde SE3 (Stockholm) ordnat efter avtagande storlek under hela modellåret för beräkningsfallen "RESvind" och "RESbio".

I Figur 7 kompletterar vi bilden från Figur 6 genom att även inkludera de bägge beräkningsfall där den svenska kärnkraften antas vara helt avvecklad. Där blir det uppenbart att kärnkraftavvecklingen har klart större betydelse för elpriset än huruvida vi väljer "RESvind" eller "RESbio". Vi påminner om att skillnaden mellan "RESvind" till "RESbio" endast utgörs av en begränsad förskjutning i produktion från icke-styrbar till styrbar elproduktion. Det varken tillkommer eller försvinner produktion på årsbasis utan den får en annan fördelning. Avvecklar vi däremot kärnkraften, det vill säga ca 35 TWh i detta fall, så får produktionsbortfallet en mer signifikant påverkan på elprisbilden. I figuren kan vi också notera att skillnaden mellan "RESbio utan KK" och "RESvind utan KK" är något större än skillnaden mellan "RESbio" och "RESvind". Styrbar termisk effekt i form av kraftvärme och industriellt mottryck får därmed större betydelse om annan styrbar effekt i form av kärnkraft samtidigt fasas ut.



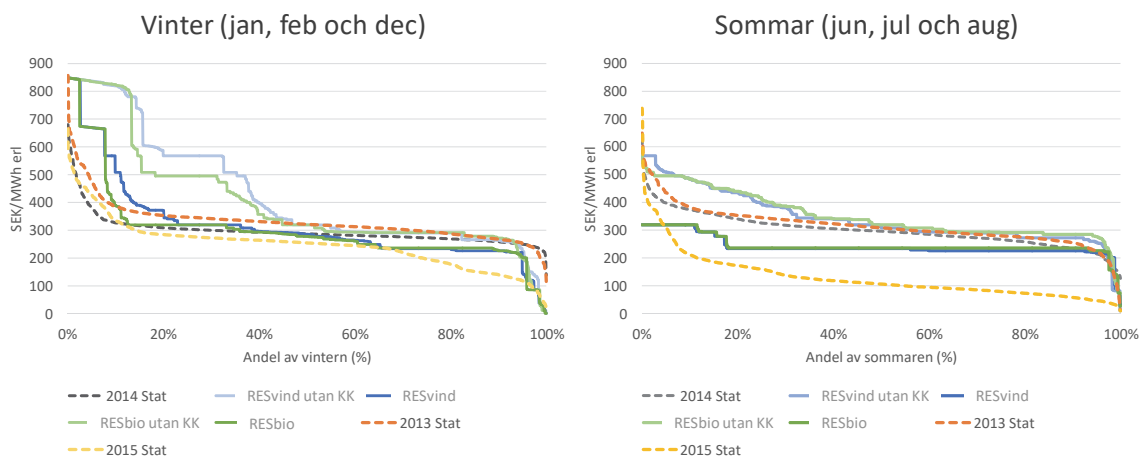
Figur 7: Beräknat elpris i prisområde SE3 (Stockholm) ordnat efter avtagande storlek under hela modellåret för samtliga fyra beräkningsfall.

Hur de beräknade elpriserna förhåller sig till de verkliga spotpriserna för SE3 under åren 2013-2015 visas i Figur 8. Vi kan se att bland de verkliga priserna är det framförallt 2015 som avviker med mycket låga priser tack vare mycket god tillgång till vattenkraft och annan produktion. Vi kan också se att nivåerna på de beräknade priserna för 2030 för de två fallen där kärnkraften finns tillgänglig ligger ungefär i samma storleksordning som de verkliga priserna för 2014.



Figur 8: Beräknade elpriser för 2030 och verkliga priser för åren 2013-2015; Källa för 2013-2015: Nordpool Spot.

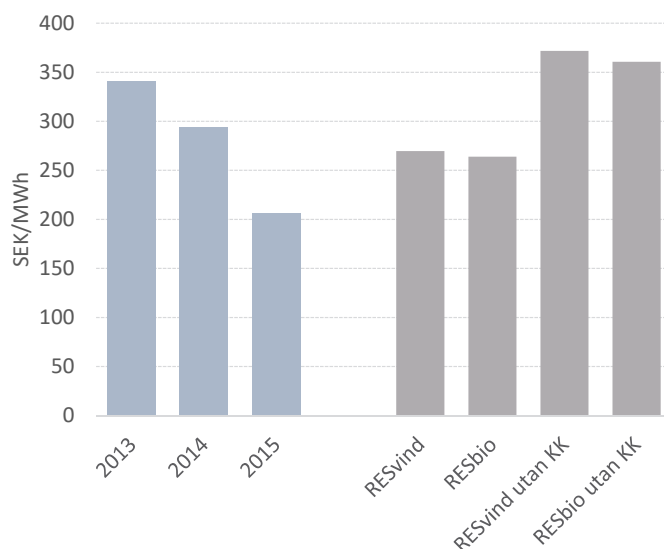
En uppdelning i vinterpriser och sommarpriser (rangordnade efter fallande storlek) ges i Figur 9 för såväl de beräknade elpriserna som för de verkliga mellan åren 2013-2015. Det blir tydligt att en kärnkraftavveckling leder till att antalet timmar med höga elpriser ökar väsentligt. Det finns dock även vintertid många timmar där elpriserna är relativt oförändrade. Det gäller inte minst om vi jämför med de verkliga priserna för 2013-2015. Under 2015 var det tydligt att sommarpriserna låg klart under vinterpriserna. För åren 2013-2014, däremot, kan vi se att vinterpriser och sommarpriser i stor utsträckning var lika.



Figur 9: Beräknade elpriser för 2030 och verkliga priser för åren 2013-2015 under vinter och sommar; Källa för 2013-2015: Nordpool Spot.

Årsmedelpriserna på el (spotpriser SE3) för de verkliga åren 2013-2015 samt de fyra beräkningsfallen för 2030 redovisas i Figur 10. Medelpriset för "RESvind" och "RESbio" år 2030 ligger i samma storleksordning som motsvarande pris för 2014. Om kärnkraften avvecklas ökar årsmedelpriset med ca 10 öre/kWh jämfört med "RESvind" respektive "RESbio".

Antalet timmar med ett elpris högre än 600 SEK/MWh är mindre än 5 % av årets alla timmar för tre av beräkningsfallen sånär som på "RESvind utan KK" där andelen istället ligger närmare 10 %. Antalet timmar där elpriset är lägre än 100 SEK/MWh är få, omkring 2 % av årets alla timmar. I detta fall är skillnaderna mycket små mellan de fyra beräkningsfallen (delvis går detta att utläsa ur Figur 7).



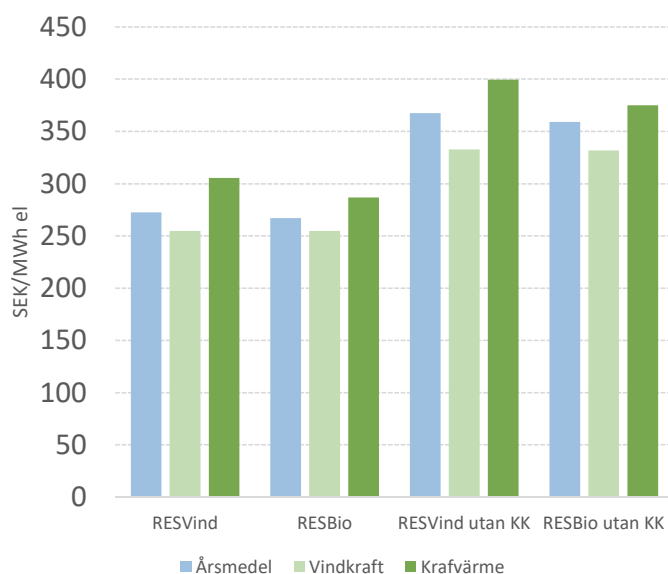
Figur 10: Medelpris för åren 2013-2015 samt de fyra beräkningsfallen för 2030 (Källa 2013-2015: Nordpool Spot)

Kraftslagets intjäningsförmåga

Årsmedelpriset på el ger i det flesta fall en indikation på om ett visst kraftslag når lönsamhet eller ej baserat på dess kostnader. Men i en framtid där elpriset troligen kommer att variera mer under året än idag och där variabel icke-styrbar elproduktion tar en mer signifikant andel av produktionen så kommer det att bli allt viktigare att beräkna intjäningsförmågan utifrån de olika kraftslagets produktionsmönster. Denna kommer att skilja sig beroende på kraftslagets produktionsprofil, det vill säga olika kraftslag kommer att erhålla olika medelpriser räknat över ett år. För ett typiskt baslastkraftverk kommer fortfarande det årliga tidsmedelvärdet vara relevant eftersom det, lite förenklat, kan antas producera fullt under hela året. För ett vindkraftverk däremot, så bör elpriset på marknaden vägas mot vindkraftverkets produktionsprofil. Det gör att höga elpriser inte räknas om det samtidigt är vindstilla och vindkraftverket inte kan producera eller om det producerar på reducerad effekt. Vi kallar detta för ett vindprofilvägt medelpris. För ett typiskt kraftvärmeverk viktas istället vinterhalvårets elpriser tyngre i det årliga medelpriset än sommarhalvårets elpriser.

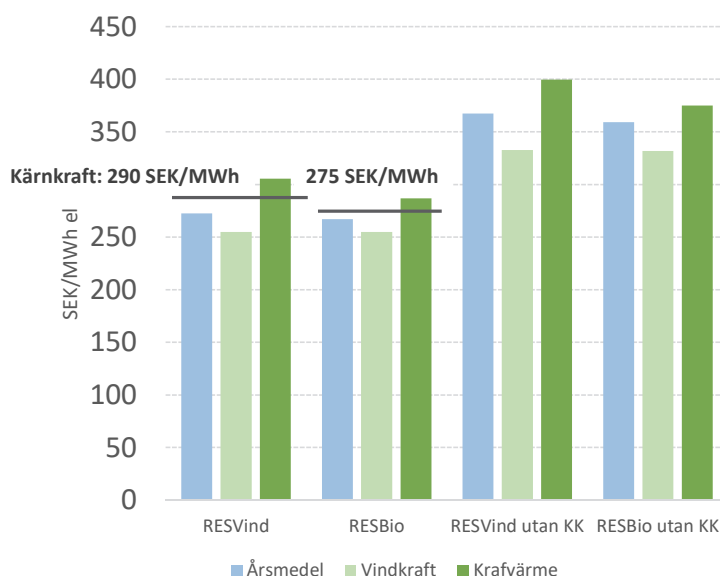
I Figur 11 har vi beräknat årsmedelpriser på tre olika sätt: ett årsmedelvärde (detsamma som i Figur 10) som kan sägas gälla för exempelvis ett kondensverk med mycket hög utnyttningstid, ett genomsnittligt elpris vägt mot en typisk produktionsprofil för vindkraft och ett motsvarande elpris vägt mot en typisk produktionsprofil för kraftvärme. Genomgående gäller att kraftvärmens erhåller det högsta elpriset, vilket förklaras av att produktionen i huvudsak är förlagd till vintern, där relativt höga priser förekommer något oftare än under andra delar av året. Vindkraften erhåller det lägsta priset vilket följer av föregående resonemang. Skillnaden mellan det pris ett kraftvärmeverk erhåller och det pris ett vindkraftverk erhåller är typiskt ca 5 öre/kWh till kraftvärmens fördel sett över våra fyra beräkningsfall. Intäkten är dock endast den ena sidan av myntet. Kraftslagen kostar olika mycket i såväl investering som drift. Det är därför fullt möjligt att det finns vindkraftprojekt som trots en något lägre

intäkt är mer lönsamma än vissa kraftvärmeprojekt. Utöver elpriserna i Figur 11 tillkommer en elcertifikatintäkt på 210 SEK/MWh för de bägge fall där kärnkraften finns tillgänglig och 135 SEK/MWh för de bägge fall där kärnkraften är utfasad (eftersom de senare fallen innebär ett högre elpris har vi ansatt ett något lägre elcertifikatpris).⁵



Figur 11: Genomsnittligt årsmedelpris och produktionsprofilvägda årsmedelpriser för vindkraft och kraftvärme.

Inför NEPP-seminariet i november 2016 gjorde vi också, i samverkan med Fjärrsynstudien, en mycket översiktlig bedömning av motsvarande prisnivåer för kärnkraft, i de två scenarier där kärnkraften bibehålls, för att illustrera dess intjäningsförmåga. Prisnivån framgår av figuren nedan.



⁵ Elcertifikatpriset beräknas inte explicit i EPOD. Istället ansätts ett pris som ges exogent i modellen. Vi har här antagit att elcertifikatpriset, grovt räknat, utgörs av skillnaden mellan marginalkostnaden för ny vindkraft i Sverige (typiskt kring 50 öre/kWh) och årsmedelpriset på el. Dessa elcertifikatpriser är viktiga indata i fjärrvärmeanalysen (se kommande kapitel).