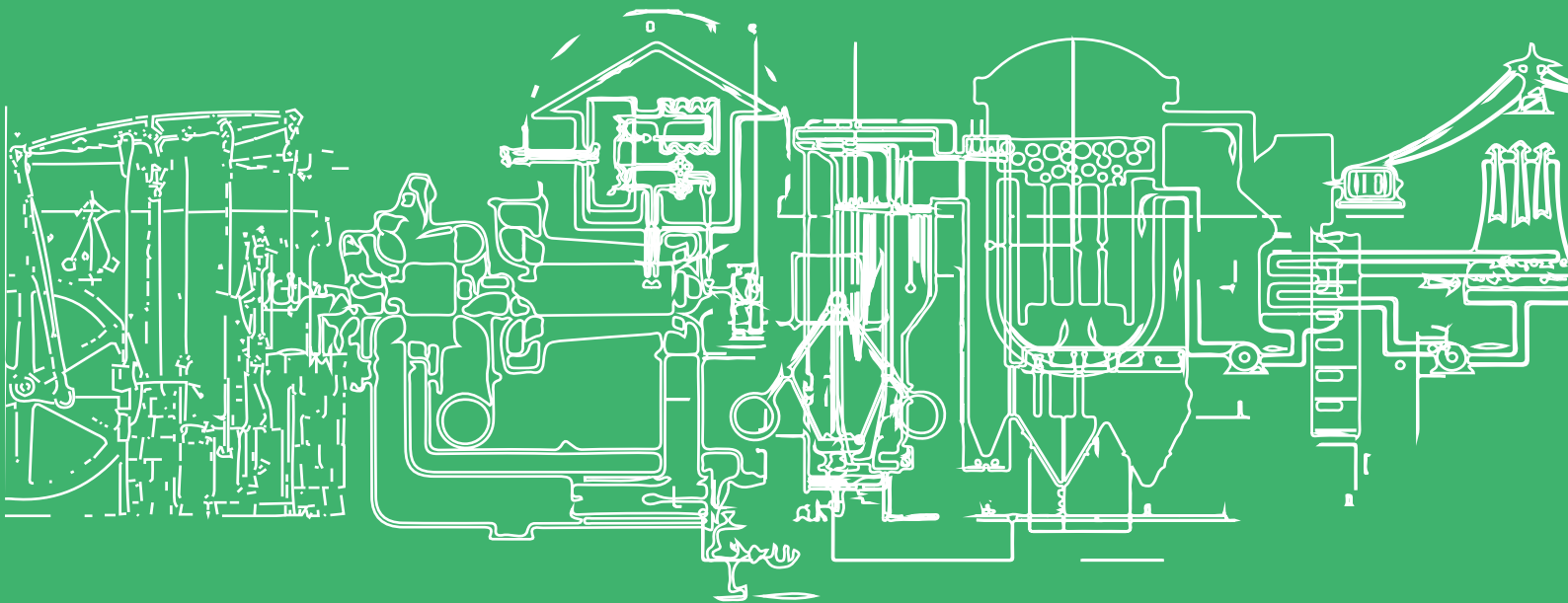


15 SLUTSATSER OM

Elsystemets utveckling i Sverige, Norden och Europa



NEPP (North European Power Perspectives) är ett sammanhållet multidisciplinärt forskningsprojekt om utvecklingen av elsystemen och elmarknaden i Sverige, Norden och Europa i tidsperspektiven 2020, 2030 och 2050. Verksamheten genomförs av ett tiotal välmeriterade forskare och analytiker. NEPP pågår i nuvarande etapp till mars 2016.

NEPP har som mål att fördjupa insikten om hur de nordiska länderna och aktörerna på de svenska och nordiska energimarknaderna kan agera för att på ett kostnadseffektivt sätt, och med tillväxtperspektivet i fokus, kunna möta de krav som ställs av energi- och klimatpolitiken i EU och medlemsländerna och den påverkan som övrig omvärldsutveckling ger.

Forskningens uppgift är att visa hur en balanserad och effektiv utveckling av Nordens och EU:s energisystem kan åstadkommas, och hur de politiska målen kan realiseras till gagn för samhället och dess aktörer. Forskningen skall sträva efter att ange framgångsfaktorer som ger denna balanserade utveckling. Det kan gälla vägvalen vid utveckling och drift av el- och energisystemen, nya marknadsregler, valet och utformningen av politiska styrmedel, etc. Ökad förståelse skall också skapas för vilka krav som ställs på energiaktörer, politiker och samhället i stort för att realisera olika mål och utvecklingsvägar.

NEPP finansieras av elföretagen, Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Svenskt Näringsliv. Nordisk Energiforskning har bidragit till finansieringen av vissa delprojekt och Samordningsrådet för Smarta Elnät har lagt ett flertal forskningsuppdrag på NEPP. Verksamheten leds av en styrgrupp med Energimyndighetens generaldirektör som ordförande. Energiforsk är projektvärd för NEPP.

Forsknings- och syntesarbetet i NEPP genomförs av fem forskargrupper vid Chalmers, KTH, Profu, Sweco och IVL. Profu är projektledare för NEPP och Sweco är biträdande projektledare.

Denna skrift presenterar resultat och slutsatser från NEPP:s el- och energisystemanalyser för Sverige, Norden och Europa, vilka huvudsakligen genomförts av Thomas Unger, Erik Axelsson, Håkan Sköldberg, Bo Rydén på Profu och Mikael Odenberger, Filip Johnsson på Chalmers. Analyserna av det europeiska elsystemet har gjorts i nära samarbete med projektet "Pathways to Sustainable European Energy Systems", som leds av Chalmers.

För frågor om skriftens innehåll, kontakta gärna de ansvariga forskarna på Profu eller Chalmers. Mer information om NEPP-projektet finns på www.nepp.se.

15 slutsatser från NEPP:s el- och energisystemanalyser

Elsystemets utveckling

i Sverige, Norden och Europa

Maj 2015

Denna skrift kan beställas från:
www.nepp.se

Där finner du också information om projektet
NEPP - North European Power Perspectives

Elsystemets utveckling i Sverige, Norden och Europa: 15 slutsatser
från NEPP:s el- och energisystemanalyser

www.nepp.se

Layout: Profu

Tryckeri: PR-Offset, Mölndal

Inledning

De nordiska och europeiska energisystemen står inför betydande utmaningar. Det handlar bland annat om att:

- Kraftigt minska utsläppen av koldioxid, öka andelen förnybar energi, minska energianvändningen och samtidigt bidra till fortsatt god ekonomiska tillväxt utan snedvridning av konkurrensen mot omvärlden
- Säkerställa utbyggnaden av ny produktion och undanröja hinder som begränsar investeringar i ny infrastruktur inom energiområdet
- Öka elmarknadens effektivitet och fortsätta att öka integreringen av Europas elsystem
- Säkra tillförsel av energi och fortsätta att minska beroendet av fossila energilag

Under de kommande åren ska en lång rad beslut fattas inom energi- och klimatområdet om inriktningen av energipolitiken och utformningen av styrmedel och regelverk, samt om nya investeringar i energiinfrastrukturen. I stor utsträckning hantaras dessa frågor på internationell nivå, bl.a. inom ramen för EU och i mellanstatliga avtal, men nationella politiska beslut kommer också att spela en viktig roll. Det är av stort värde att politiker, myndigheter, energiföretag och marknadens aktörer har ingående kunskap om den förväntade utvecklingen och effekterna av de beslut som fattas. En grund-

läggande kunskap om elmarknaden och elsystemets utveckling är en förutsättning för att besluten som fattas blir väl avvägda och får avsedd verkan. Detta understryker behovet av genomgripande kunskapsförstärkning med helhetsperspektiv på den framtida utvecklingen av elsystemen i Sverige, Norden och Europa.

En temabok om elsystemens utveckling

NEPP (North European Power Perspectives) är ett tvärvetenskapligt forskningsprojekt om utvecklingen av elsystemen och elmarknaden i Norden och Europa i tidsperspektiven 2020, 2030 och 2050. Forskningen genomförs av välmeriterade forskare och analytiker.

I en särskild temabok har vi sammanställt NEPP:s analyser av utvecklingen av elsystemen i Sverige, Norden och Europa. Analyserna är dels historiska analyser, dels analyser av den framtida utvecklingen, genomförda med NEPP:s olika energisystemmodeller. Denna skrift är en sammanfattning av temabokens viktigaste slutsatser.

NEPP:s energisystemanalyser har givit en lång rad resultat, och utifrån dem har vi formulerat femton slutsatser. Var och en är slutsatserna inte nödvändigtvis nya rön, men sammantaget ger de en bra

bild av utmaningarna och möjligheterna för elsystemens framtida utveckling i Sverige, Norden och Europa. Samtidigt ger de en god sammanfattning av konsekvenserna av olika utvecklingsmöjligheter i elsystemets omvärld, och inte minst vilka konsekvenser olika politiska vägval ger för elsystemets utveckling.

Underlaget för våra slutsatser är uteslutande resultaten från projektets *energisystemanalyser*, och skall därför bedömas som sådana. I projektets syntesarbeten gör vi sedan en sammanläggning av dessa slutsatser, med slutsatserna från andra projektområden, vilket både kan ge kompletteringar och förändringar av formuleringarna nedan.

1

Elen och elsystemet spelar – och förväntas spela – en allt mer central roll i omställningen av energisystemet. Elen andel av energianvändning ökar också stadigt, framför allt i övriga Europa, men en viss ökning är också att förvänta i Norden.

2

Det nordiska elsystemet är väl rustat för att möta de framtida osäkerheterna och utmaningarna på de olika utvecklingsvägar som våra energisystemscenarier omfattar. Om Norden vill minska sina CO₂-utsläpp så bör man fokusera på andra sektorer. Där kan elektrifiering även vara en del av lösningen.

3

Utmaningarna och osäkerheterna för elsystemen i övriga Europa är mycket större och många länder har stora åtaganden i omställningen redan under de närmaste åren. Exempel på utmaningar och osäkerheter på kort och lång sikt är: utsläppsreduktion, mängden förnybart, effekthantering, nätutbyggnad, elmarknadsutformning, prisutvecklingen på fossila bränslen och den tekniska utvecklingen, t.ex. av CCS.

4

Energi- och klimatpolitiken i EU och medlemsstaterna är den faktor som har störst påverkan på kraftsystemets utveckling. För 2020 är växthusgasmålet i EU redan nått, men att nå de förnybara åtagandena till 2020 är fortfarande en stor utmaning för många (stora) europeiska länder; dock inte för Sverige och Norden. Målen för 2030 ger sedan en ännu tydligare påverkan på elsystemen, även för Norden.

5

Tydliga skillnader i systemutveckling och styrmedel mellan våra scenarier med ett mål eller tre mål, främst på längre sikt. På halvlång sikt, 2030, ger exempelvis "tremålsscenario" hälften så stor utbyggnad av vind- och solkraft i Norden jämfört med "ettmålsscenario" (klimat- eller förnybartmål).

6

Den svaga BNP-utvecklingen i EU ökar möjligheten att nå effektiviserings- och växthusgasmålen till 2020 och 2030. Om den ekonomiska tillväxten däremot tar fart och återhämtar hela tappet efter finanskrisen, blir energi- och klimatmålen klart svårare att nå än vad nuvarande bedömningar tyder på. Samtidigt kommer elanvändningen då att öka snabbare, både i EU och i Norden; upp till dubbelt så snabbt som dagens bedömningar anger.

- 7** **Förväntningarna på reduktionen av koldioxidutsläppen från elproduktion på Kontinenten är mycket stora i EU:s energiscenarier, och möjligheter till stora utsläppsminskningar finns.** Genom att elens andel av den totala energianvändningen samtidigt ökar, medverkar elen därigenom också till koldioxidreduktion i övriga sektorer. Elen får därmed dubbla uppgifter i omställningen.
- 8** **Den förnybara elen ökar, men hur mycket förnybart det blir i Sverige och Norden under de närmaste 10-15 åren avgörs uteslutande av vår egen politik.** På lång sikt, efter 2030, visar våra scenarier på ett behov av relativt stora volymer ny vindkraft (och även solkraft), men på kort sikt är behovet avsevärt mindre. Varken EU-krav eller elbrist motiverar mer förnybart på den korta sikten; det gör bara de nationella politiska kraven.
- 9** **Elpriserna förblir låga på kort sikt, 5-10 år, oberoende av scenario.** Det gäller både systempriserna och konsumentpriserna.
- 10** **Elpriset för konsumenter stiger på lång sikt.** I scenarier med höga klimatambitioner stiger både konsumentpriset och systempriset på längre sikt. I scenarier med höga förnybarembitioner kan systempriset istället minska ytterligare, men totalpriset för konsumenterna inklusive stödkostnader stiger.
- 11** **Krav på mycket stor andel ny förnybar kraftproduktion pressar ner systempriset till riktigt låga nivåer,** vilket innebär att investeringar i vind- och solkraft kräver stöd även vid fortsatt stark teknikutveckling.
- 12** **Det krävs en stark all-europeisk drivkraft och en tillräckligt stor elprisdifferens för en stor el-export och en stor utbyggnad av överföringskapacitet.** Den nordiska elexportens storlek beror främst på 1) styrkan i den gemensamma europeiska energi- och klimatpolitiken, 2) elanvändningens utveckling och 3) den svenska kärnkraftens framtid.
- 13** **Den svenska kärnkraften bibehålls genom reinvesteringar i scenarierna med högt CO₂-pris och/eller lågt förnybarstöd, och avvecklas i scenarierna med utökat stöd till förnybart och/eller effektivisering.** Vår känslighetsanalys visar dock att redan små förändringar av antagandena om investeringskostnader, kärnkraftsskatt, elefterfrågan eller energi- och klimatpolitik kan ändra på utfallet.
- 14** **Vi måste ägna mer uppmärksamhet åt eleffektfrågan,** särskilt efter 2030. En ökande andel variabel elproduktion leder till utmaningar såväl vid liten elefterfrågan och mycket vind- och solkraft som vid stor elefterfrågan och lite vind- och solkraft. Ökad "intelligens" i elsystemet kan här bidra på flera sätt.
- 15** **Omställningen av det europeiska elsystemet kräver stora årliga investeringar ända fram till 2050, i samma nivå som de historiska rekordåren.** Alla våra scenarier visar att elsystemen på Kontinenten når årliga investeringar i elsystemet under de närmaste 10-20 åren, som är i nivå med de historiskt årshögsta, och efter 2030 blir investeringsvolymerna ännu större i ett par av våra scenarier.

1 Elen och elsystemet spelar – och förväntas spela – en allt mer central roll i omställningen av energisystemet

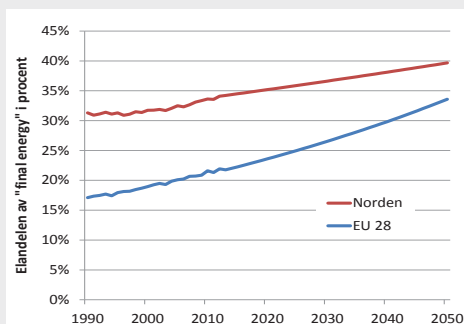
Elens andel av den totala energianvändningen ("final energy demand") ökar. I Norden har elandelen ökat från drygt 30 % år 1990 till knappt 35 % år 2012. I EU har ökningen av elandelen varit ännu större, från cirka 17 % år 1990 till 22 % år 2012. Elandelen har ökat stadigt från år till år, med få undantag, såväl i hög- som i lågkonjunktur.

Elens andel av energianvändningen förväntas fortsätta att öka, och såväl NEPP:s analyser som EU:s energiscenarier, anger en fördubbling av elandelen i EU från 1990 till 2050, till en nivå på omkring 27 % år 2030 och nära nog 35 % år 2050. I Norden fortsätter också ökningen och förväntas nå en andel på 37 % år 2030 och omkring 40 % år 2050.

Utsläppen av koldioxid från elproduktionen i Norden är samtidigt små, och i EU förväntas de minska i relativt snabb takt till 2030, samtidigt som andelen förnybar el ökar. Därigenom bidrar elsektorn starkt till möjligheterna att nå EU:s energi- och klimatmål, såväl i Norden som i EU som helhet. Genom att elandelen av den totala energianvändningen samtidigt ökar, medverkar elen också till energiomställningen i övriga sektorer. Elen kan därmed sägas ha dubbla uppgifter, och spelar därför en mycket central roll i omställningen av såväl EU:s som Nordens och Sveriges energisystem, ända fram till 2050.

El fungerar samtidigt som en "energiprisdämpare" vid höga CO₂-priser, eftersom elpriset inte stiger

Figur 1:



Elens andel av den totala energianvändningen ("final energy demand") i Norden och i EU som helhet. Figuren visar den historiska utvecklingen för 1990–2012 och utvecklingen enligt en syntes av flera olika energiscenarier för perioden fram till 2050.

Källa: PRIMES referensscenario (2013)

proportionellt mot CO₂-priset, vilket energipriset vid direkt användning av ett fossilt bränsle gör. Vid allt högre CO₂-priser görs anpassningar av elproduktionen – sådana att utsläppen minskar – som leder till att genomslaget av CO₂-priset på elpriset blir allt mindre.

Historiskt har dock inte elsystemet bidragit mer till EU:s energi- och klimatmål än vad övriga stationära sektorer gjort

Fram tills nu (2012), har dock inte elsystemet bidragit till energi- och klimatmålen i större

utsträckning än vad övriga stationära sektorer gjort (dock mer än vad transportsektorn gjort), även om vi inkluderar den ökande elanvändningen i dessa sektorer. Andelen förnybar energi har ökat lika mycket för värme-, ånga- och kylförsörjningen som för elproduktionen mellan 1990 och 2012, såväl i Sverige som i EU som helhet. Minskningen av koldioxidutsläppen (uttryckt som specifika utsläpp per energimängd) är, för samma period, minst lika stor i industri-, bostads- och servicesektorerna som i elsektorn (se figurerna på nästa sida.)

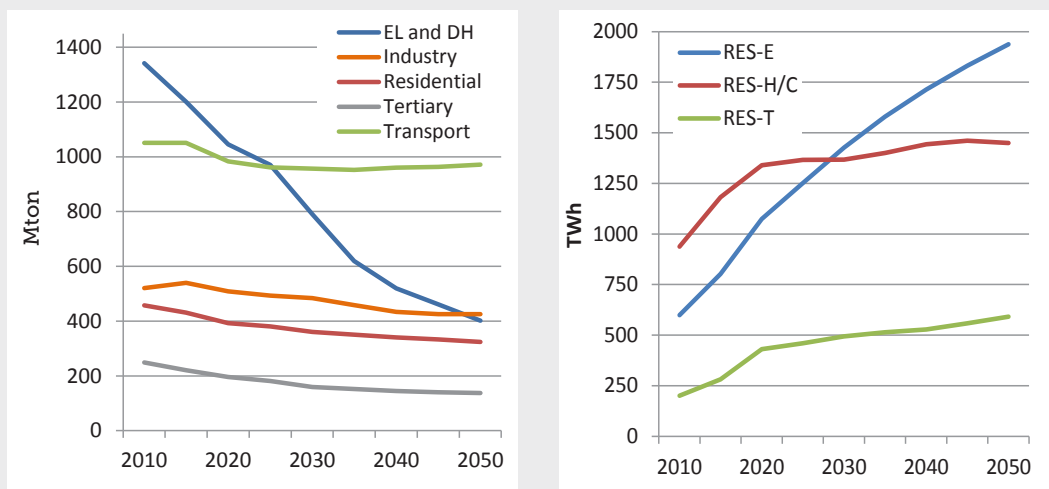
Men i den fortsatta omställningen i EU och Norden kommer elsystemet alltså att spela en alltmer central roll. Nordisk el är, som nämnts ovan, redan idag till stor andel förnybar och har låga koldioxidutsläpp, och – visar både våra och EU:s energiscenarier – det finns förutsättningar för att även EU:s elsystem relativt snabbt kan utvecklas i samma riktning. EU:s energiscenarier (se figurerna nedan) visar samtidigt att omställningen av elsystemet sker i mycket snabbare takt än omställningen av övriga sektorer, samtidigt som elanvändningen ökar i dessa sektorer. Det bekräftar slutsatsen ovan om elens dubbla roller i omställningen.

■ NEPP:s energisystemanalyser och energisystemmodeller

Inom NEPP har vi analyserat energisystemets utveckling i Sverige, Norden och Europa, med fokus på 2020, 2030 och 2050. Analyserna, som genomförts med de energisystemmodeller som NEPP har tillgång till, har baserats på fyra energisystemscenarier som projektet formulerat (se sida 11). Utifrån dessa har också känslighetsanalyser genomförts. Särskilt fokus har ägnats åt elsystemets utveckling.

Profus Times/Markal-Nordic-modell har, tillsammans med Chalmers ELIN-modell, utnyttjas som centrala beräkningsmodeller för analyserna. "Softlinking" har sedan utnyttjas för resultatjämförelser och synkronisering modellerna emellan - och med de mer detaljerade kraftmarknadsmodellerna på Chalmers/Profu (EPOD-modellen) och Sweco (Apollo-modellen) - där så varit motiverat.

Figur 2-3:



Utsläppen av koldioxid inom de fem viktigaste sektorerna för perioden 2005–2050 enligt EU-kommissionens senaste referensscenario (vänstra figuren) och mängden förnybar energi i elproduktionen (RES-E), värme-, ånga- och kylanvändningen (RES-H/C) samt inom transportsektorn (RES-T). Båda diagrammen visar EU 28.

En tolkning av den historiska utvecklingen, jämfört med den förväntade utveckling som scenarierna visar på, är att marginalkostnaden för CO₂-reduktion hittills varit likartad inom alla sektorer - med undantag för transporter - men att den på sikt blir högre inom övriga sektorer än inom elproduktionen. Det skulle då ge en utsläppsreduktion inom elproduktionen som på sikt blir större än inom andra sektorer. Samtidigt är det också viktigt att vara medveten om styrmedlens påverkan. Marginalkostnaderna påverkas ju av styrmedel och styrmedlen är olika kraftfulla i olika sektorer. Det innebär att även styrmedlen påverkar kostnadseffektiviteten när åtgärder i olika sektorer jämförs.

Men, samtidigt som elen stärker sin roll i energisystemet och skapar möjligheter för dess framtida utveckling, ökar utmaningarna och osäkerheterna för elsystemet, såväl i EU som i Sverige och Nor-

den. I denna bok ger vi en grundlig genomlysning av de osäkerheter och utmaningar elsystemen står inför, presenterar ett antal möjliga framtidsbilder och redovisar känslighetsanalyser.

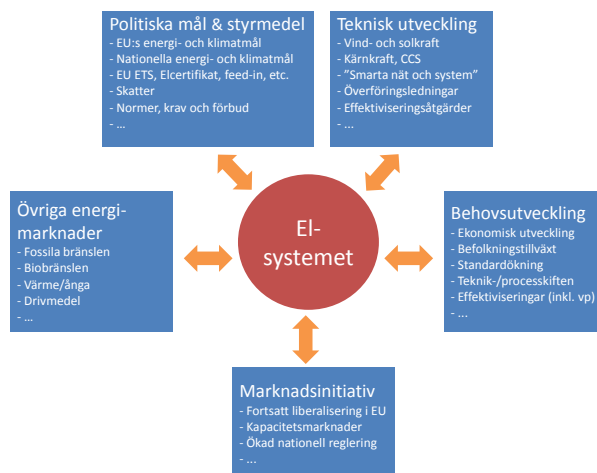
Osäkerheterna i omvärldsutvecklingen är många, och vissa är stora ...

Elsystemets utveckling påverkas av utvecklingen i dess omvärld. När vi har format våra scenarier för el- och energisystemets utveckling, och våra scenariovarianter i känslighetsanalysen, har vi utgått ifrån olika antaganden om omvärldsutvecklingen.

Vi har valt att gruppera omvärldsfaktorerna i fem grupper: politiska mål och styrmedel, behovsutveckling (både elenergi och effekt), teknisk utveckling, övriga energimarknader samt elmarknadsinitiativ. Omvärldsfaktorerna påverkar både utvecklingen av elanvändningen (såväl effekt- som energi-behovet) och utvecklingen av det tekniska elsystemet.

I scenarierna och i känslighetsanalysen har vi valt att fokusera på följande omvärldsfaktorer, eftersom vi bedömt att de har en central betydelse för utvecklingen av elsystemet i EU, Norden och Sverige:

- EU:s energi- och klimatmål
 - Även vissa nationella energi- och klimatmål (Norden, Tyskland)
- Den ekonomiska utvecklingen (BNP)
- Styrmedel för CO₂ och förnybart
- Teknikutveckling (kärnkraft, vind-/solkraft, CCS...),



En schematisk bild över elsystemet och de fem grupperna av faktorer i dess omvärld.

- Effektbehovet
- Energieffektivisering

Denna skrift redogör för hur dessa omvärldsfaktorer påverkar elanvändningens och elsystemets utveckling, och vilka slutsatser man kan dra av det.

2

Det nordiska elsystemet är väl rustat för att möta framtida osäkerheter och utmaningar

Elsystemet i Sverige och Norden präglas, till skillnad från EU som helhet, av en produktion med små växthusgasutsläpp och en stor andel förnybar kraftproduktion. Elkonsumtionen har tidigare ökat stadig i alla nordiska länder, men under senare år har den stagnerat (elandelen ökar dock, se sidan 7). Det har, tillsammans med ökade stöd till förnybar kraftutbyggnad, bidragit till ett kraftöverskott som gör att vi under de senaste tre-fyra åren haft en betydande nettoexport av el till våra grannländer. Samtidigt har elpriset sjunkit rejält sedan 2010, såväl systempriset på NordPool som konsumentpriset.

Det är med utgångspunkt i denna historiska utveckling och den – i många stycken positiva – situation som nu råder, som de olika energisystemscenarier vi analyserat skall ses. Det svenska och nordiska elsystemet står alltså inte inför de stora klimat- och energiutmaningar som elsystemet i övriga Europa gör. Tvärtom, kan vårt elsystem istället bidra till lösningar i andra länder genom ökad elexport och i andra sektorer genom ökad elanvändning.

Fyra huvudscenarier:

Vi har formulerat fyra huvudscenarier, med olika antaganden om den framtida utvecklingen i energisystemens omvärld. Vi har också genomfört en omfattande känslighetsanalys.

Vi har analyserat följande huvudscenarier:

- **Referensscenariot:** Ett scenario med en trendframskrivning av dagens ambitioner.
- **Green Policy:** Ett övergripande mål – förnybart: En mycket stor och snabb (och ensidig) satsning på förnybart i alla sektorer.
- **Climate Market:** Ett övergripande mål – klimatet: Ett ensidigt fokus på växthusgaser, med ett relativt tufft klimatmål.
- **Regional Policy:** En satsning på tre likvärdiga och bindande mål: effektivisering, förnybart och klimat/växthusgaser.

Känslighetsanalysen har bl.a. omfattat:

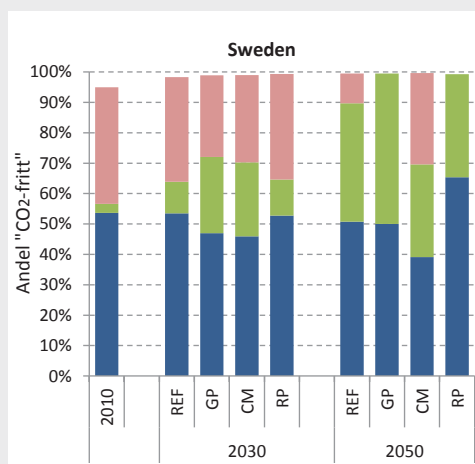
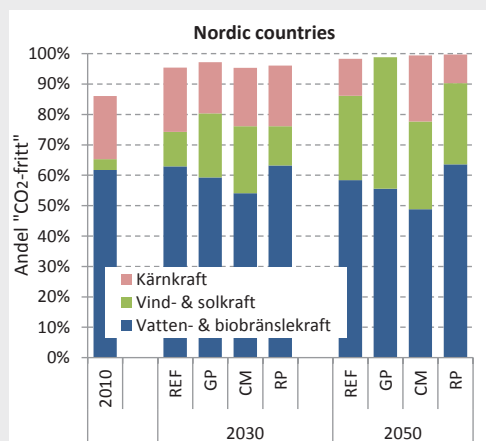
- **Förnybar andel:** Olika utvecklingstakt och ambition för förnybart.
- **CO₂-priset:** Olika utveckling för CO₂-priset.
- **Kärnkraft:** Känsligheten för antagna investeringskostnader, livslängder, skatter.
- **Ekonomisk utveckling och energibehov:** Olika utvecklingstrender för BNP.

Dessa scenario- och känslighetsanalyser har givit en lång rad resultat, och utifrån dem har vi formulerat de femton slutsatser och påståenden som redovisas i denna skrift.

I NEPP har vi analyserat fyra huvudscenarier, som alla utgår från olika antaganden om de politiska energi- och klimatmålen och andra omvärldsfaktorer som styr el- och energisystemets utveckling. Vi har studerat både de energi- och effekterrelaterade utmaningar som dessa scenarier beskriver. Våra

resultat visar att såväl det svenska som det nordiska elsystemet har mycket goda förutsättningar att möta alla elenergirelaterade krav till måttliga kostnader – oavsett scenario - och leverera en produkt som är nära nog CO₂-fri och har en mycket hög andel förnybar produktion.

Figur 4-5:



Sammansättningen av den nordiska och svenska elenergiproduktionen för åren 2010, 2030 och 2050, vid en utveckling enligt våra fyra energisystemscenarier. (Observera att figuren ovan visar andelar, inte absoluta mängder. Exempelvis är mängden vattenkraft densamma i alla scenarier, men eftersom den totala elproduktionen varierar i storlek, så påverkas de olika kraftslagets andelar. I flera figurer på följande sidor visas istället de absoluta mängderna.)

De viktigaste energisystem-osäkerheterna och -utmaningarna för elen gäller effekten

Vid en omvärlds- och energisystemutveckling utan dramatiska förändringar, kan det svenska och nordiska elsystemet med stor sannolikhet också hantera den framtida effektsituationen med måttliga ansträngningar. Men osäkerheterna är större för effektutmaningarna än för energiutmaningarna. Från de energisystemanalyser som vi redovisar resultat ifrån i denna skrift, har vi särskilt identifierat följande ”effektrelaterade osäkerheter och utmaningar”:

- Den svenska kärnkraften, och följderna av en tidigarelagd avveckling.
 - Gäller även tidigarelagd avveckling av andra termiska kraftverk.
- En politik i EU, Norden och/eller Sverige som driver fram en mycket stor andel ny (förnybar) kraft (t.ex. stränga politiska krav med styrmedel som också gynnar en stor nordisk elexport till Kontinenten).
 - Här är det alltså drivkrafter/osäkerheter både inom och utanför Sverige/Norden
- En BNP-uppgång, som är större än den prognostiserade (prognoserna anger en BNP-ökning på 1,5 %/år i EU som helhet och cirka 2 %/år i de nordiska länderna).

Dessutom kan marknadsmisslyckanden (t.ex. brist på nödvändig utveckling av regelverket), dålig acceptans för investeringar i den infrastruktur

som krävs för eleffekten, vattendomar som kräver effektreduktion i vattenkraften, klimatrelaterade utmaningar, svaga incitament för smarta-nät-lösningar etc. naturligtvis också skapa eleffektrelaterade osäkerheter, men dessa faktorer redovisas inte i denna bok, utan istället i andra temaböcker i NEPP.

Svensk och nordisk el och värme är nära nog CO₂-fri; satsa därför på andra sektorer

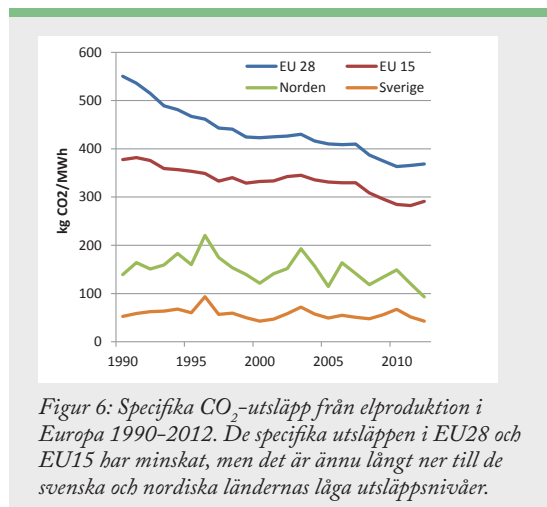
Som redan konstaterats så ger nordisk elproduktion mycket små CO₂-utsläpp och de kommer att minska ytterligare, redan med nuvarande styrmedel. Mycket talar också för ett växande nordiskt kraftöverskott. Av detta kan man dra slutsatsen att kommande ansträngningar för att minska CO₂-utsläppen i Sverige och Norden bör fokuseras på andra sektorer. Industri och transporter är de sektorer som har störst utsläpp, och den av dessa sektorer som ”sticker ut” vad gäller användning av fossila bränslen är transportsektorn. Elektrifiering kan då vara ett verksamt medel för förändring.

Dessutom kan Norden göra ytterligare ansträngningar för att producera CO₂-fri el och genom export av el bidra till minskade europeiska CO₂-utsläpp. Detta förutsätter dock EU-gemensamma styrmedel som ger Sverige och Norden tillräckliga incitament för att göra en sådan utveckling lönsam (se särskilt avsnitt nedan).

3 Utmaningarna och osäkerheterna för elsystemet i övriga Europa är mycket större och många länder har stora åtaganden i omställningen redan under de närmaste åren

Elsystemet på Kontinenten och i UK är mitt inne i omställningen till mer förnybar kraftproduktion, såväl till 2020 som till 2030 (och på sikt till 2050). Samtidigt måste koldioxidutsläppen minska, även utöver den minskning som den ökade förnybara andelen ger, särskilt till 2030 och 2050. Den långsiktiga ambitionen i EU är en mycket koldioxidmager elproduktion år 2050.

Jämför vi de utmaningar och osäkerheter som EU:s energi- och klimatmål för 2030 ställer på elsystemet på Kontinenten med motsvarande utmaningar för det nordiska elsystemet, blir skillnaden stor (se ”scorecard” nedan).



Utmaningar/osäkerheter 2030	Kontinenten och UK	Sverige och Norden		
Förnybar energi (ökad andel)	Mycket stor utmaning	Ingen/viss utmaning		
Reduktion av koldioxid	Mycket stor utmaning	Ingen/viss utmaning		
Effekthantering *	Stor utmaning	Viss utmaning		
Transmissions- & distributionsnät	Stor utmaning	Viss utmaning		
Lösamhet för termisk kraft	Stor utmaning	Stor utmaning		
Elmarknadsutveckling **	Stor utmaning	Viss utmaning		
Kärnkraften (landspecifikt)	Stor utmaning	Viss utmaning	Stor utmaning	Viss utmaning
CCS (teknik och acceptans)	Mycket stor utmaning	Ingen/viss utmaning		
Elanvändningens utveckling ***	Viss utmaning	Viss utmaning		
”Kablarna” Norden – Kontinenten/UK	Stor utmaning	Stor utmaning		

* I såväl elproduktionen som i elkonsumenten. ** Redovisas utförligt i en annan av NEPP:s temaböcker.

*** Både osäkerheter om elanvändningens storlek och om dess lastprofil.

Även på längre sikt (2050) är utmaningarna mycket stora, visar våra analyser, oavsett vilka kraftslag som kommer att dominera produktionen på sikt. Även om alla de fyra scenarier vi analyserat visar på en ökande andel förnybar kraftproduktion, är andelen i Climate Market och Referensscenariot inte lika stor som i Green policy och Regional policy. I scenarierna med mindre andel förnybart väljs istället reinvesteringar i kärnkraft och – på Kontinenten – etablering av CCS, som komplement till den förnybara elproduktionen.

Båda dessa utvecklingsvägar ger dock en stor infrastrukturell utmaning för Europa:

- En fortsatt utbyggnad av vind- och solkraft kommer att kräva en omfattande utbyggnad av elnäten och effektsäkring i termiska verk.
- En storskalig etablering av CCS kommer att kräva en CO₂-infrastruktur.

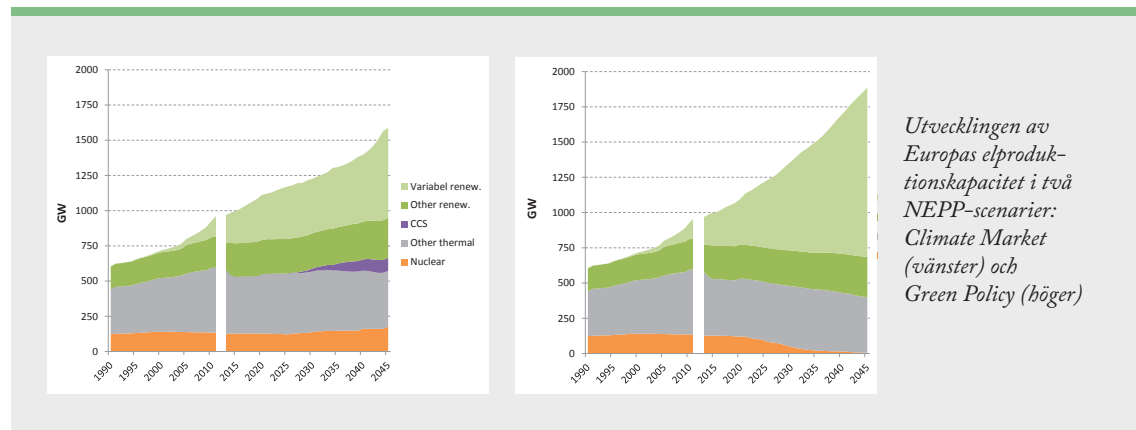
Utmaning att behålla de termiska kraftverken vid minskade drifttider

Risken är stor att mycket av den termiska kraften i Europa kommer att fasas ut, både av ålderskäl – två tredjedelar av Europas termiska verk är över 20 år gamla - och till följd av att elpriset inte längre räcker för att motivera vare sig nyinvesteringar eller att hålla kapaciteten driftklar vid de minskande drifttider som kan förutses. Om sådan utfasning sker kan man agera på olika sätt. Man kan antingen acceptera de dramatiska elprisvariationer som det skulle leda till, eller förändra elmarknadens regler så att bibehållen termisk kapacitet görs lönsam.

Valet mellan kol och gas

En annan stor osäkerhetsfaktor för elkraftsutbyggnad på Kontinenten är vilka bränslen man skall basera produktionen på. Som komplement till de förnybara alternativen kommer det i alla scenarier

Figur 7-8:

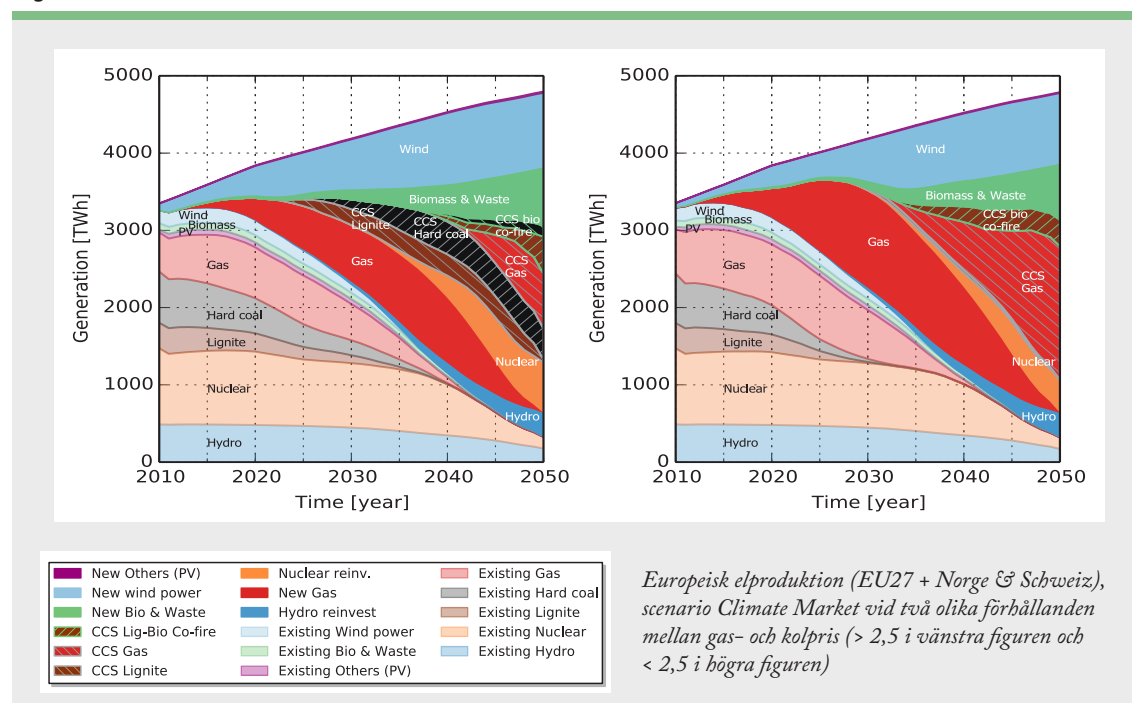


att behövas ny produktion baserad på fossila bränslen. Kol och naturgas är de dominerande alternativen. Prisförhållandet mellan dessa kan få dramatisk påverkan på utfallet. Om förhållandet mellan gaspris och kolpris blir över 2,5 (vårt grundantagande) får vi i scenariot Climate Market ett utfall enligt den vänstra figuren nedan. Blir prisförhållandet mellan gas och kol istället mindre än 2,5 får vi ett resultat enligt den högra figuren där gas får en alltmer dominerande roll. Idag är prisförhållandet i storeksordningen 3. (I Norden blir den fossilbränslebaserade produktionen mycket liten på sikt.)

Blir CCS kommersiellt?

Även CCS utgör naturligtvis en stor osäkerhetsfaktor. I såväl våra, som EU:s energiscenarier, med höga klimatambitioner blir CCS en viktig komponent i det framtida elproduktionssystemet. I dagsläget är det dock fortfarande osäkert om CCS inom överskådlig tid verkligen blir ett kommersiellt tillgängligt alternativ. Om klimatambitioner blir höga, men CCS inte finns tillgängligt som ett alternativ, får vi en än större utmaning för elproduktionssystemet på Kontinenten på sikt.

Figur 9-10:



Det tekniska el- och energisystemet är ett trögrikligt system.

Den existerande energiinfrastrukturen, i form av produktions-, distributions- och användartekniker, ersätts långsamt. De flesta tekniker i det svenska, nordiska och europeiska elsystemet har tekniska livslängder på 30-50 år, eller mer. På 15 år, alltså tiden fram till 2030, kan man därför inte förvänta sig någon genomgripande förändring av det tekniska systemet, även om incitamenten för förändring stärks. På 30-40 år däremot, tiden fram till 2050, kan förändringen bli mer genomgripande. Det är alltså viktigt att inse att det existerande elproduktionssystemet utgör utgångspunkten för den framtida utvecklingen och därför

kommer att präglade elsystemets uppbyggnad under många år än. Existerande produktion och fossila bränslen kommer därför att dominera europeisk elproduktion ytterligare 15-20 år, även vid en kraftig utbyggnad av den förnybara elproduktionen. I våra NEPP-scenarier ökar den förnybara andelen successivt, men en stor andel av elproduktionen kommer fortfarande att vara fossilbränslebaserad i Europa år 2030, och även en inte obetydligt andel år 2050. Förutsättningen för att samtidigt kunna nå mycket låga CO₂-utsläpp även på Kontinenten är då att utbyggnaden av CCS blir kommersiell och att den når allmän acceptans. Idag är detta osäkert.

4 Energi- och klimatpolitiken i EU och medlemsstaterna är den faktor som har störst påverkan på kraftsystemets utveckling

Den framtida energi- och klimatpolitiken i EU och medlemsstaterna är den omvärldsfaktor som har störst påverkan på det europeiska kraftsystemets utveckling, såväl på kort som på lång sikt.

För de flesta länder är de EU-gemensamma målen för växthusgasreduktion, förnybar energi och energieffektivisering den största utmaningen. Ett antal länder, däribland Sverige, Danmark, Norge och Tyskland har därutöver formulerat egna och strängare mål. I Tyskland har man dessutom beslutat att stänga all kärnkraft (år 2022) och kärnkraftsavvecklingsfrågan är ständigt på den politiska agendan även i vårt land.

Det är långt ifrån säkert att EU når sina energimål för 2020

EU fastställde under 2014 sina mål för 2030, men EU:s *energimål* för 2020 är fortfarande en utmaning, även om man redan nått målet för en 20 %-ig reduktion av *växthusgaser* i EU 28.

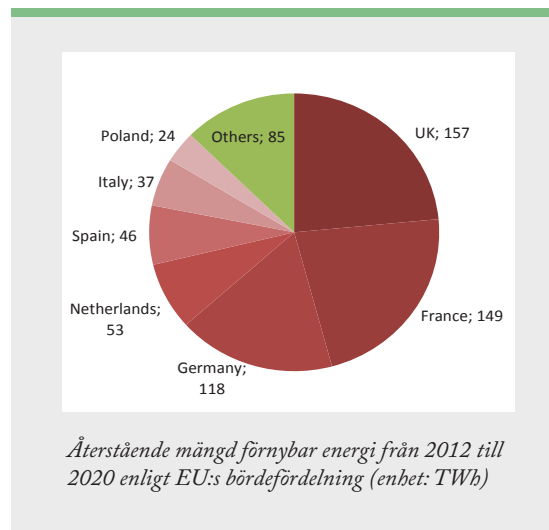
För elsystemet kommer det bindande målet för förnybar energi till 2020 att ha stor påverkan, eftersom det där återstår mycket att göra för att nå målet, men även det (icke bindande) målet för energieffektivisering är en utmaning – om än inte i lika stor utsträckning för elsystemet – särskilt om konjunkturen vänder kraftigt uppåt före 2020.

Alla länder i EU har ökat sin förnybara andel, och elsystemet har bidragit med cirka två femtedelar av den ökningen. Sverige, och ytterligare några länder, har redan nått sina mål för 2020, och ytterligare ett antal länder – bl.a. de övriga nordiska – är på god väg att nå sina mål i god tid före 2020. Men för att EU som helhet skall nå målet till 2020, måste de allra flesta länder – och särskilt de stora – också nå sina mål. Avgörande blir därför om länder som Storbritannien, Frankrike och Holland klarar sina mål. De har inte klarat av mer än en fjärdedel av sina åtaganden mellan 2005 och 2012, dvs. efter halva tiden för åtagandet. Tyskland och Spanien, som ofta framhållits som föregångsländer, har trots sina ansträngningar bara kommit halvvägs till 2012. Tillsammans måste dessa fem länder åstadkomma ytterligare 500 TWh förnybar energi till 2020 - varav en betydande andel i elsystemet - och samtidigt sträva efter att minska sin energianvändning, för att uppfylla sina åtaganden, så att 20 %:s-målet i EU skall kunna nås. Mellan 2005 och 2012 åstadkom de 300 TWh.

Utmaningen att nå målen för 2030 kan bli mycket stor

EU har satt målet för växthusgasreduktion till 40 % för år 2030. Mellan 1990 och 2013, dvs. under 23 år, har EU minskat utsläppen med cirka 20 %. Nu skall man åstadkomma samma reduktion på 17 år. Samtidigt kan kravet på reduktion av koldioxidutsläppen bli ännu större, eftersom koldioxidutsläppen historiskt minskat mycket mindre än de två andra stora växthusgaserna metan och dikväveoxid. Ett större krav på koldioxidreduktion, ställer samtidigt ett större krav på omställningen av elsystemet, och vi har redan konstaterat att EU visat på betydelsen av elsystemets omställning i sina energiscenarier.

Figur 11:



Mellan 2020 och 2030 skall också - beroende på hur mycket man klarar av att minska energianvändningen - ytterligare 600-800 TWh förnybar energi åstadkommas i EU för att klara målet på 27 % förnybar energi till 2030. Det kommer att bli en minst lika stor utmaning som att nå 2020-målet för förnybart.

Även energieffektiviseringsmålet på 27 % till år 2030 är utmanande, trots att man redan nått nästan halvvägs (sedan 2005). Den viktigaste orsaken till den åstadkomna energiminskningen är nämligen finanskrisen och den svaga ekonomiska utvecklingen i EU därefter. Fortsätter ekonomin att vara svag till 2030, är möjligheterna att nå målet relativt goda. Om ekonomin däremot återhämtar sig till 2030, och vi får en stark BNP-tillväxt, kommer

efterfrågan på energi att öka och effektiviseringsmålet för 2030 blir riktigt utmanande att nå.

Elanvändningen kan dock komma att utvecklas relativt starkt i EU jämfört med de andra energislagena, oavsett konjunktornivå, eftersom elens andel av energianvändningen förväntas fortsätta att öka i många användarsektorer.

Dagens styrmedel och styrmedelsnivåer räcker inte för att klara omställningen

Vi konstaterar också att dagens styrmedel och styrmedelsnivåer inte räcker för att klara omställningen och nå målen för 2030 och senare även 2050. Det gäller särskilt länderna på Kontinenten och i UK,

men även i Norden. Nya och mer kraftfulla styrmedel kommer att krävas för alla de tre energi- och klimatmålen. EU har redan aviserat en skärpning inom EU ETS, och även stödsystemen för förnybar energi kommer att behöva utökas. Dessutom kräver effektiviseringskraven att nya styrmedel införs. De energiprisökningar som vissa styrmedel för andra mål medför, t.ex. CO₂-priset, hjälper dock också till att dämpa energianvändningen.

Även marknadsreglerna för elmarknaderna kommer att behöva utvecklas, bl.a. för att säkra tillgången på kapacitet i systemen. I en särskild temabok i NEPP beskrivs den framtida utvecklingen av elmarknaderna ingående.

5 Tydliga skillnader i systemutveckling och styrmedel mellan våra scenarier med ett mål eller tre mål, främst på längre sikt

EU har nu valt att formulera tre energi- och klimatmål för 2030, efter en lång process där det huvudsakliga valet stod mellan att ha dessa tre mål eller att nöja sig med ett övergripande mål, nämligen klimatmålet.

När man nu valt att ha tre mål, kan man ändå diskutera och analysera om alla tre kommer att vara bindande (i dess ”matematiska” betydelse, och inte i dess juridiska). För elsystemets utveckling i EU fram till 2020, kommer främst målet om förnybar energi att vara det bindande målet. För det *nordiska* elsystemets utveckling till 2020, är egentligen inget av de mål som EU formulerat bindande, eftersom

vi säkerligen kommer att uppfylla våra bindande åtaganden gentemot EU redan flera år före 2020. Det blir därmed endast de mål och styrmedel som vi själva satt upp, exempelvis det svensk-norska elcertifikatsystemet, som har påverkan.

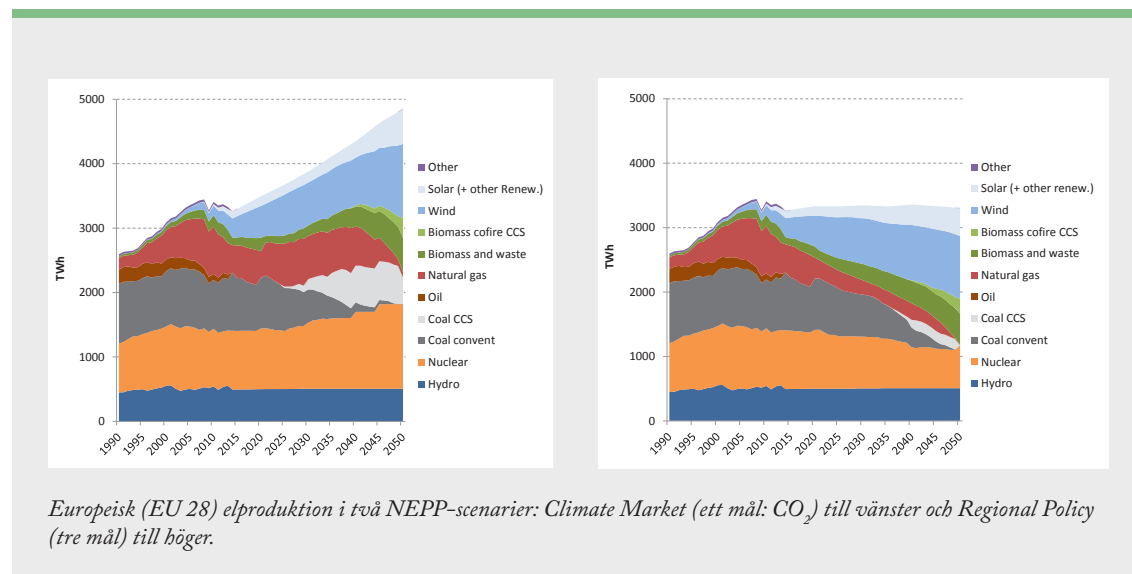
För perioden mellan 2020 och 2030 har EU valt målnivåer sådana att alla tre målen skall komma att vara bindande, om än inte för alla sektorer, så för flera av dem. När det gäller elsektorn kan dess utveckling mycket väl komma att påverkas av alla tre målen, åtminstone under vissa förutsättningar. I vårt scenario ”Regional Policy” har vi analyserat en sådan utveckling. Samtidigt kan utvecklingen

bli sådan att ett av målen kommer att dominera över de andra två, exempelvis målet för växthusgasreduktionen (koldioxid) eller målet för förnybar energi. En utveckling där endast ett mål är bindande har vi analyserat i scenarierna Climate Market (koldioxidmål) och Green Policy (mål för förnybar energi).

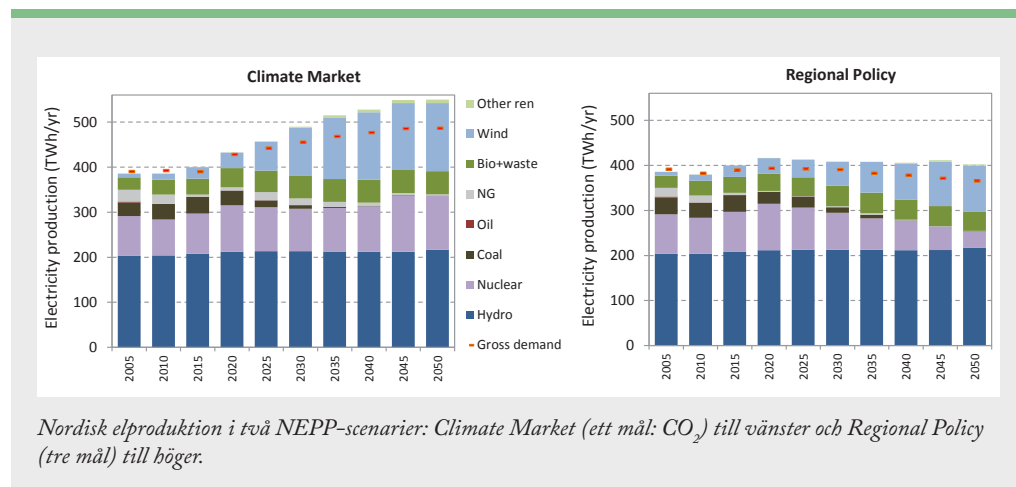
Här väljer vi att exemplifiera med att jämföra scenarierna Climate Market (ett mål) och Regional

Policy (tre mål), dels för elsystemets utveckling i EU som helhet (nedan), dels för det nordiska elsystemets utveckling (på nästa sida). Båda scenarierna når samma minskning av CO₂-utsläppen, men med olika strategier. Det finns tydliga skillnader i systemutveckling och styrmedel om man väljer ett eller tre mål. Skillnaderna är störst på lång sikt, efter år 2030, men är tydliga redan under perioden 2020-2030. Skillnaderna är tydliga både på Europanivå och i Norden.

Figur 12-13:



Figur 14-15:



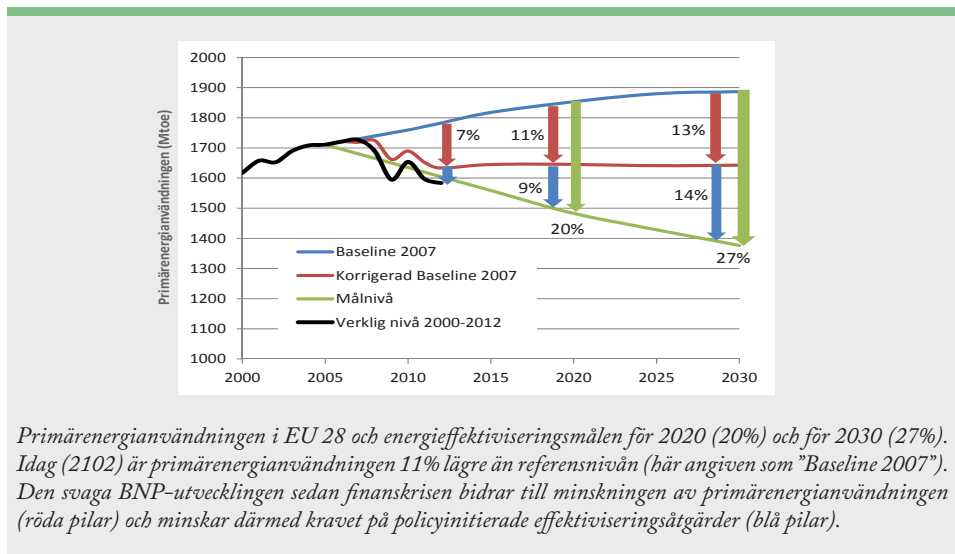
Den svaga BNP-utvecklingen i EU har ökat möjligheterna att nå effektiviserings- och växthusgasmålen till 2020 och 2030, om vi inte får en stark ekonomisk återhämtning

Till år 2012 har EU effektiviserat 11 % (dvs. primärenergianvändningen är 11 % lägre än den referensnivå som bestäms av ett Primes-scenario från 2007). NEPP-analyser (som redovisas i en särskild rapport) visar dock att cirka 7-8 % av dessa 11 % beror på den ekonomiska nedgången efter finanskrisen, och bara 3-4 % på en ökad insats av policyinitierade effektiviseringsåtgärder.

EU har samtidigt skrivit ner sina BNP-prognoser för den framtida utvecklingen, jämfört med scenariot från 2007, från 2,2 %/år till 1,5 %/år (och man för-

väntar sig heller inte att vi återhämtar BNP-tappet från finanskrisen). Det innebär också att en justering av referensnivån för effektiviseringsmålen för 2020 och 2030 skulle hamna mycket lägre än vid den högre BNP-nivån (se figuren på nästa sida) och målen i sig blir därmed mycket lättare att nå (om vi nu får en ekonomisk utveckling enligt de nya prognoserna givet att målnivån är oförändrad). Det procentuella reduktionsmålet för 2030 blir i stort sett halverat, och kraven på policyinitierade åtgärder blir därmed mycket mindre. Målet till 2020 kräver heller inte samma ansträngningar som man tidigare angivet.

Figur 16:



EU-kommissionen kan dock bestämma om att sänka referensnivån och justera målet, som en följd av den långsammare ekonomiska utvecklingen. I nuläget har kommissionen dock inga intentioner att göra det, men anger en ny kontrollstation till 2017, då måluppfyllelsen skall granskas på nytt. Det avgörande skälet till att EU-kommissionen inte agerar redan nu, är att man säger sig vara övertygade om att det är den genomförda effektiviseringspolitiken som är huvudorsaken till att energianvändningen minskat, inte den ekonomiska nedgången. Denna övertygelse grundar man på ett analysunderlag, som paradoxalt nog visar det motsatta, nämligen att den ekonomiska nedgången är huvudorsaken.

I vår utförligare temabok om NEPP:s energisystemanalyser har vi gjort en genomlysning av kom-

missionens analysunderlag, och även diskuterat hur kommissionen kan komma fram till sin slutsats.

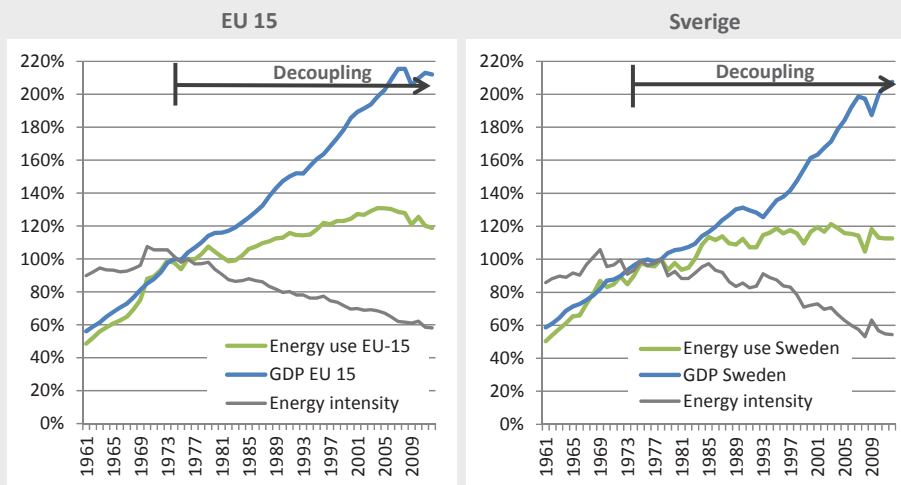
Växthusgasutsläppen

Mellan 1990 och 2012 har EU minskat växthusgasutsläppen med drygt 19 % (och – visar inofficiell statistik – till 2013 med över 20 %). EU:s miljöorgan (EEA) anger att cirka en tredjedel (cirka 6-7%) av denna minskning beror på den ekonomiska nedgången. I våra analyser kommer vi fram till ett resultat i samma storleksordning. Fortsätter den långsammare ekonomiska utvecklingen till 2030 i enlighet med EU:s nuvarande lägre BNP-prognoser, innebär det att cirka 13 % av målet på 40 % växthusgasreduktion till 2030 kan hänföras till den svagare ekonomin.

Kopplingen mellan BNP och energi

Energianvändningen har ökat i takt med BNP-utvecklingen i såväl Sverige och Norden som i EU, sedan mycket lång tid tillbaka. Det var inte förrän under 1970-talets oljekriser som vi fick en "decoupling". Utvecklingen efter "decouplingen" är likartad i Sverige och EU, med en fortsatt BNP-ökning i samma takt som tidigare men endast med en svagt ökande energiförbrukningsnivå. Energiintensiteten har därigenom successivt sjunkit till en nivå idag på runt 60% av nivån på 1970-talet. Ekonomin har alltså blivit betydligt energieffektivare.

Även för elanvändningen har vi haft en "decoupling" gentemot BNP, men den kom något senare än för energin som helhet, eftersom elandelen i energianvändningen successivt har ökat. Det är rimligt att anta att också decouplingen mellan elanvändningen och BNP fortsätter, men vi kommer ändå att ha ett relativt starkt BNP-beroende i utvecklingen av elanvändningen även i framtiden.



Figur 17-18: Utvecklingen av BNP och energianvändning, samt energiintensiteten i EU 15 (vänstra figuren) och Sverige (högra figuren) under perioden 1961-2012. Från 1970-talet är energianvändningen alltmer "frikopplad" från den ekonomiska utvecklingen.

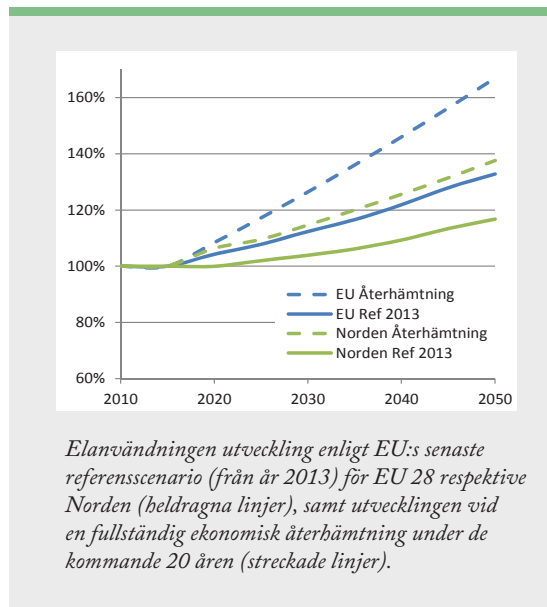
Om ekonomin återhämtar sig helt

I EU:s senaste referensscenario (EC 2013) antas alltså en genomsnittlig BNP-utveckling i EU på 1,5 %/år ända fram till 2050. De nordiska länderna antas ha en något högre nivå. Elanvändningens utveckling i detta referensscenario framgår av figuren till höger (heldragna linjer).

De antaganden som EU gör om BNP-utvecklingen i detta scenario (och i alla andra energiscenarier från 2013 och 2014) måste dock anses vara mycket försiktiga, sett till den historiska utvecklingen. Den genomsnittliga BNP-utvecklingen i EU:s länder har varit 2,2-2,3 %/år i genomsnitt ända från mitten av 1800-talet. Historien visar också att ekonomin återhämtat sig efter varje ekonomisk kris. Under den senaste riktigt stora återhämtningen, den efter andra världskriget, var BNP-uppgången i genomsnitt hela 5,2 %/år under 25 år. Det är därför inte orimligt att vi skulle kunna få en återhämtning även efter denna finanskris; det finns i alla fall goda (historiska) argument för att räkna på vad en BNP-återhämtning (inom cirka 20 år) skulle få för konsekvenser. Det som krävs för en fullständig återhämtning är en BNP-utveckling på i genomsnitt 2,6 %/år under de kommande 20 åren i EU 28 (och sedan en fortsatt utveckling på det historiska genomsnittet 2,2 %/år).

Och om ekonomin återhämtar sig skulle det också återspeglas i el- och energianvändningsnivåerna.

Figur 19:



Elanvändningen utveckling enligt EU:s senaste referensscenario (från år 2013) för EU 28 respektive Norden (heldragna linjer), samt utvecklingen vid en fullständig ekonomisk återhämtning under de kommande 20 åren (streckade linjer).

Vid en återhämtning under de kommande 20 åren skulle elanvändningen öka dubbelt så snabbt, såväl i Norden som i EU. Vi skulle i Norden nå nivåer som är cirka 20 % över dagens runt år 2030 och runt 40 % över år 2050. I EU når vi nivåer på 30 % över dagens år 2030 och drygt 60 % över år 2050. Detta samtidigt som (och trots att) elintensiteten fortsätter att sjunka.

7 Förväntningarna på reduktion av koldioxidutsläppen från elproduktionen på Kontinenten är mycket stora i EU:s energiscenarier, och möjligheter till stora utsläppsminskningar finns

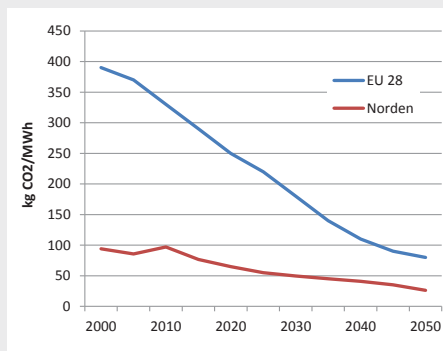
Koldioxidutsläppen från elproduktionen inom EU 28 har minskat med cirka 200 Mton CO₂ekv/år sedan 1990. Hela denna minskning har skett i Östeuropa elproduktion. Samtidigt har elproduktionen ökat med 25 %. Hela denna ökning har skett i Västeuropa (EU 15). I såväl Öst- som Västeuropa har vi därmed haft en minskning av de specifika utsläppen (CO₂-utsläpp per producerad MWh el) på 15-20 %, vilket är jämförbart med övriga stationära sektorer.

EU har samtidigt mycket stora förhoppningar på elsystemet när det gäller utsläppsreduktion i framtiden. Man anger en mycket större utsläppsreduktion i elsektorn i länderna på Kontinenten och i UK, jämfört med de andra sektorerna, både i specifika och i absoluta tal. Såväl EU-kommissionen som Eurelectric siktar mot en elproduktion år 2050 som har mycket små utsläpp. I Norden har vi ju redan låga CO₂-utsläpp från elproduktionen.

Vi visar i våra scenarier för Europas elproduktion att det är möjligt att nå mycket små utsläpp till 2050, men vi visar samtidigt att utmaningarna att nå dit är stora och att vi säkerligen måste utnyttja alla tillgängliga åtgärder för att nå ända fram. Det krävs också kraftfulla styrmedel för att åstadkomma en sådan omställning, exempelvis genom mycket höga CO₂-priser eller mycket kraftigt stöd till förnybar elproduktion (eller en kombination av dessa).

Genom en ökad andel el i EU:s energiförsörjning, ”elektrifiering”, så förväntas också elsystemet bidra till minskningen av CO₂-utsläppen i övriga sektorer (se slutsats 1 ovan). För att detta ska bli en verkningsfull utveckling så krävs att elproduktionens utsläpp minskar kraftigt i absoluta tal, trots att flera av scenarierna visar på ökad elanvändning. I dessa scenarier är alltså elbehovsökningen till följd av befolkningsökning, standardökning och konvertering från andra energibärare större än den eventuella minskning av elanvändningen som en

Figur 20:



*Utvecklingen av de specifika utsläppen av koldioxid från elproduktion i EU 28 och Norden, under perioden 2000-2050. Figuren visar en sammanvägning av resultaten från flera scenarier.
Källa: PRIMES referensscenario (2013)*

ökad policyinitierad energieffektivisering utifrån effektiviseringsdirektivet leder till.

För att möjliggöra den kraftiga omställningen av elproduktionen och minskningen av CO₂-utsläppen är, förutom verksamma styrmedel, följande faktorer viktiga förutsättningar:

- Det måste gå att bygga ut transmissions- och distributionsnät i takt med den förändrade produktionen.
- Om huvudspåret är att stimulera införandet av förnybar elproduktion, främst vind- och solkraft, kommer det även:
 - att bli en utmaning att bibehålla och bygga ut, tillräcklig mängd reglerbar kraft,

- vilket i sin tur kan skapa ett behov av förändrad elmarknadsuppbyggnad.

- Om huvudspåret istället är att belasta CO₂-utsläpp med höga kostnader kan man förutse att, utöver förnybar elproduktion, även kärnkraft och fossilbränslebaserad kraft med CCS blir viktiga. För att dessa alternativ skall kunna utnyttjas krävs dock att:
 - kostnaderna för investeringar i kärnkraft blir konkurrenskraftiga och att det förblir politiskt möjligt att bygga och driva kärnkraftverk, och att
 - CCS-tekniken demonstreras i kommersiell skala och att kostnaderna blir konkurrenskraftiga samt att det finns acceptans hos medborgarna att etablera infrastruktur för transport och lagring av CO₂.

8

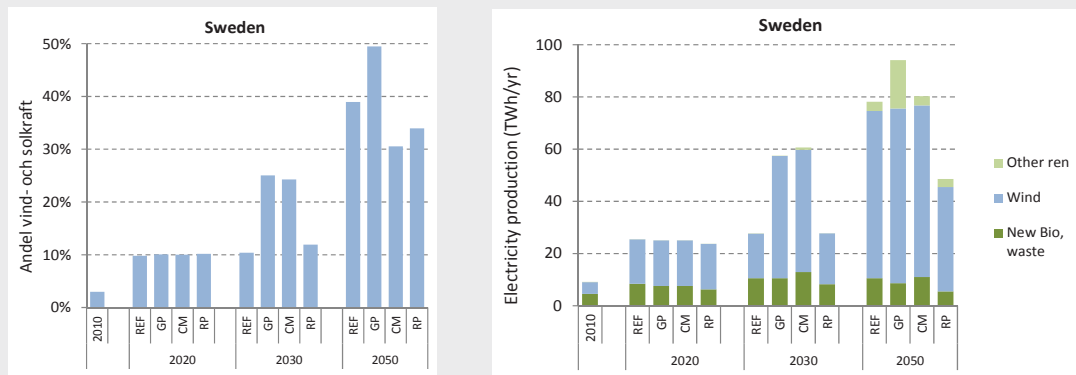
Den förnybara elen ökar, men hur mycket förnybart det blir i Sverige och Norden under de närmaste 10-15 åren avgörs uteslutande av vår egen politik

På lång sikt, efter 2030, visar våra scenarier på ett behov av relativt stora volymer ny vindkraft (och även solkraft) i samtliga scenarier, men på kort sikt är behovet mindre. Varken EU-krav eller elbrist motiverar idag mer förnybart på kort sikt; det gör bara de nationella politiska kraven.

I figurerna på nästa sida kan man tydligt utläsa detta. I samtliga scenarier stannar utbyggnaden av ny förnybar kraft på nivåer strax över 20 TWh (relativt 2003 års nivåer, dvs. elcertifikatsystemets basår). Om de politiska incitamenten inte utökas

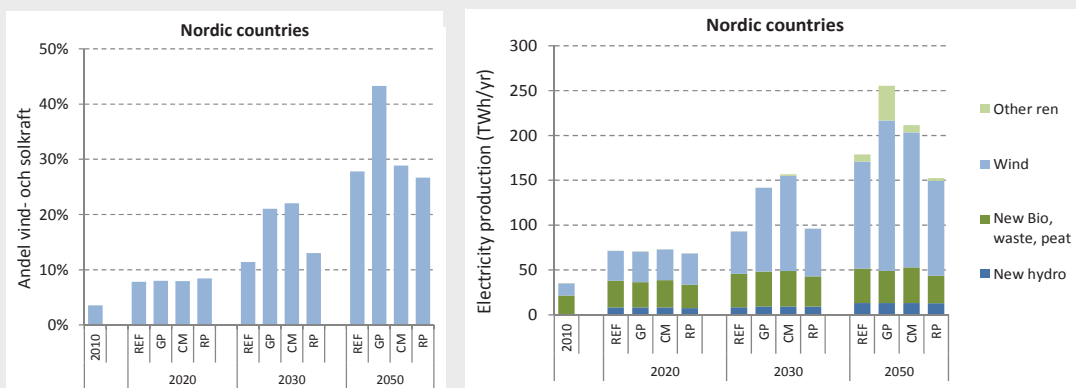
mellan 2020 och 2030, och elefterfrågan inte drivs upp av en snabb ekonomisk återhämtning, kommer heller inte utbyggnaden av ny förnybar kraft att bli särskilt stor. Det illustreras av scenarierna Referens och Regional Policy i figurerna. Om däremot de politiska incitamenten, dvs. CO₂-priset och/eller elcertifikatkvoten, ökar rejält mellan 2020 och 2030 (och denna ökning sedan kommer att fortsätta även efter 2030), och elefterfrågan skjuter rejäl fart samtidigt som avvecklingen av kärnkraften inleds, så finns ett fortsatt stort behov av ny förnybar kraft i såväl Sverige som Norden även under

Figur 21-22:



Andel och mängd ny förnybar elproduktion (relativt år 2003) i Sverige i våra fyra huvudscenarier.

Figur 23-24:



Andel och mängd ny förnybar elproduktion (relativt år 2003) i Norden i våra fyra huvudscenarier

perioden 2020-2030. Scenarierna Climate Market och Green Policy i figurerna ovan visar en sådan utveckling. På den riktigt långa sikten, till 2050, når vi nivåer för vind- och solkraft i samtliga scenarier

på mellan 30 % och 50 % av elproduktionen i både Sverige och Norden. I tre av våra fyra scenarier kan då så mycket som 70-80 TWh/år komma från vind- och solkraft i den svenska elproduktionen.

Syntes av våra scenariorresultat

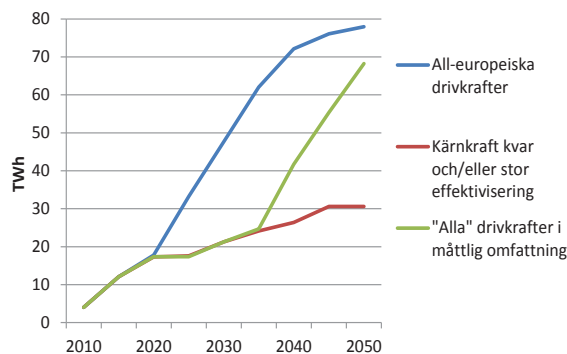
Sverige och Norden har alltså goda förutsättningar för en långtgående omställning av energiförsörjningen till en hög andel förnybar energi, inte bara i el- och värmeproduktionen utan också för industrin och transporter; förutsättningar som är långt bättre än de för länderna på Kontinenten.

I flera nordiska länder finns också politiska mål och visioner om en framtid med 100 % förnybar energi i alla samhällets sektorer.

Norden behöver dock inte åstadkomma mer förnybar energi på kort sikt – före 2020 – utöver den mängd som befintliga styrmedel och krav definierar, för att vi skall nå våra EU-åtaganden. Och vi är redan långt komna på vägen mot 2030-målen. (Se också slutsats 4 ovan.) Samtidigt har vi alltså ett elsystem som idag präglas av kraftöverskott, låga systempriser och en stor export. Ytterligare investeringar i ny förnybar kraft kommer att spåda på denna överskottssituation, så länge dagens sjunkande elbehov inte vänds i en betydande ökning eller att kärnkraftverk avvecklas.

Det finns heller inget i våra resultat som visar att man måste satsa på utbyggnad på kort sikt (5-15 år), för att kunna genomföra den i stor skala på lång sikt, exempelvis som en förberedelse för en kommande avveck-

ling av kärnkraft. Detta tydliggörs av resultaten för Referensscenariot, som visar en utveckling i vilken (alla) drivkrafterna för omställningen utnyttjas i en måttlig omfattning. I de två scenarier som innehåller kraftfulla och all-europeiska styrmedel, CM och GP, och som ger drivkrafter för en fortsatt stor omställning, sker dock en mer kontinuerlig utbyggnad av ny förnybar kraft under hela den studerade perioden.



Figur 25: En syntes av de samlade resultaten från våra scenarier och känslighetsanalyser, där vi lyft fram de drivkrafter som är gemensamma för tre olika utbyggnadsstrategier. Figuren anger mängd ny förnybar elproduktion (relativt år 2003) i Sverige i TWh.

Vad krävs då för att det skall bli riktigt mycket förnybart före 2030?

Givet våra åtaganden gentemot EU:s klimat- och energipolitiska mål, finns alltså, som vi diskuterat tidigare i denna skrift, inga skäl till att ytterligare öka produktionen av ny förnybar kraft i Sverige och Norden, utöver de stödsystem som redan finns igång. Ytterligare nationella ambitioner kan dock medföra att man vill gå betydligt längre i utbyggnaden. Det finns också ett antal energisystemrelaterade osäkerheter som - om man bedömer att en fortsatt förnybar satsning kan reducera dem - kan komma att öka behovet av ny förnybar kraft rejält, före 2030. Tre sådana är:

- Kärnkraften och dess avvecklingstakt/utvecklingstakt. Det finns en osäkerhet kring hur länge våra äldsta kärnkraftsblock kommer att kunna vara i drift, och det är oklart hur snabbt eventuella reinvesteringar i ny kärnkraftskapacitet kan komma till stånd, och om de kan få lönsamhet.
- Elanvändningens utveckling. En snabb och kraftfull återhämtning i ekonomin kan ge en betydande ökning av elbehovet.
- Möjligheterna för, och behovet av, stor elexport.

Utgående från de scenarier och känslighetsanalyser vi genomfört i NEPP, och enbart utgående från dem, visar dock våra analyser på en mycket låg sannolikhet för att någon av dessa tre osäkerheter skall ge ökade incitament för mer förnybar elproduktion (utöver dagens stöd) före 2025, men därefter blir påverkan med stor sannolikhet betydligt större (givet en fortsatt skärpning av EU:s politik). Politiska beslut i de enskilda nordiska länderna kan dock, som sagts ovan, ge fortsatt stora incitament till investeringar i förnybar kraftproduktion. Och om det är en (uttalad politisk) ambition att relativt snabbt fasa ut kärnkraften – och minska lönsamheten för reinvesteringar i nya kärnkraftsreaktorer – kan en fortsatt stor utbyggnad av förnybar elproduktion vara en logisk strategi oavsett scenario. Dels bidrar det resulterande mycket låga systempriset på el då till en dålig lönsamhet för all existerande produktion (som inte erhåller förnybarstöd), dels undviker man att eventuella reinvesteringar i kärnkraften skulle minska utrymmet i elsystemet för att senare bygga stora mängder förnybart.

Faktorer som har betydelse vid introduktionen av ny variabel kraft

Andelen ny kraft

En stor andel vind- och solkraft ställer stora krav på nya elnät, kapacitetshållning och smarta nät även om all ny kraftproduktion har denna påverkan. Hur stor utbyggnaden av variabel/intermittent elproduktion i Sverige, Norden och Europa blir, är därför av betydelse för behovet av förstärkningar av elnäten och åtgärder för att säkra upp kapacitetstillgången i produktionen. I scenarierna med kraftigast utbyggnad av förnybart (främst i GP), når andelen variabel kraftkapacitet över 40 % redan om 25 år, såväl i Norden som i Europa som helhet. I scenarierna med en måttlig utveckling av förnybart, blir andelen intermittent kraftkapacitet lägre, och når som mest upp till 30 % år 2050 (20% år 2030).

Lokaliseringen

Lokaliseringen av den variabla elproduktionen har också betydelse. Det gäller särskilt vindkraften, där utbyggnaden i Nordeuropa hittills koncentrerats till Danmark och norra Tyskland. I scenarierna med stor utbyggnad av vindkraft i Nordeuropa (t.ex. GP) dominerar en fortsatt nordvästlig lokalisering, eftersom de bästa vindlägena finns där. En sådan koncentration av vindkraften ställer ökade krav på förstärkningar och intelligens i systemet.

Sammansättningen

Hur sammansättningen av den variabla/intermittenta elproduktionen i Nordeuropa blir, är också av stor

vikt. De variabla förnybara elproduktionsalternativ som dominerar expansionen är vind och sol. De är variabla på olika sätt, där solen följer dygnsrytmen, medan vindkraften är ännu mer genuint variabel. Produktionens fördelning över året är också olika. Vind- och solkraftens utbyggnad ligger också i olika fas, där vindkraften ligger längre fram i utvecklings- och kostnadsläge och därför expanderar före solkraften. Detta tydliggörs av våra modellberäkningar. Teknikerna skiljer sig också åt vad gäller storlek. Typiskt är vindkraften mer storskalig, drivs av professionella aktörer och elen matas in på relativt hög spänningsnivå. Solcellsanläggningarna är betydligt mindre, drivs av husägare och elen matas in på lågspänningsnätet.

Styrmedlen

Flera av de dominerande styrmedlen, t.ex. elcertifikat och elskatt, tar inte någon hänsyn till värdet av elproduktionen vid olika tidpunkter. I takt med att mängden variabel elproduktion växer blir det allt mer motiverat att se över utformningen av styrmedel för att undvika suboptimeringar. Exempelvis kan det vara motiverat att ifrågasätta stöd till elproduktion vid mycket låga, eller till och med negativa elpriser. Man kan också ifrågasätta behovet av elskatt på elanvändning vid sådana elpriser. Istället kan styrmedlen vara ännu kraftigare under tider då elbalansen är ansträngd.

9

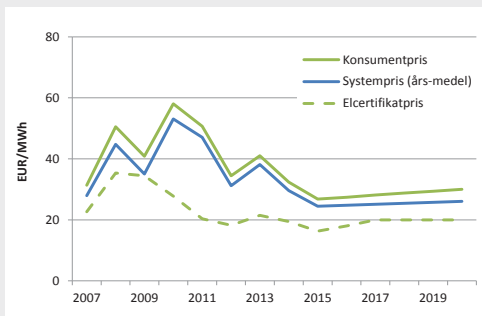
Elpriserna förblir låga på kort sikt, 5-10 år, oberoende av scenario

Elpriset i Sverige och Norden har sjunkit rejält sedan 2010, och är nu på en låg nivå, relativt sett. Det gäller såväl systempriset på NordPool som konsumentpriset (som i Sverige bl.a. inkluderar elcertifikatavgiften). På kort sikt, 5-10 år, visar inget av våra huvudscenarier på någon egentlig prisstegring varken i Norden eller i EU som helhet (se figurerna nedan). Både den svenska och den nordiska elbalansen är god, energi- och klimatmålen för 2020 är inom räckhåll (och ställer därför inga kostsamma krav på investeringar i ny kraft) och efterfrågan väntas inte öka i någon större utsträckning under de närmaste 5-10 åren (BNP-prognoserna för Sverige och EU visar, som ovan diskuterats, endast på måttliga ökningstakter).

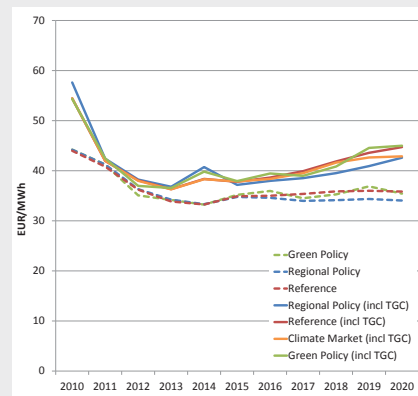
Inte heller för elcertifikatpriset förutses alltså någon kraftig ökningstakt. Fram till 2020 förutses endast små certifikatprisökningar.

Känslighetsanalyser som genomförts inom NEPP-projektet pekar på att elpriserna kan bli ännu lägre om exempelvis elanvändningen blir mindre än den förväntade. Andra faktorer som kan leda till ännu lägre elpris är att överföringsförbindelserna till Kontinenten inte byggs ut (vilket medför att billig el "stängs in" i Norden) eller att styrmedel för förnybar el förstärks ytterligare (t.ex. genom en högre ambitionsnivå i elcertifikatsystemet).

Figur 26-27:



Genomsnittligt nordiskt elpris på kort sikt i de fyra NEPP-scenarierna



Genomsnittligt europiskt elpris på kort sikt i de fyra NEPP-scenarierna (systempris = streckade linjer; konsumentpris: dvs. systempris + avgift för förnybartstöd = heldragna linjer).

Det senare sänker dock endast systempriset på el, medan konsumentpriset (här angivet som systempris + elcertifikatavgift) för de som är kvotpliktiga kan komma att stiga då elcertifikatpriset ökar.

Det finns naturligtvis också ett antal faktorer som kan komma att driva elpriset uppåt. Det kan exempelvis vara en snabb avveckling av ett antal kärnkraftverk eller att elefterfrågan ökar snabbare än förväntat.

10 Elpriset för konsumenter stiger på lång sikt

Stränga CO₂-krav i riktning mot klimatneutralitet och med stor andel förnybart höjer CO₂- och elpriserna. Elpriset för konsumenter stiger på lång sikt i samtliga scenarier. I Referensscenariot och i scenariot Regional Policy, når elpriset nivåer på lång sikt runt 500-600 kr/MWh (runt 60 Euro/MWh). I Climate Market-scenariot når prisnivån över 600 kr/MWh (över 60 Euro/MWh). I Green Policy-scenariot, som inkluderar ett omfattande stödsystem för förnybar elproduktion (t.ex. elcertifikat), visar våra analyser på elpriser upp emot 700-800 kr/MWh år 2050 (75-85 Euro/MWh), om alla konsumenter är certifikatpliktiga. Certifikatpriset utgör då minst hälften av elpriset, i Norden upp emot 80-90 %. Om det, som idag, bara är en andel av konsumenterna som omfattas, kan elpriset nå så högt som 1200 kr/MWh år 2050 i ett scenario med en mycket stor andel förnybar elproduktion. Övriga kunder, bl.a. energiintensiv industri, får då samtidigt förhållandevis låga elpriser (i nivå med dagens, eller t.o.m. lägre).

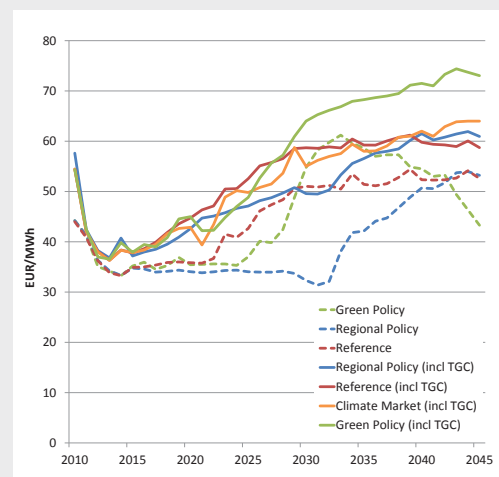
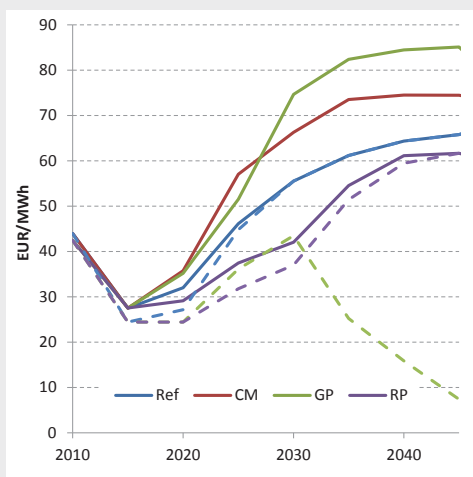
I de scenarier som inte innehåller utökade stödsystem för förnybart, Climate Market och Referensscenariot, är det CO₂-priset som är det huvudsakliga styrmedlet. I såväl våra analyser, som de EU gjort i sitt Roadmapsarbete, hamnar CO₂-priset på upp emot 150-200 Euro/ton vid koldioxidreduktioner ner mot 70-90 % till år 2050. Trots dessa mycket höga CO₂-priser så stannar elpriserna i dessa scenarier vid måttliga ökning, och når runt 600-700 kr/MWh år 2050. Ökande användning av elproduktion med låga CO₂-utsläpp leder alltså till större frikoppling mellan elpris och CO₂-pris.

Diskussionen ovan och de figurer som redovisas beskriver utvecklingen för det genomsnittliga årspriset på el. Andra analyser som genomförts, både inom NEPP och i andra studier, pekar på en utveckling där variationerna i elpris förstärks av ett ytterligare inslag av variabel elproduktion. I Norden dämpas dock dessa tendenser markant av vattenkraftens utjämnande roll. Beräkningar visar

att det är först vid mycket stora mängder vindkraft som det svenska elpriset uppvisar signifikant längre perioder med extremt låga respektive extremt höga elpriser. Det finns också motriktade trender, som exempelvis följderna av en ökad andel solkraft; den

kraftiga tyska solkraftutbyggnaden har hittills medfört en utjämning av elpriset under dygnet, med minskande skillnader mellan höglasttid (dag) och låglasttid (natt).

Figur 28-29:



Nordiska (vänstra figuren) och europeiska (högra figuren) elpriser i de fyra NEPP-scenarierna (systempris = streckade linjer; konsumentpris: dvs. systempris + elcertifikatavgift = heldragna linjer).

11

Krav på mycket stor andel ny förnybar kraftproduktion pressar ner systempriset till låga nivåer, vilket innebär att investeringar i vind- och solkraft kräver stöd även vid fortsatt stark teknikutveckling

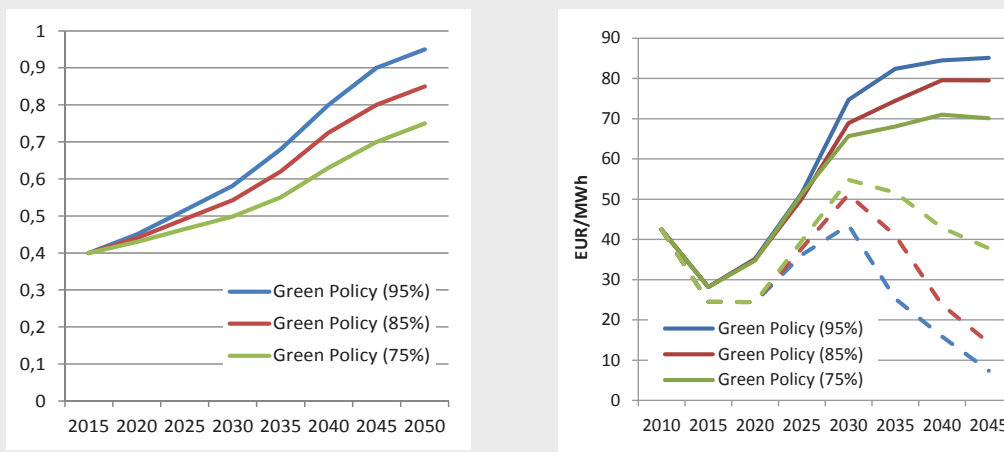
I scenarier där tyngdpunkten ligger på att öka andelen förnybar elproduktion utgör stödkostnaden en allt större del av det slutliga kundpriset. Stöd-systemens förmåga att stimulera till stora mängder elproduktion med mycket låga rörliga kostnader, t.ex. vind- och solkraft, medför dock att systempriset på el snarare rör sig i motsatt riktning, och blir lägre ju högre andelen förnybart blir.

Figurerna nedan visar utfallet från NEPP:s känslighetsanalys av tre olika nivåer på den förnybara andelen i Nordeuropas kraftproduktion. Det samlade konsumentpriset, dvs. systempris + stödnivå, (t.ex. avgiften i ett gemensamt nordeuropeiskt elcertifikatsystem) utvecklas relativt likartat i de tre scenarierna (de heldragna linjerna i det högra diagrammet). Skillnaderna mellan scenarierna ligger

istället i hur de båda priskomponenterna utvecklas. I scenariot med den lägre andelen förnybart (upp till 75 % år 2050), blir aldrig certifikatavgiften – som utgör differensen mellan konsumentpris och systempris i figuren – aldrig större än systempriset. I scenariot med den högre andelen förnybart (upp till 95 %) når däremot certifikatavgiften samma nivå som systempriset redan några år efter 2030, och år 2050 utgör det hela 85-90 % av konsumentpriset.

Känslighetsanalysen visar alltså tydligt att balansen mellan systempris och certifikatavgift (stödkostnad för förnybart) är känslig för hur stor förnybar andel som åläggs kraftproduktionen. I figurerna på sidorna 35-36 tydliggörs detta.

Figur 30-31:



Känslighetsanalysen för Green Policy-scenariot, där vi testat känsligheten för olika alternativa nivåer för den förnybara andelen i Nordeuropas elproduktion (vänstra figuren) och det erhållna resultat (högra figuren) för systempriset (streckade linjer) och konsumentpriset (heldragna linjer).

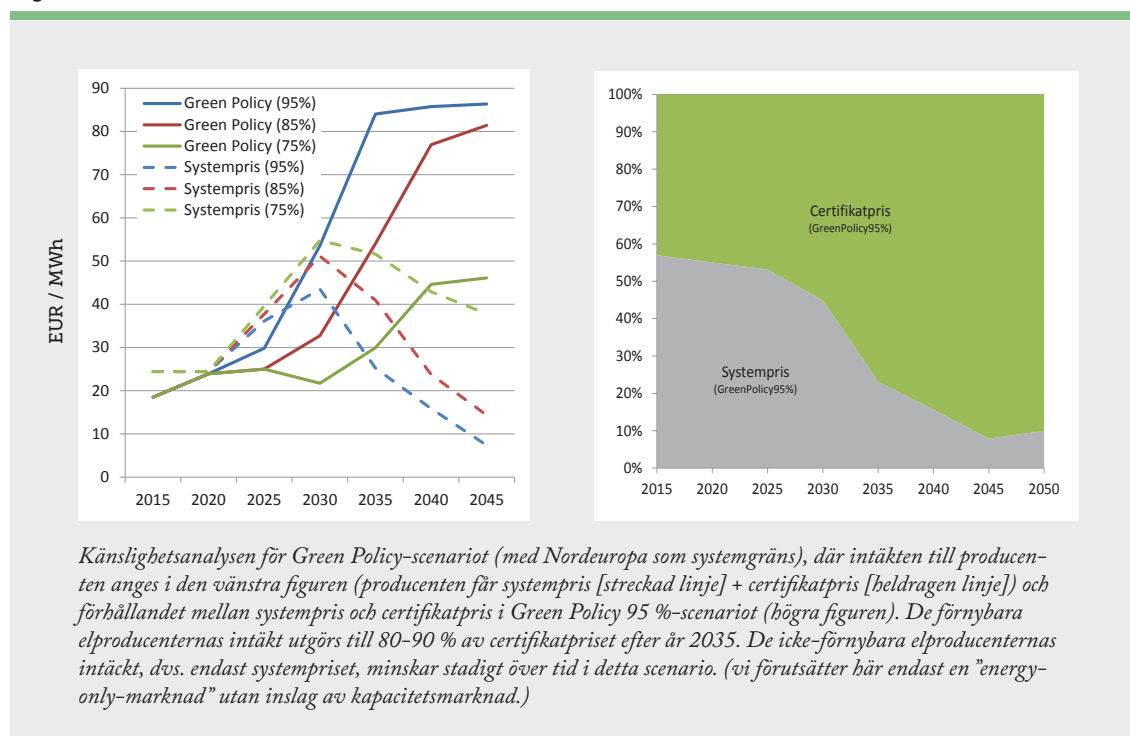
I redovisningen ovan är utgångspunkten kundperspektivet. Kundpriset utgörs då av systempriset på el samt den elcertifikatavgift som blir följden av den volym förnybart som "tvingas in". Ser man det istället ur producentperspektiv är värdet av elproduktion från förnybara energislag summan av systempriset på el och elcertifikatpriset. Certifikatpriset sätts på marknaden och är en följd av den mängd förnybart som krävs och kostnaderna för de tekniker som finns till förfogande. Elcertifikatpriset erhålls endast för den förnybara elproduktionen. Övrig elproduktion erhåller endast systempriset på el.

Kostnaderna för elcertifikaten som producenterna erhåller betalas av kunderna i form av den ovan diskuterade elcertifikatavgiften. Den tas i de ovan presenterade känslighetsanalyserna ut som ett påslag på all elanvändning. Eftersom intäkterna från certifikatavgiften tas ut från en större mängd el (hela elförbrukningen) så kommer elcertifikatpriserna (som ju endast tillfaller förnybar elproduktion) att vara högre än elcertifikatavgiften. I figurerna på nästa sida presenteras utfallet ur producentperspektiv.

Av figur 32 nedan framgår att systempriset på el (angivet som streckade linjer) är långt ifrån tillräckligt för att motivera byggande av så stora mängder förnybar elproduktion som är aktuella här. Regjäla tillskott behövs, t.ex. genom ett nordeuropeiskt certifikatsystem. Figurerna illustrerar också

dilemmat att ju mer förnybart som krävs desto längre kommer man från ett läge där systempriset i sig ger tillräckliga incitament för den förnybara elproduktionen. Där framgår också de mycket låga ersättningarna på sikt till elproduktion som inte är förnybar.

Figur 32-33:



12

Det krävs en stark all-europeisk drivkraft och en tillräckligt stor elprisdifferens för en stor elexport och en stor utbyggnad av överföringskapacitet

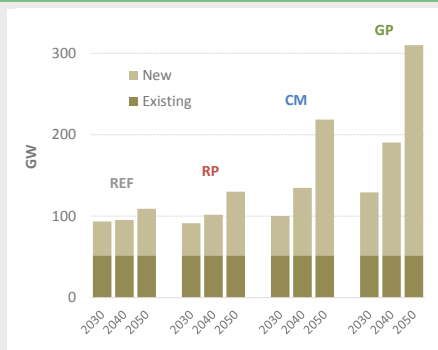
Sverige och Norden har, som vi redan konstaterat, goda förutsättningar för en långtgående omställning av energiförsörjningen till en hög andel förnybar energi; förutsättningar som är långt bättre än de för länderna på Kontinenten. Inom elsektorn ger det oss möjligheter till ökad export, för att bistå Kontinentens länder i deras omställningar.

Våra fyra huvudscenarier och våra känslighetsanalyser visar på två helt olika utvecklingsvägar när det gäller hur stor elenergiexport vi kommer att kunna få från Norden till Kontinenten i framtiden:

- **Exporten bibehålls på ungefär dagens nivå**, och kravet på en ytterligare utbyggnad av överföringskablar utöver de planerade blir relativt litet (av energiskäl). Vi ser denna utveckling i referensscenariot (REF) och scenariot Regional Policy (RP). I det första fallet (REF) reinvesteras i kärnkraft upp till ungefär dagens nivå, men elanvändningen växer samtidigt som utbyggnaden av förnybart är liten. Därmed blir utrymmet för export litet. I tre målscenariot RP är systempriset inte tillräckligt högt för att motivera reinvesteringar i kärnkraft som därmed minskar rejält på lång sikt. Samtidigt minskar elanvändningen genom effektivisering och stöd till förnybart ökar elproduktionen baserad på förnybart. Tillsammans ger det en ungefärlig balans i den nordiska elförsörjningen och liten elexport. Även om elexporten är måttlig innehåller dessa båda scenarier trots det en viss ökning av kapaciteten i överföringsförbindelserna på 20 års sikt.

- **Exporten ökar rejält**, och nya överföringsledningar, utöver de idag planerade, byggs. År 2030 kan vi ha en fördubblad överföringskapacitet och år 2050 kan den vara så stor som tre gånger dagens. Vi ser denna utveckling i de båda "ettmålsscenarioerna" Climate Market (CM) och särskilt i Green Policy (GP). I CM, med successivt allt högre CO₂-priser, påverkas systempriserna uppåt. Det leder i sin tur till en lönsamhet för reinvesteringar i kärnkraft och samtidigt till en fortsatt utbyggnad av förnybart. Exporten blir stor, men begränsas av den stora ökningen av elanvändningen i Norden, till följd av den förutsatta elektrifieringen

Figur 34:



Total överföringskapacitet från Norden till resten av Europa i fyra olika NEPP-scenarier (REF = Referensscenariot, RP = Regional Policy, CM = Climate Market, GP = Green Policy)

av flera användarsektorer. Störst export ser vi istället i GP, där ett allt högre stöd till förnybart leder till mycket stora mängder förnybar produktion. De låga systempriserna på el medför att det inte blir några investeringar i kärnkraft. Måttlig nordisk elanvändning ger sammantaget stort utrymme för elexport.

Det gemensamma för CM och GP är att de innehåller en stark all-europeisk drivkraft (CO₂-pris, eller stöd till förnybart) och en tillräckligt stor elprisdifferens för att en stor elexport skall bli lönsam.

Expansionen av förnybar kraft kräver en omfattande och snabb utbyggnad av transmissionsnätet även inom de europeiska länderna, eftersom det på många håll redan är överbelastat. Liksom för CCS, är en kraftig expansion av elnätet behäftad med stora osäkerheter, och är därför också en kritisk faktor i omställningen.

Våra huvudscenarier och känslighetsanalyser visar alltså på tre olika skeenden, som alla (var och en eller tillsammans) på lite längre sikt kan komma att leda till en stor elexport till Kontinenten - klart större än idag - från Sverige och Norden:

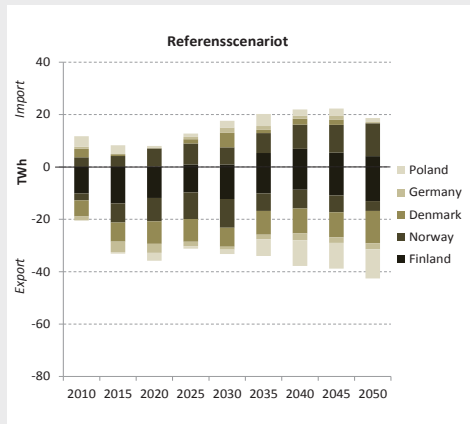
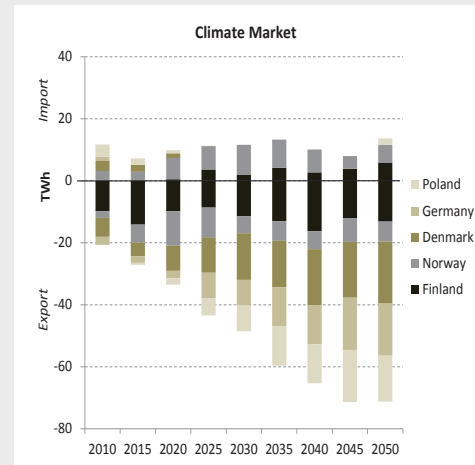
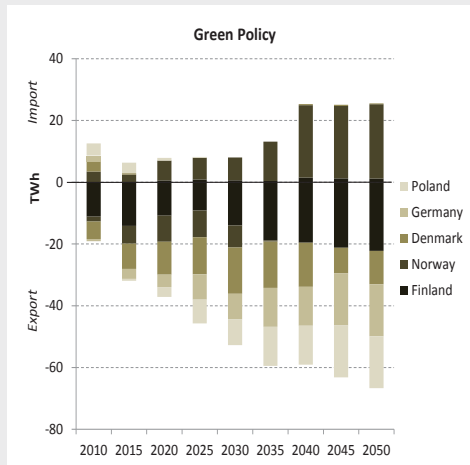
- Ett högt CO₂-pris i EU
- Ett Europagemensamt stödsystem för förnybart, som är högt och som uppmuntrar att de kostnadseffektivaste åtgärderna i EU väljs, oavsett i vilket land de genomförs
- Vi reinvesterar i vår svenska kärnkraft

Utvecklingen på kortare sikt, och för scenarierna med måttliga nivåer på CO₂-pris eller stöd till förnybart på längre sikt, ger däremot inte tillräckliga förutsättningar för någon riktigt stor export. Inte heller scenarierna med tre mål. Med dagens EU-politik till 2030 ser det därför inte ut att bli någon stor ökning av den nordiska elexporten, om inte BNP-utvecklingen tar fart och driver upp de kontinentala elpriserna, eller att vi får ett ökat fokus på "security of supply" och/eller får gemensamma stöd till förnybart inom EU.

Sverige fortsätter vara dominerande exportör så länge vi har kvar kärnkraften

Sverige blir den dominerande elexportören i Nordeuropa i alla våra NEPP-scenarier, med en nettoexport på 15-20 TWh år 2030, och fortsätter alltså att ha ett stort kraftöverskott. Med en fortsatt satsning på ny förnybar elproduktion i Sverige, samtidigt som vi har kvar kärnkraften, får vi snabbt ett överskott på el. Avvecklar vi däremot vår kärnkraft på sikt, får vi inte detta överskott (om inte stödet till förnybart är extremt kraftigt).

Figur 35-37:



Elexport (negativ) och elimport (positiv) från och till Sverige under perioden 2010-2050. Resultat från tre av NEPP:s huvudscenarier.

13

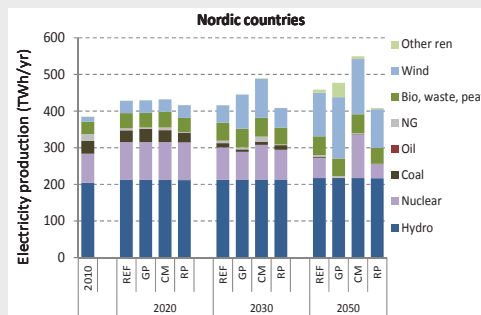
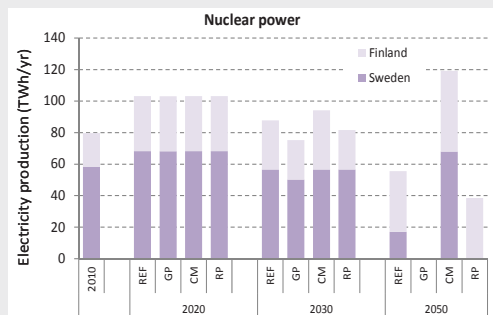
Den svenska kärnkraften bibehålls genom reinvesteringar i scenariot med högt CO₂-pris, och avvecklas i scenarierna med stort stöd till förnybart och ökad effektivisering

Antagandena om avvecklingstakten av de *befintliga* svenska kärnkraftverken, och förutsättningarna för reinvesteringar i nya verk i Sverige och Finland, är scenarioskiljande i våra fyra huvudscenarier, liksom i våra resultat. Det framgår tydligt av figur 38 och 39 nedan. I figur 38 har vi lyft ut kärnkraftsproduktionen i de fyra scenarierna, och anger den uppdelad på svensk och finsk kärnkraft.

Referensscenariot, och särskilt Climate Market scenariot (CM), är de scenarier där kärnkraften utnyttjas mest. För den svenska och finska kärnkraften innebär CM en i det närmaste bibehållen kärnkraftsproduktion under hela den studerade

perioden fram till 2050, och en utökad produktion jämfört med idag i Finland.

I Regional Policy och Green Policy scenarierna däremot, avvecklas den svenska kärnkraften helt till 2050. De äldre finska verken avvecklas också. Endast de nyare verken i Finland kommer att finnas kvar. Skälet till avvecklingen är att systempriset på el blir alltför lågt för att det skall vara lönsamt att (re)investera i kärnkraft. Utfasningen går snabbast i GP där också en kortare livslängd antagits för kärnkraften (45 år jämfört med 60 år i övriga scenarier).



Figur 38–39: Kärnkraftsproduktionens storlek i Norden i de fyra scenarierna (vänstra figuren), samt hela elproduktionen i Norden (högra figuren) från vilken den vänstra figurens kärnkraftsproduktion är hämtad.

För att ny kärnkraft skall bli konkurrenskraftig krävs systempriser på minst 550-600 SEK/MWh, enligt NEPP:s modellanalyser. Dessa nivåer nås först efter 2025 och då framförallt i Climate Market-scenariot (men även i Referensscenariot, dock först efter 2035, se figurerna 28-29 ovan). I Green Policy-scenariot däremot, har vi antagit att ingen reinvestering tillåts i något av EU:s länder av politiska skäl.

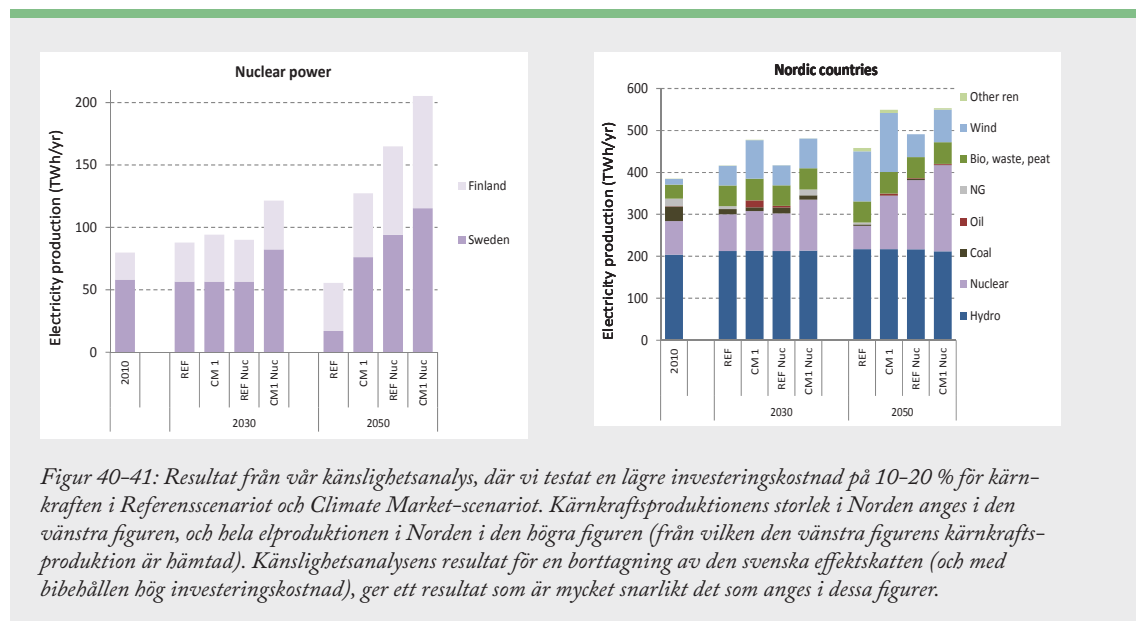
I vår känslighetsanalys av utvecklingen för den svenska kärnkraften, har vi testat konsekvenser av variationer i tre olika beräkningsförutsättningar:

- Scenarioreultatens känslighet för nivån på den svenska termiska effektskatten för kärnkraft, där den helt tagits bort.

- Scenarioreultatens känslighet för nivån på kärnkraftens investeringskostnad, inom ett intervall på +/-20 % för investeringen (50.000 kr/kW i utgångsläget).
- I Referens och Climate Market scenarierna har vi i de alternativa beräkningarna också utökat reinvesteringsmöjligheten till att kunna överskrida dagens kapacitet (som annars är ett grundantagande i dessa scenarier).

Resultaten framgår av figurerna nedan. Av dem kan man dra tre tydliga slutsatser:

a) Resultaten i Referens- och Climate Market-scenarierna, är mycket känsliga för dessa variationer i antaganden för kärnkraften. Vid en sänkning av de antagna nivåerna på reinvesteringarkostna-



derna för kärnkraften på 10-20 %, eller vid en borttagning av den svenska effektskatten, ökar lönsamheten för reinvestering i svensk kärnkraft på ett dramatiskt sätt. Istället för att det, som i referensfallet, sker en nästan fullständig avveckling av den svenska kärnkraften, får vi istället – i dessa känslighetsanalyser – en utökad kärnkraftsproduktion jämfört med idag.

- Den antagna nivån på investeringskostnaden för kärnkraft har stor påverkan på resultatet. Det krävs endast en relativt måttlig sänkning av investeringskostnaden, för att reinvesteringarna i svensk kärnkraft skall bli (mer) lönsamma. Vid en 10%-ig sänkning av investeringskostnaden i referensscenariot, visar modellresultatet på en avsevärd ökning av reinvesteringen, motsvarande en ökning av kärnkraftsproduktionen år 2050 på 40 TWh i Climate Market-scenariot och på hela 60-70 TWh i referensfallet.

14

Vi måste ägna mer uppmärksamhet åt eleffektfrågan, särskilt efter 2030

I takt med att ny elproduktion byggs ut i Sverige, Norden och Europa så tillförs också mycket elproduktion med låga rörliga kostnader. Därigenom sjunker systempriset på el och det blir svårt att finansiera investeringar och reinvesteringar i reglerbar kraft, framför allt termisk kraft, dvs. kärnkraft samt kondenskraftverk och kraftvärmeverk eldade med både fossila och förnybara bränslen. I scenarierna med både ökande elanvändning och minskande tillgång till reglerbar elproduktion uppkommer därmed stora utmaningar för kraftsystemet.

- Reduceras den svenska kärnkraftsskatten till samma nivå som den finska, visar vår känslighetsanalys på ett resultat som är snarlikt det som angivits ovan för reduktionen av investeringskostnaden med 10-20 %

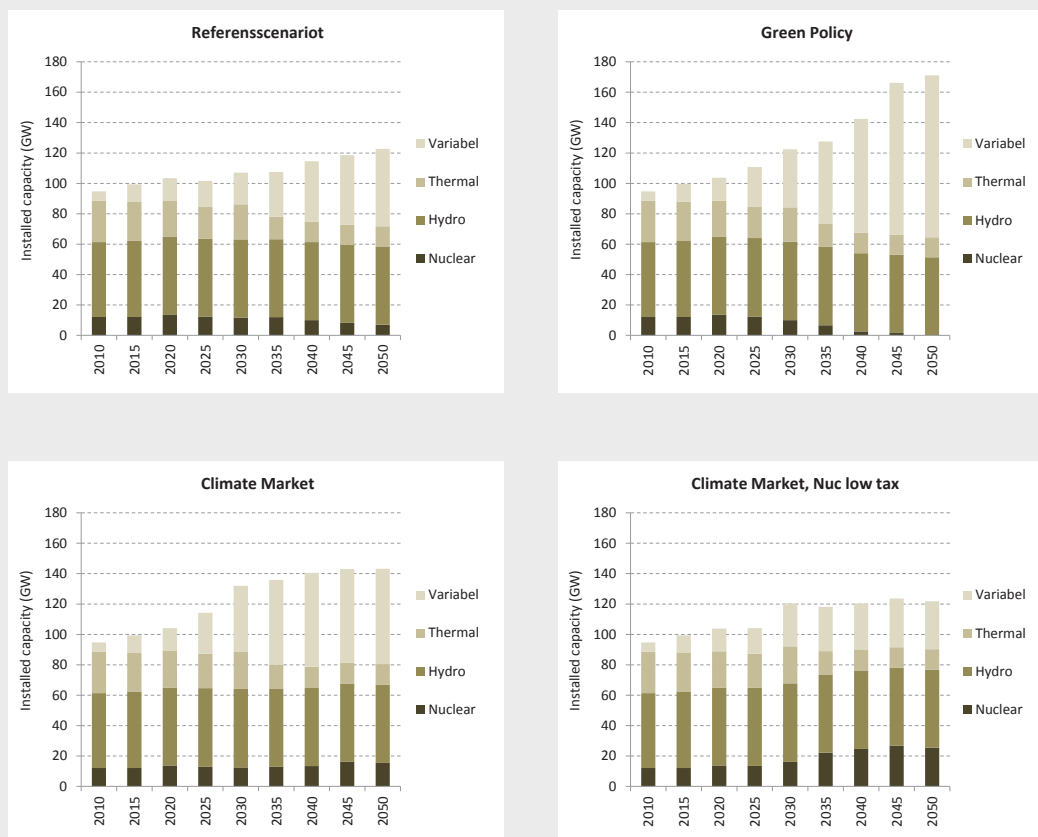
b) I såväl Sverige som Norden är vindkraften alternativet till kärnkraft. Ökar vi kärnkraften så byggs mindre vindkraft och vice versa.

c) Med kärnkraft blir den svenska och nordiska elproduktionen – och exporten – större. Såväl den svenska som den nordiska produktionen överstiger också det egna elbehovet i samtliga scenarier med mer kärnkraft, vilket resulterar i ökad export från Sverige och Norden i dessa fall. (Skälet till att kärnkraften inte ökas utanför Norden är att det inte tillätits i scenarierna, jmf. tyskt avvecklingsbeslut).

Av de framtida förändringar som kan förutses för det svenska kraftsystemet är det en ökad andel av vind- och solkraft som skapar de största utmaningarna för vårt kraftsystem. Vind- och solkraft har ett antal egenskaper som skapar dessa utmaningar:

- De har begränsad styrbarhet, och är beroende av att solen skiner eller vinden blåser. Det har betydelse både kortsiktigt och årstidsmässigt.
- Vindprognoser är osäkra och når en hög noggrannhet först några timmar innan drifttimmen.

Figur 42-45:



Installerad elproduktionskapacitet i Norden uppdelad på olika produktionslag ("Climate Market, Nuc low tax" är en scenariovariant där ytterligare kärnkraft byggs, snarlik med "CM1 Nuc" i figurerna 40–41 ovan). Störst utmaning kan förutses för Green Policy på lång sikt där den reglerbara kraften uppgår till 60GW medan variabel kraft (vind och sol) utgör mer än 100 GW.

Solens rörelse på himlen är förvisso förutsägbar, men molntäckets tjocklek kan ha en stor inverkan på produktionen varför den kan variera kraftigt från en dag till en annan och har visat sig svår att prognostisera.

- Vind- och solkraft använder inte synkronmaskiner som är direktkopplade till elsystemet och bidrar därför inte utan speciella lösningar med mekanisk svängmassa och spänningsreglering till systemet.

Det är därför mycket viktigt att vi ägnar alltmer uppmärksamhet åt denna problematik i framtiden, och även om vi ännu kan hantera situationen utan större utmaningar, måste vi redan nu förbereda oss för de utmaningar som kan komma om 10–20 år. I en särskild NEPP-temabok om det svenska kraftsystemet, utvecklar vi denna problematik och diskuterar hur man kan möta utmaningarna. Vi identifierar åtta utmaningar som kräver särskild uppmärksamhet, vilka beskrivs kortfattat nedan.

Utmaningar

Utmaningar vid mycket vind- och solkraft och låg konsumtion

1. Mekanisk svängmassa

Under perioder då konventionell produktion ersätts av stora mängder solkraft eller klassisk vindkraft kommer mängden mekanisk svängmassa i systemet att minska eftersom sol och vindkraftverk vanligtvis inte använder synkronmaskiner direktkopplade till elsystemet. Mekanisk svängmassa behövs för att parera störningar som uppkommer i elsystemet.

2. Balansreglering

Med en större mängd vind- och solkraft ökar variationerna i det korta tidsperspektivet (sekunder-timmar) vilket ökar behovet av reglerförmåga. Med en större mängd vind- och solkraft händer det också oftare att färre konventionella kraftverk är aktiva i systemet, vilket kan innebära att färre kraftverk måste dela på balansregleringen och hålla tillräckliga marginaler för detta.

3. Överskottssituationer

Soliga och blåsiga dagar med liten förbrukning kan en överskottssituation uppstå som måste hanteras, särskilt om de närliggande marknaderna har samma situation och inte kan ta emot överskottet.

4. Överföringsförmåga

Om stora mängder vindkraft ska överföras från norra Sverige samt vidare söderut och på utlandsförbindelserna samtidigt som övrig synkron produktion står i det närmaste still måste det finnas tillräcklig med annan reaktiv kompensering för att upprätthålla spänningen och därmed överföringsförmågan på stamnätet.

>>

Utmaningar

Utmaning vid lite vind- och solkraft och hög konsumtion

5. Tillgång till topplastkapacitet

Med en stor mängd vind- och solkraftkapacitet kommer det att finnas situationer med hög elförbrukning och låg vind- och solkraftsproduktion. Även vid dessa situationer måste det finnas tillräckligt med kapacitet.

Generella utmaningar för att upprätthålla balans

6. Större behov av flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning

- Vindkraftsproduktionen kan förväntas ha lika stora variationer som efterfrågan har idag. Efterfrågan varierar regelbundet och på ett förutsägbart sätt medan vindkraften varierar med ett stokastiskt mönster. Detta innebär en utmaning i planeringen av vattenkraftproduktion med ett mönster och en volym som avviker från vad dagens älvsträckor har designats för.
- Fysisk reglerförmåga och regelverk för vattenkraften har utformats för att hantera dagens regelbundna förbrukningsvariationer.
- Hydrologiska samband och vattnekologiska hänsyn i älvsträckorna begränsar möjligheterna till snabb omplanering av vattenregleringen.
- En ökad mängd svårprognostiserad vind- och solkraft försvårar planeringen av vattenkraft längs en älvsträcka och av användningen av transmissionsnätet. Den ökade osäkerheten kan leda till att både produktion och transmission måste planeras mer konservativt och med större marginaler.

7. Anpassning av ansvarsfördelning och marknadsmekanismer

Ansvars- och arbetsfördelningen mellan elsystemets aktörer med syfte att att

upprätthålla den fysiska balansen samt de marknadsmekanismer som står till buds för detta är utformade för att klara de hittillsvarande behoven. De ökade och förändrade reglerbehoven kan innebära att den nuvarande samverkans- och marknadsmodellen inte kommer att vara ändamålsenlig utan snarare utgöra en ineffektiv reglerprocess. Om ansvaret för att hantera de ökade prognososäkerheterna ska axlas av marknadsaktörerna kan det krävas en utveckling så att en stor del av elhandeln kan ske närmare drifttimmen. Alternativet är att en större del av balansregleringen sköts genom den systemansvarige och att upphandlingen av reglertjänster utvidgas.

8. Årsreglering

Om solenergi blir en betydande del av kraftsystemet kommer den att skapa ytterligare behov av säsongslagring, eftersom större delen av produktionen sker vid lågsäsong för konsumtion.

För dessa åtta utmaningar finns ett stort antal potentiella (del)lösningar. Allt talar för att det går att få ett kraftsystem även med mycket stora inslag av variabel elproduktion att fungera väl, men det kräver insikt om utmaningarna och en förmåga att få lösningarna på plats.

I en särskild NEPP-temabok om det svenska kraftsystemet, utvecklar vi denna problematik och diskuterar hur man kan möta utmaningarna.

*För mer information om denna temabok, kontakta:
Lennart Söder, KTH
Johan Linnarsson, Sweco*

15

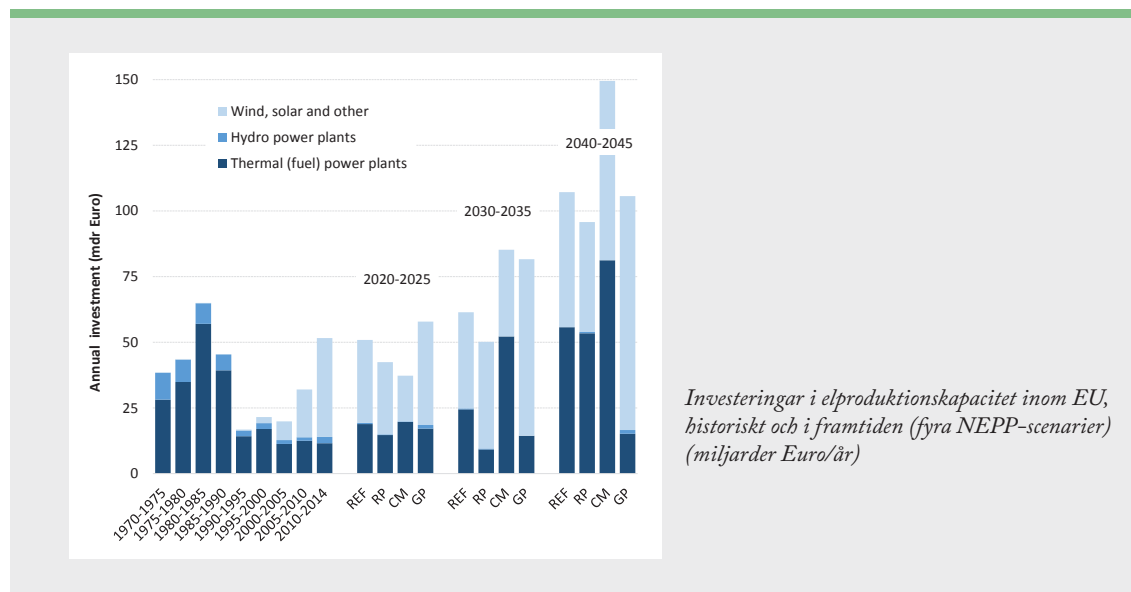
Omställningen av det europeiska elsystemet kräver stora årliga investeringar ända fram till 2050, i nivå med, eller högre än, de historiska rekordåren

Flertalet av våra scenarier visar att elsystemet i Europa når årliga investeringar i elsystemet under de närmaste 10-20 åren, som är i nivå med de historiskt årshögsta, och efter 2035 är investeringarna ännu större.

Varför blir då investeringarna i framtidens elproduktion så stora? Ny elproduktion har ju även historiskt byggts ut för att möta ökad efterfrågan och för att ersätta gamla kraftverk som stängs. Vad

skiljer den framtida utvecklingen från den historiska? Elanvändningen är ju i och för sig större i vissa av scenarierna men ökningen är måttlig och kan knappast förklara skillnaden. Den dominerande förklaringen är istället en stor förändring i vilken typ av elproduktion som byggs. Av redovisningen i avsnitten ovan framgår att det är en stor omvägning, från termisk elproduktion, t.ex. kol- och gaskraftverk samt kärnkraftverk, till vind- och solkraft. De senare karaktäriseras av jämförelsevis

Figur 46:



Investeringar i elproduktionskapacitet inom EU, historiskt och i framtiden (fyra NEPP-scenarier) (miljarder Euro/år)

låga utnyttningstider. Det innebär att det måste byggas större kapacitet (effekt) för att producera motsvarande mängd elenergi.

De större investeringarna räknat i GW sammanfaller med klart större investeringar räknat i kr eller Euro. Här är det två parametrar som förklarar de ökade investeringskostnaderna.

1. Elproduktionen blir på sikt dyrare eftersom vi av miljöskäl ökar kostnaderna för "gammal" elproduktion, t.ex. genom CO₂-priser som gör fossil elproduktion dyrare och ökade säkerhetskrav och skatter som gör kärnkraft dyrare. "Ny" elproduktion ges också stöd av olika slag för att bli konkurrenskraftig. De genomsnittliga elproduktionskostnaderna blir alltså högre än tidigare.

2. Den "nya" elproduktion som i stor utsträckning byggs ut utgörs till stor del av vind- och solkraft. Det som utmärker dessa är att de rörliga elproduktionskostnaderna är mycket låga, medan investeringskostnaderna istället är höga. Elproduktionskostnaden för dessa alternativ utgörs därmed nästan uteslutande av kapitalkostnaderna relaterade till investeringen. Om vi istället tar ett kolkondenskraftverk som exempel på "gammal" elproduktion så utgörs en stor del av den totala elproduktionskostnaden av rörliga kostnader i form av bränsleanvändningen. Här utgör den investeringsrelaterade delen av elproduktionskostnaden en betydligt mindre andel.

Elsystemets utveckling i Sverige, Norden och Europa

De nordiska och europeiska energisystemen står inför betydande utmaningar. Under de kommande åren ska en lång rad beslut fattas inom energi- och klimatområdet om inriktningen av politiken och utformningen av styrmedel och regelverk, samt om nya investeringar i energiinfrastrukturen. I stor utsträckning hanteras dessa frågor på internationell nivå, bl.a. inom ramen för EU och i mellanstatliga avtal, men nationella politiska beslut kommer också att spela en viktig roll. Det är av stort värde att politiker, myndigheter, elföretag och elmarknadens kunder har ingående kunskap om den förväntade utvecklingen och effekterna av de beslut som fattas, för att besluten skall bli väl avvägda och få avsedd verkan. Detta understryker behovet av genomgripande kunskapsförstärkning med helhetsperspektiv på den framtida utvecklingen av elsystemen i Sverige, Norden och Europa.

NEPP (North European Power Perspectives) är ett tvärvetenskapligt forskningsprojekt om utvecklingen av elsystemen och elmarknaden i Norden och Europa i tidsperspektiven 2020, 2030 och 2050. Forskningen genomförs av välmeriterade forskare och analytiker.

I en särskild temabok har vi sammanställt NEPP:s el- och energisystemanalyser. Analyserna är både historiska analyser och analyser av den framtida utvecklingen, genomförda med NEPP:s olika energisystemmodeller. Denna skrift ger en sammanfattning av temabokens viktigaste slutsatser, bland annat:

- Elen och elsystemet spelar en allt mer central roll i omställningen av energisystemet.
- Det nordiska elsystemet är väl rustat för att möta de framtida utmaningarna
- Utmaningarna och osäkerheterna för elsystemen i övriga Europa är mycket större och många länder har stora åtaganden redan under de närmaste åren.
- Energi- och klimatpolitiken i EU och medlemsstaterna är den omvärldsfaktor som har störst påverkan på elsystemets utveckling.
- Den förnybara elen ökar, men hur mycket förnybart det blir i Sverige och Norden under de närmaste 10-15 åren avgörs uteslutande av vår egen politik.
- Elpriserna förblir låga på kort sikt, 5-10 år, oberoende av scenario. Elpriset för konsumenterna stiger på lång sikt.
- Det krävs en stark all-europeisk drivkraft och en tillräckligt stor elprisdifferens för en stor elexport och en stor utbyggnad av överföringskapacitet.
- Omställningen av det europeiska elsystemet kräver stora årliga investeringar ända fram till 2050, i samma nivå som de historiska rekordåren eller högre.