



Utredning av hur utvecklingen av kraftsystemet utanför Sveriges gränser påverkar behovet av smarta elnät i Sverige

Slutrapport



NEPP report

December 2013

Rapport till Samordningsrådet för smarta elnät

Utredning av hur utvecklingen av kraftsystemet utanför Sveriges gränser påverkar behovet av smarta elnät i Sverige

Slutrapport, december 2013

Bo Rydén, Profu

Thomas Unger, Profu

Håkan Sköldberg, Profu

Del 1: Tio faktorer som påverkar vårt behov av smarta elnät

Innehåll

Sammanfattning.....	2
Energi- och klimatpolitikens utveckling i Europa	6
Elproduktionens utveckling i Europa och i Norden.....	9
Produktionsutvecklingen (energi)	9
Produktionsutvecklingen (kapacitet/effekt)	10
Produktionens variabilitet och intermittens	11
Historiska bilden: Europas åldrande kraftverkspark	12
Framtidsbilden: Utvecklingen av, och tillgången på reglerkraft	12
Decentraliserad produktion	13
Nätutbyggnaden och elexportens utveckling.....	13
Historiska bilden: Elhandel mellan Norden och övriga Europa	14
Framtidsbilden – ett potentialresonemang: Nordisk kraftexport har stor potential att kunna öka	15
Tyskland: Långsiktiga effekter - elhandeln med omvärlden	16
Efterfrågans utveckling och lastens profil	17
Intelligensen i kraftsystemet	20

Sammanfattning

Utvecklingen av kraftsystemet utanför Sverige kommer att ha stor påverkan på hur stort vårt eget behov av smarta elnät kommer att bli. Vår analys pekar ut ett tiotal viktiga faktorer och områden som påverkar den framtida utvecklingen, och vår bedömning är alltså att den samlade påverkan av dessa faktorer har stor betydelse för om vårt behov av smarta elnät i Sverige blir stort eller litet i framtiden. Majoriteten av faktorerna påverkar vårt behov av smarta elnät *indirekt*, genom att de först och främst påverkar kraftsystemets utveckling, och att den utvecklingen sedan skapar ett behov av en ökad intelligens i elsystemet. Några av faktorerna har en mer *direkt* påverkan.

Att dessa tiotalet faktorer har stor påverkan på vårt framtida behov av smarta elnät, är dock inte detsamma som att den samlade utvecklingen av dem verkligen kommer att resultera i ett stort behov av smarta elnät i Sverige. Utvecklingen är ännu osäker. Det finns scenarier där många av dessa faktorer samverkar så att behovet blir stort – och blir det relativt snart – samtidigt som det finns scenarier som visar en utveckling där omvärldens påverkan på behovet av smarta nät i Sverige endast blir måttlig.

De tio faktorerna kopplar på olika sätt till behovet av smarta elnät. En koppling som återkommer är de utmaningar som ökade mängder av variabel förnybar elproduktion innebär. Eftersom vind- och solkraften typiskt är relativt småskalig och spridd geografiskt så ökar den bl.a. behovet av mer nät. Balanshållningen i elsystemet försvåras också, vilket ställer krav på reglering av produktionsresurserna. Där har ökad intelligens i systemet stort värde. De ökade elprisvariationerna ökar samtidigt värdet av att göra anpassningar i elanvändningen, vilket kräver intelligens i apparater för att realisera möjligheterna. Ny elanvändning, exempelvis i form av elbilar, ger också möjlighet till effektstyrning genom att laddningen görs på ett planerat sätt. För att möjliggöra detta så krävs intelligens i den nya utrustningen. Ökad europeisk samordning av elmarknaden, både fysiskt och regelmässigt, tvingar också fram en ökad intelligens. EUs kommande ”Grid codes” specificerar exempelvis möjligheten att införa automatisk effektstyrning via kyl- och frysskåp. Samtidigt pågår en parallell utveckling av nationella regelverk.

De tiotalet faktorer och områden vi identifierat, beskrivs kortfattat nedan:

1. Den energi- och klimatpolitik som väljs i EU och medlemsstaterna kommer att ha stor påverkan på kraftsystemets utveckling i våra grannländer. Nu processar EU sin ”grönbok”, och ett viktig ställningstagande för politiken efter 2020 och 2030 är om man skall ha separata mål och direktiv för förnybar energi och energieffektivisering (och kanske även för SoS), eller om man skall satsa tydligare på ett enda mål: klimatmålet. Även den fortsatta liberaliseringen av elmarknaden, och hur väl man lyckas förverkliga den politiska ambitionen i EU om en gemensam marknad med lika villkor, påverkar utvecklingen. Vid sidan om EU så för de olika medlemsstaterna sin egen energi- och klimatpolitik vars effekter även kan ha spridning utanför det egna landets gränser. Den tyska beslutade kärnkraftutvecklingen till och med 2022 är ett omdiskuterat exempel på en sådan politik.

2. Hur stor utbyggnaden av förnybar, variabel/intermittent elproduktion i Nordeuropa blir, är naturligtvis av avgörande betydelse för behovet av smarta elnät. I scenarierna med kraftigast utbyggnad av förnybart, når andelen intermittent kraftkapacitet över 50% redan om 25-30 år, såväl i Norden som i Europa som helhet. Bli en sådan utveckling verklighet, ställer det stora krav på utvecklingen av smarta elnät. I scenarierna med en måttlig utveckling av förnybart, blir däremot andelen in-

termittent kraftkapacitet högst måttlig, och når som mest upp till 15-20% år 2050. Kravet på de smarta elnäten blir då inte alls lika stort.

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

3. Även hur sammansättningen av den variabla/intermittenta elproduktionen i Nordeuropa blir, är av stor betydelse för behovet av smarta elnät. De variabla förnybara elproduktionsalternativen som dominerar expansionen är vind och sol. De är variabla på olika sätt, där solelen följer dygnsrytmen, medan vindkraften är ännu mer genuint variabel. Elproduktionens fördelning över året är också olika. Deras utbyggnad ligger sannolikt också i olika fas, där vindkraften ligger längre fram i utvecklings- och kostnadsläge och därför expanderar före solkraften. Detta bekräftas 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.

4. Kommer termiska kraftverk att bibehållas, trots minskade drifttider, då förnybar kraft byggs ut? Risken är stor att mycket av den termiska kraften i Europa 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 att hålla kapaciteten i drift 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.

5. Efterfrågan på el utvecklas och förändras, även utan smarta nät. Kraven på energieffektivisering i EU bromsar elanvändningens ökningstakt. I sina "Action Plans" anger medlemsstaterna en långsammare ökningstakt till 2020, jämfört med business-as-usual-utvecklingen, och några länder (bl.a. Tyskland) har som mål att t.o.m. kunna minska sin elanvändning de närmaste tio åren. Osäkerheterna om hur väl effektiviseringen kommer att lyckas är dock ännu stora. Samtidigt finns nya användningsområden för el inom alla sektorer, som kan växa. Utvecklingen av elfordon är ett exempel.

Hur efterfrågan på el faktiskt kommer att utvecklas, har betydelse för behovet av smarta nät på flera sätt. Om elanvändningen stagnerar, och efterhand minskar i Europa, samtidigt som utbyggnaden av förnybart sker i stor skala, blir *andelen* variabel och intermittent kraftproduktion snabbt stor och driften av kraftsystemet blir mer komplicerad. Det ställer då snabbt krav på ökad intelligens i elsystemet. Fortsätter istället elanvändningen att öka blir kravet mindre. Sedan 2000-talets inledning har elförbrukningen stagnerat i Sverige och Danmark och en motsvarande tendens kan nu skönjas i Finland och Norge. Fortsätter denna utveckling, samtidigt som vi bygger ut produktionen i Norden, finns stora möjligheter till ökning av nettoexporten från Norden.

Elanvändningsprofilens utseende kommer också att utvecklas och förändras, även utan ökad intelligens i systemet, både över dygnet och mellan säsonger. Analyser av utvecklingen ger ingen entydig bild av hur lastprofilen kommer att utvecklas; den kan både bli mer utjämnad och mer spetsig. Exempel på åtgärder som påverkar lastprofilen är utvecklingen för elvärmerna och den ökade elanvändning inom transportsektorn.

6. Elutbytet mellan Norden och Kontinenten kan öka kraftigt, och Sverige bli en stor nettoexportör. Sveriges och Nordens komparativa fördelar vad gäller potentialen för förnybar elproduktion, i kombination med stagnerande nordisk elefterfrågan ger drivkrafter för stor nettoexport av el till resten av Europa. Detta utgör ett trendbrott då Norden under lång tid varit nettoimportör av el. Hur stor elexporten blir är bl.a. beroende på framtida energi- och klimatpolitik, men även exempelvis utvecklingen av elmarknadens regelverk har betydelse. Efter 2030 kan den nordiska elexporten bli 20 TWh/år i ett fall med måttligas klimatambitioner, medan exporten kan nå 50 – 70 TWh/år i ett fall med mycket kraftiga klimatambitioner och stor andel förnybar kraftproduktion. Om den svenska kärnkraften bibehålls så blir Sverige den dominerande elexportören i Norden, medan en utfasning av kärnkraften får till följd att Sverige endast exporterar små mängder el. (Att det alls blir export då beror på att de resulterande högre elpriserna reducerar elefterfrågan och stimulerar utbyggnaden av annan, främst förnybar, elproduktion.)

7. Storleken på överföringskapaciteten till våra grannländer i framtiden är av stor betydelse. De scenarier som visar på kraftig utbyggnad av förnybar kraft i Europa och Norden visar samtidigt på en stor utbyggnad av transmissionskapaciteten, inom och mellan länderna, en flerdubbling jämfört med dagsläget. Utbyggnaden av nätet förutsätts, för att utnyttjandet av den nya förnybara kraften skall bli effektivt. Samtidigt är den värdefull för kapacitetshållningen i det Nordeuropeiska systemet. En eventuell elnätutbyggnad är dock förknippad med stora osäkerheter (lönsamhet, opinion, politik, ...). Det finns också betydande flaskhalsar inom länderna, exempelvis från norra Tyskland - med stor andel variabel elproduktion - till södra Tyskland, där stora delar av den avvecklade kärnkraften var belägen.

8. Den europeiska elmarknaden och dess regelverk kan utvecklas i olika riktningar. Nationella kapacitetsmarknader och stödsystem till förnybar kraftproduktion verkar för ökad planering och nationalisering av marknaden. Vi ser en tydlig sådan trend i många av EU:s medlemsländer, dock ännu inte i Norden. Samtidigt verkar EU enträget för en integrerad europeisk elmarknad med införandet av nät-koder (network codes) och en europeisk marknadsmodell (target model) som nu implementeras (2014). Reformeringen av den europeiska elmarknaden befinner sig alltså därmed vid ett vägskäl – mer marknad eller mer (nationell) planering. Det slutliga vägvalet, eller kombinationen av vägval, kommer att påverka behovet av smarta elnät. *(I ett annat av NEPP:s delprojekt för Samordningsrådet görs en detaljerad genomgång av den framtida utvecklingen av elmarknaden.)*

9. Utvecklingen av kraftsystemet inom Sverige, påverkar också utvecklingen i våra grannländer. Vårt Nordeuropeiska elsystem är väl integrerat. De förändringar vi gör, och de beslut vi tar, påverkar de beslut våra grannar kommer att ta, och vice versa. Listan av exempel kan göras lång: Minskar vi vår elförbrukning i Sverige, samtidigt som vi bygger ut ny elproduktion, kan vi exportera och då behöver grannländerna inte bygga ut lika mycket produktion. Det har vi redan nämnt ovan. Lika viktigt är Sveriges roll som reglerresurs för norra Europa. Den beror naturligtvis på utvecklingen i grannländerna, men den beror också av den svenska produktionsmixen och hur regelverken i de olika regionerna utvecklar sig (som vi nämnt ovan). Avvecklar vi kärnkraften, måste vi – eller våra grannländer – ersätta den med annan termisk kapacitet (eller motsvarande reglerresurs). Behåller vi vår kärnkraftskapacitet, genom att successivt reinvestera i takt med att den åldras, minskar behovet av att bygga ut termisk kapacitet i grannländerna. Påverkar vattendirektivet våra vattenkraftverk, så att reglerförmågan reduceras kraftigt, påverkar det behovet av reglerkapacitet i våra grannländer. Utvecklingen av kraftsystemet i vårt eget land påverkar alltså också utvecklingen av elsystemet i våra grannländer, och därigenom också dess påverkan på vårt framtida behov av smarta elnät.

10. Den snabba IT-utvecklingen driver också på utvecklingen av smarta elnät. I kraftsystemet kan man kontinuerligt mäta flera storheter, t ex spänningar, överföring, produktion och konsumtion. Denna information används för att på ett så effektivt (smart) sätt som möjligt styra produktion, konsumtion och överföring så att driften blir effektiv och tillförlitlig. EUs kommande "Grid codes" specificerar exempelvis möjligheten att införa automatisk effektstyrning via kyl- och frysskåp. Utvecklingen mot ett "smartare nät" med mer intelligens sker kontinuerligt och drivs på av den tekniska utvecklingen på elektronikområdet. Allt tyder på att det kommer bli fler intelligenta lösningar i framtiden, eftersom kostnaderna för dem minskar och värdet av dem ökar. Man talar idag också om ett "saker-nas internet", där miljarder maskiner redan idag kommunicerar med andra maskiner (M2M).

Teknikutvecklingen omfattar naturligtvis inte bara IT-området; även inom energiområdet fortgår den. Utvecklingen av solceller är ett utmärkt exempel, där man – bl.a. via snabbt tekniskt lärande - sänkt elproduktionskostnaderna avsevärt bara under ett decennium. Teknikutvecklingen inom kraftelektronikområdet har också direkt bäring på hur snabbt de smarta elnäten kan utvecklas.

Dessa tio faktorer och områden påverkar naturligtvis också varandra. Vi har ändå valt att beskriva dem separat ovan, för att få tydlighet.

Hur stor kan påverkan bli?

Nedan gör vi ett – mycket schematiskt - försök att illustrera hur mycket dessa faktorer i vår omvärld kan komma att påverka vårt behov av smarta elnät vid olika framtida utvecklingsvägar för kraftsystemet. Vi utgår från de två NEPP-scenarierna "referensscenariot" och "green policyscenariot" och skisserar en möjlig storlek på påverkan från de tio faktorerna i de två scenarierna. Resultatet ges i tabellen nedan. Mörkt grön färg betyder stor påverkan; ljus grön betyder liten påverkan. Det är i första hand det samlade resultatet – eller intrycket – som vår schematiska bedömning håller för, och det är så man skall läsa tabellen.

Faktorer och områden i kraftsystemet utanför Sverige, som påverkar vårt behov av smarta nät	NEPP:s "Referensscenario"	NEPP:s "Green Policy-scenario"
1. Energi- och klimatpolitiken i EU och nationellt		
2. Hur stor utbyggnaden av förnybar blir		
3. Sammansättning av förnybart		
4. Kommer termiska kraftverk att bibehållas		
5. Efterfrågan på el utvecklas och förändras		
6. Elutbytet mellan Norden och Kontinenten		
7. Storleken på överföringskapaciteten		
8. Elmarknadens utveckling i Nordeuropa		
9. Utvecklingen av kraftsystemet inom Sverige		
10. Teknikutvecklingen inom IT, energi m.m.		

När vi bedömt storleken på påverkan i de två scenarierna, har vi resonerat på följande sätt: Energi- och klimatpolitiken skärps långsamt och relativt måttligt i NEPP:s referensscenario, medan den skärps snabbt och kraftigt i scenariot "Green policy". Påverkan på behovet av smarta elnät blir däri-genom större i Green policy-scenariot än i referensscenariot. Utbyggnaden av den förnybara och variabla kraften i våra grannländer blir stor i Green policy, medan den blir mera måttlig i referensscenariot. Samtidigt är risken för att den termiska kraften stängs större i Green policy än i referenssce-

nariot. Detta påverkar behovet av smarta elnät och ökad intelligens i systemet. När det gäller utvecklingen av efterfrågan på el – både användningens storlek och lastprofilens utseende i olika sektorer – visar referensscenariot på små förändringar gentemot dagsläget. I Green policy-scenariot är förändringarna något större – t.ex. är andelen elfordon stor - men ändå relativt måttliga. Elutbytet med Kontinenten är större i Green Policy-scenariot än i referensscenariot, även om utbyggnaden av överföringskapaciteten är relativt måttlig. Elutbytet kan ökas relativt mycket, redan på befintliga kablar. Även utvecklingen av elmarknaden i Nordeuropa och kraftsystemet i Sverige utvecklas i olika takt och grad i de båda scenarierna, med olika krav på utvecklingen av smarta nät som följd. Den tekniska utvecklingen på IT och andra teknikområden är däremot inte scenarioskiljande.

Vårt underlag för analysen

Vår analys pekar alltså ut ovanstående tio faktorer och områden som kan påverka den framtida utvecklingen, och vår bedömning är att den samlade påverkan av dessa faktorer har stor betydelse för om vårt behov av smarta elnät i Sverige blir stort eller litet i framtiden.

Identifieringen av de tio faktorerna och områdena har vi grundat på en relativt brett underlag, som utgörs av beskrivningar, analyser och synteser av hur den framtida utvecklingen kan komma att bli. Nedan gör vi en översiktlig genomgång av detta underlag, under följande rubriker:

- Energi- och klimatpolitikens utveckling i Europa
- Elproduktionens utveckling i Norden och Europa
- Nätutbyggnaden och elexportens utveckling
- Efterfrågans utveckling och ellastens profil
- Utvecklingen av intelligensen i elsystemet

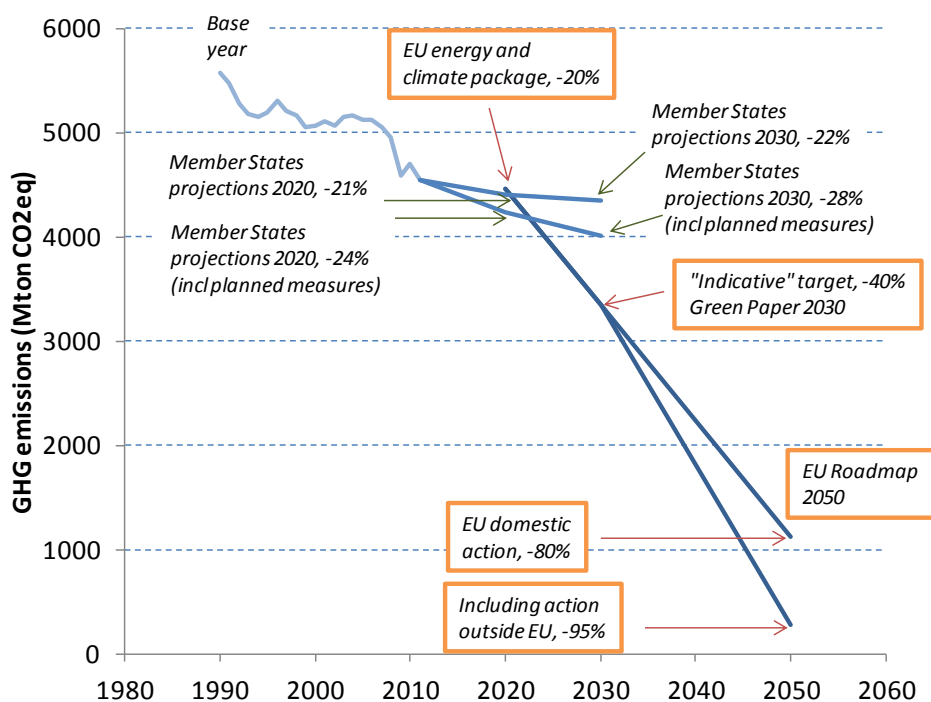
Energi- och klimatpolitikens utveckling i Europa

Utvecklingen av energi- och klimatpolitiken i EU och medlemsstaterna har, och kommer att ha, stor påverkan på kraftsystemets utveckling. Under 2008 togs beslutet om EUs så kallade energi- och klimatpaket. Enligt detta skall EU minska sina utsläpp av växthusgaser med 20 procent relativt 1990, öka andelen förnybar energi till 20 procent och minska primärenergianvändningen med 20 procent (alternativt öka energieffektiviteten med 20 procent) till 2020. För de två första målen finns tydliga och bindande mål medan det tredje, som är satt relativt utfallet för ett basfall 2020, endast är indikativt. Målet att minska utsläppen av växthusgaser hanteras dels av det gemensamma europeiska handelssystemet för utsläppsrätter, EU ETS, och dels genom den så kallade "effort-sharing decision" som stipulerar minskningar för de delar som inte ingår i utsläppsrättssystemet för respektive land. Utsläppen inom ETS skall minska med 21 procent till 2020 jämfört med utsläppen 2005. Här ingår förutom CO₂ även N₂O (lustgas) och PFC (perfluorkarboner). Handelssystemet omfattar omkring 40 procent av EUs samlade utsläpp av växthusgaser. Sektorerna utanför ETS skall minska sina utsläpp av växthusgaser med 10 procent till 2020 jämfört med 2005. För dessa sektorer är målen satta på nationell nivå. Till exempel skall utsläppen i Sverige minska med 17 procent, i Danmark med 20 procent, i Finland med 16 procent och i Tyskland med 14 procent. I flera av medlemsstaterna tillåts istället höjningar; i till exempel Estland 11 procent och Polen 14 procent.

Den europeiska unionens väg efter 2020 finns utpekad i EUs Färdplan mot 2050 som presenterades under 2011. Enligt denna bör växthusgasutsläppen sänkas med minst 80 procent inom EU och upp till

95 procent om EU kan tillgodoräkna sig åtgärder även utanför sina gränser. I färdplanen finns beskrivet ett antal alternativa utvecklingsvägar mot detta mål bland annat med avseende på teknisk utveckling, energipolitik och energibehov. Som en mellanstation mellan de beslutade klimatmålen för 2020 och ambitionerna för 2050 presenterade Kommissionen under våren 2013 ett grönpaper för ett energi- och klimatpolitiskt ramverk för 2030. I detta anges ett indikativt mål på 40 procents minskning av växthusgasutsläppen till och med 2030 baserat på nivån 1990. Denna minskning är vad modelleringen (med PRIMES) typiskt anger som kostnadseffektiv för att uppnå det långsiktiga målet mot 2050.

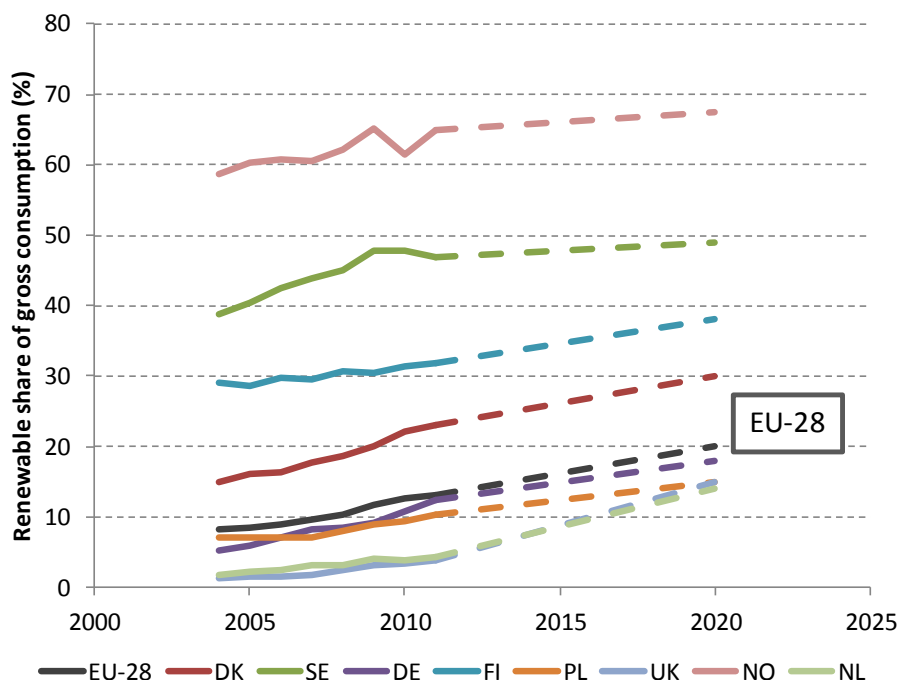
I Figur 1 redovisas de aktuella prognoserna för Medlemsstaternas växthusgasutsläpp som regelbundet sammanställs av den europeiska miljöbyrån, EEA. Om prognoserna jämförs med EUs klimatmål kan man se att målen för 2020 med stor sannolikhet kommer att uppfyllas. EUs samlade utsläpp av växthusgaser bedöms hamna någon eller några procentenheter under 2020-målet. De flesta av Medlemsstaterna redovisar även prognoser för 2030 (för de övriga Medlemsstaterna gör EEA egna bedömningar). Här blir bilden istället en annan: de mål som diskuteras i grönpaperet från 2013, det vill säga en minskning på 40 procent, ligger klart under Medlemsstaternas samlade prognos för 2030, närmare bestämt i storleksordningen 15 procentenheter. Detta ger en tydlig signal om att energi- och klimatpolitiken inom EU måste skärpas väsentligt för att vi ska röra oss mot de långsiktiga klimatmålen som uttryckts av Kommissionen.



Figur 1 Utsläppen av växthusgaser inom EU och de långsiktiga målen som formulerats av Kommissionen. Källa: European Environment Agency (EEA), "Trends and projections in Europe 2013 – Tracking progress towards Europe's climate and energy targets until 2020".

EUs förnybarhetsmål, 20 procent till 2020, är satt relativt slutlig energianvändning, brutto – dvs. inklusive förluster ("köpt energi"). Under 2011 uppnåddes 13 procent vilket ska jämföras med startårets (2005) omkring 8 procent. Enligt EEA, som gör en samlad bedömning av Medlemsstaternas nationella handlingsplaner, så är Unionen för närvarande på rätt väg för att uppfylla förnybarhetsmålet

2020 (se Figur 2). Vissa medlemsstater ligger för närvarande extra bra till för att nå sina mål, till exempel Sverige, Tyskland, Finland och Spanien, medan andra stater, till exempel Storbritannien, Frankrike och Nederländerna, ligger för tillfället en bit ifrån sina respektive indikativa delmål mot 2020.



Figur 2 Andelen förnybar energi i förhållande till total slutlig energianvändning för EU-28 och för ett urval av medlemsstater samt de mål som är angivna för 2020 (Källa: EUROSTAT och EEA).

När det gäller det tredje av EUs klimat- och energipolitiska mål för 2020, målet om ökad energieffektivitet, så ser det i nuläget inte ut som om det ska kunna nås enligt EEA. År 2011 låg den totala primärenergianvändningen inom EU-28 på omkring 14 procent över målet för 2020 som är satt till 1483 Mtoe (omkring 17200 TWh). Å andra sidan låg den slutliga energianvändningen endast knappt 2 procent över motsvarande mål formulerat för slutlig energianvändning, 1086 Mtoe (omkring 12600 TWh). Baserat på Medlemsstaternas egna prognoser kommer den samlade primärenergianvändningen 2020 att uppgå till 1527 Mtoe (omkring 17800 TWh) vilket därmed är omkring 3 procent över EUs mål. Även om målet i så fall inte nås så har man ändå kommit relativt nära.

Även i detta fall pekas ett antal länder ut som för närvarande uppvisar en utveckling som ligger väl i linje med EUs ambitioner avseende ökad energieffektivisering, nämligen bland annat Danmark, Frankrike och Tyskland. Medlemsstaterna har själva valt att definiera nationella mål för ökad energieffektivisering alternativt minskad primärenergianvändning. I samband med detta är det dock viktigt att komma ihåg att metodiken för att formulera energieffektiviseringsmålen skiljer sig avsevärt mellan de olika medlemsstaterna. Vissa länder fokuserar på ett mål relaterat till primärenergianvändning medan andra fokuserar på slutlig energianvändning. En tredje grupp, i vilken Sverige ingår, uttrycker istället ett mål för primärenergiintensitet. Medlemsstaterna använder sig också av olika referensår, mot vilket målet jämförs, och, i prognosarbetet, av olika omvärldsbeskrivningar (till exempel energi- och CO₂-priser). En jämförelse, dels av målen och dels av hur väl man ligger till för att uppnå målen, är följaktligen inte helt rättvisande.

Elproduktionens utveckling i Europa och i Norden

I del 2 av denna rapport redogör vi för ett antal scenarioanalyser av utvecklingen av Europas och Nordens kraftproduktion. Dessa utgör underlag för beskrivningen nedan i vilken vi kortfattat redovisar analyser och synteser av elproduktionens utveckling. Framställningen koncentreras på åren 2030 och 2050. Tyngdpunkten ligger på utvecklingen i Sveriges omvärld.

Produktionsutvecklingen (energi)

Den nordiska elproduktionsmixen domineras av vattenkraft, som står för mer än hälften av produktionen. Näst störst är kärnkraft, medan fossilbränslebaserad elproduktion endast bidrar med ca 15 %. I Europas elproduktionsmix utgör den fossilbränslebaserade elproduktionen en avsevärt större andel, nästan hälften av total produktion. Vindkraft och solel (som exempel på utpräglat variabel elproduktion) utgör idag endast mycket små andelar, i Norden ca 3 % och i hela Europa ca 5 %.

I framtiden visar scenarioberäkningarna på omfattande förändringar av elproduktionsapparaten i Norden och Europa. Förändringen drivs både av Europas åldrande kraftverksparc och energi- och klimatpolitikens påverkan. Andelen förnybar elproduktion förväntas öka rejält. I synnerhet gäller detta vårt "Green Policy"-scenario som kombinerar mycket generösa stöd till förnybar elproduktion, stringent klimatmål, utfasning av kärnkraft och utebliven kommersialisering av CCS. Ett sådant scenario kommer naturligtvis ställa mycket stora krav på den förnybara elproduktionens möjligheter att leverera. Det är då framför allt vindkraft som växer, men även biobränslebaserad elproduktion. På lång sikt kommer också solel i vissa scenarier att ge stora bidrag. Ur "smarta elnätsperspektiv" är särskilt utvecklingen för de variabla ("intermittenta") förnybara elproduktionsalternativen av intresse. Som redan nämnts så förväntas dessa växa, men hur mycket beror på den förhärskande inriktningen av energi- och klimatpolitiken. Hur de variabla förnybara elproduktionsteknikerna utvecklas framgår av tabellerna nedan. Där redovisas ett scenario med måttliga klimatambitioner och ett scenario med mycket höga klimatambitioner.

Tabell 1 Andel variabel elproduktion i nordisk elproduktion [% av energiproduktionen]. Källa: beräkningar med MARKAL-NORDIC-modellen

	Idag	2030	2050
Måttlig klimatansträngning ("Referensscenario")	3	6	10
Höga klimatambitioner ("Green Policy-scenario")	3	20	35

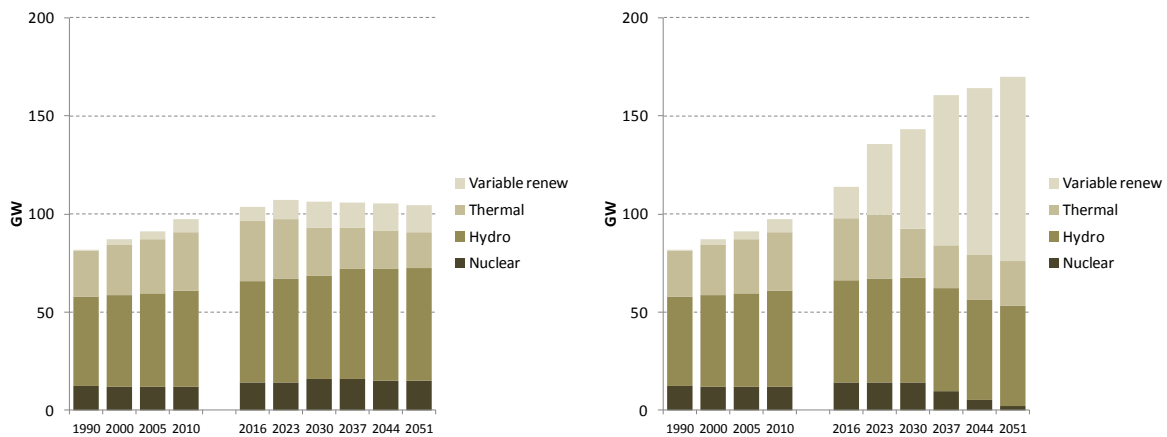
Tabell 2 Andel variabel elproduktion i europeisk elproduktion [% av energiproduktionen]. Källa: beräkningar med ELIN-modellen.

	Idag	2030	2050
Måttlig klimatansträngning ("Referensscenario")	5	15	20
Höga klimatambitioner ("Green Policy-scenario")	5	20	40

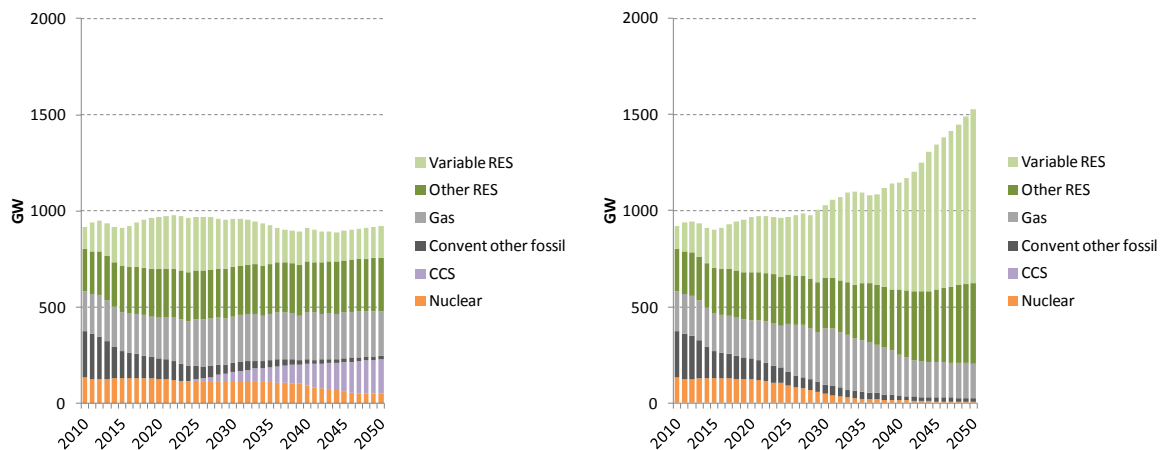
I TWh räknat kan man förutse mycket stora tillskott av variabel elproduktion i Europa. Till år 2050 kan expansionen bli hela 1500 TWh.

Produktionsutvecklingen (kapacitet/effekt)

Om man betraktar de nordiska och europeiska elproduktionssystemen ur kapacitetsperspektiv så blir intrycket delvis ett annat. Skälet är de olika produktionsalternativens typiska utnyttjningstider, dvs. hur många fullasttimmar man typiskt får ut av respektive alternativ. I förhållande till energiproduktionen så har exempelvis kärnkraft relativt liten kapacitet (effekt) eftersom den typiskt går på fullast under stor del av året. Omvänt har vindkraft liten energiproduktion i förhållande till den installerade kapaciteten. Skälet är att den typiskt uppnår relativt få fullasttimmar under ett år. Eftersom utbyggnaden av vindkraft och annan variabel elproduktion är så omfattande, särskilt i scenarierna med stor klimatreduktion, så växer därmed deras andel av den installerade effekten ännu kraftigare. Det illustreras tydligt i figurerna nedan, för kraftutbyggnaden i det europeiska respektive det nordiska kraftsystemet.



Figur 3 *Nordenperspektivet: Utvecklingen av produktionskapaciteten (effekt) i NEPPs referensscenario ("måttlig klimatansträngning") till vänster och NEPPs gröna scenario till höger*



Figur 4 *Europaperspektivet: Utvecklingen av produktionskapaciteten (effekt) i Pathways referensscenario ("måttlig klimatansträngning") till vänster och Pathways gröna scenario till höger*

I tabellen nedan visas den förnybara variabla elproduktionskapacitetens *andel* av den totala nordiska elproduktionen i de två scenarier som illustreras i figurerna ovan.

Tabell 3 Andel variabel elproduktionskapacitet i nordisk elproduktion [% av produktionskapaciteten]. Källa: beräkningar med MARKAL-NORDIC-modellen

	Idag	2030	2050
Måttlig klimatansträngning (“Referensscenario”)	9	12	15
Höga klimatambitioner (“Green Policy-scenario”)	9	40	55

Tabell 4 Andel variabel elproduktionskapacitet i europeisk elproduktion [% av produktionskapaciteten]. Källa: beräkningar med ELIN-modellen.

	Idag	2030	2050
Måttlig klimatansträngning (“Referensscenario”)	12	25	17
Höga klimatambitioner (“Green Policy-scenario”)	12	35	55

I GW räknat så är utbyggnaden i Norden mycket kraftig, från dagens 9 GW till 90 GW år 2050 i ett scenario med höga klimatambitioner. Den stora installerade effekten i den variabla elproduktionen indikerar de utmaningar som elsystemet står inför. Eftersom produktionen från exempelvis vindkraftverken kan variera från liten till stor på kort tid och på ett delvis svårprognoserat sätt så måste annan elproduktion snabbt anpassas till dessa växlingar. Kraftiga prissvängningar blir också följderna av detta.

Utvecklingen av andelen förnybar kapacitet i det europeiska kraftsystemet är likartad den i det nordiska, med ett tydligt undantag. I referensscenariot ökar andelen snabbare i referensscenariot i Europa, jämfört med Norden. Den snabba ökningen av förnybar el krävs, för att klara scenariots klimatmål till 2030 i EU. Efter 2030 antas CCS bli kommersiellt tillgängligt i stor skala, och då blir kolkraften ånyo ett lönsamt alternativ. Ny- och reinvesteringen i förnybar kraft minskar samtidigt, och andelen förnybar kraft blir därför lägre år 2050 jämfört med 2030.

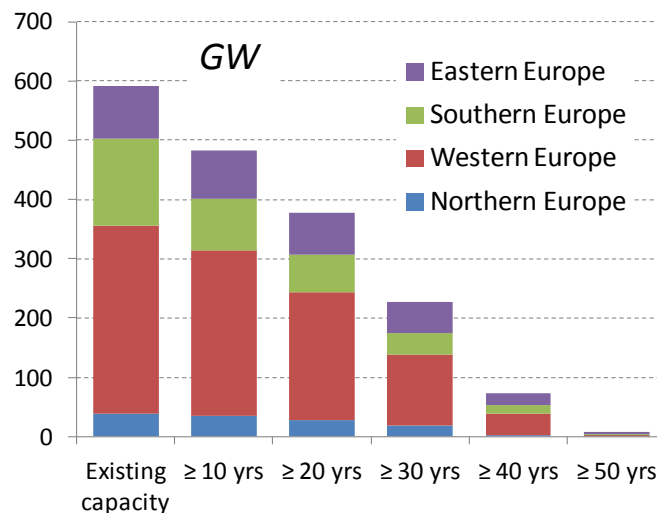
Produktionens variabilitet och intermittens

Som resultaten, analyserna och synteserna ovan redan visat så kan man i framtiden förvänta sig ett ökat inslag av variabel och intermittent elproduktion. Resultaten visar att så blir fallet både i Norden och i resten av Europa. Resultaten visar också att omfattningen av introduktionen är nära kopplad till hur ambitiös den framtida klimatpolitiken blir.

Historiska bilden: Europas åldrande kraftverkspark

Risken är stor att mycket av den termiska kraften i Europa fasas ut, både av ålderskäl och till följd av att elpriset inte längre räcker för att motivera att hålla kapaciteten i drift vid de minskande drifttider som kan förutses.

En viktig utgångspunkt för den framtida utvecklingen av kraftverksparken är det faktum att en stor andel av den befintliga elproduktionskapaciteten är relativt gammal. Grovt räknat är omkring hälften av den existerande termiska kraftverkskapaciteten (inklusive kärnkraft) i Europa idag minst 20-30 år gammal (se Figur 5). Å andra sidan är ytterst få anläggningar äldre än 50 år.



Figur 5 Ålderstruktur för den existerande kraftverkskapaciteten (termiska kraftverk) i EU-27+Norge. Den existerande kapaciteten uppgår till ca 600 GW. Figuren visar hur stor effekt, fördelat på fyra geografiska regioner, som har en viss minimiålder. Till exempel så är knappt 400 GW minst 20 år gamla. "Northern Europe" avser de fyra nordiska länderna. Källa: Chalmers Power Plant Database

Även om den tekniska livslängden i princip är anläggningsspecifik så anges ofta intervallet 30-40 år (typiskt omkring 50 för kärnkraft) i samband med uppskattningar av den tekniska livslängden för termiska kraftverk (se till exempel IEA/Nordic Energy Research 2013, "Nordic Energy Technology Perspectives"). Därmed skulle omkring hälften av den idag existerande termiska kraftverkskapaciteten kunna vara utfasad på grund av åldersskäl före 2030.

Framtidsbilden: Utvecklingen av, och tillgången på reglerkraft

Det kraftigt ökade inslaget av variabel (intermittent) elproduktion i Norden och Europa som helhet som visas av resultaten ovan kommer att ställa krav på reglerkraft. Det finns idag stora tillgångar av elproduktion som kan fylla den rollen. Det gäller både vattenkraften och termisk elproduktion. Om man vid konstant efterfrågan på el tillför ytterligare (variabel) elproduktion så blir det inte självklart något behov av ytterligare reglerkraft genom att de resurser som redan finns kan fylla den funktionen. Risken är dock att mycket av den termiska kraften fasas ut, både av ålderskäl och till följd av att elpriset inte längre räcker för att motivera att hålla kapaciteten i drift vid de minskande drifttider

som kan förutses. Pressen nedåt på elpriset är ett resultat av att den förnybara elproduktionen expanderat genom riktade stöd och därmed ökat utbudet av elkraft utan att efterfrågan ökat i samma takt. Om sådan utfasning av existerande termiska kraftverk sker kan man agera på olika sätt. Man kan enkelt uttryckt antingen acceptera de dramatiska elprisvariationer som det skulle leda till, eller förändra elmarknadens regler så att bibehållen termisk kapacitet görs lönsam. I vissa fall kan en långtgående utfasning av termisk kapacitet till och med äventyra systemstabiliteten till exempel genom att systemets möjligheter till omedelbar frekvensrespons försämras (den så kallade svängmassan är en momentan reglerresurs som främst är förknippad med den roterande massan i turbiner och generatorer i termiska kraftverk och vattenkraftverk).

Frågan om reglerkraftbehoven är naturligtvis mer komplicerad än vad den kortfattade beskrivningen ovan antyder. *I de parallella delprojekt som NEPP gör för Samordningsrådet, redogörs utförligare för denna problematik.*

Decentraliserad produktion

Som redan nämnts så visar resultaten, analyserna och synteserna ovan att man i framtiden kan förvänta sig ett ökat inslag av variabel och intermitterande elproduktion. Det är också synonymt med ett ökat inslag av decentraliserad elproduktion, dock på olika sätt beroende på om det är vindkraft eller solkraft. Typiskt är vindkraften mer storskalig, drivs av professionella aktörer och elen matas in på relativt hög spänningsnivå. Solcellsanläggningarna är vanligtvis betydligt mindre, drivs exempelvis av enskilda husägare och elen matas in på lågspänningsnätet.

Får vi en utveckling med en stor andel vind- och solkraft, ställer därför också graden - och typen - av decentralisering, stora krav på utvecklingen av smarta elnät.

Nätutbyggnaden och elexportens utveckling

Storleken på överföringskapaciteten till våra grannländer i framtiden är av stor betydelse. De scenarier, från bl.a. IEA, som visar på en kraftig utbyggnad av förnybar kraft i Europa och Norden visar samtidigt på en stor utbyggnad av transmissionskapaciteten, inom och mellan länderna, en flerdubbling jämfört med dagsläget. Utbyggnaden av nätet förutsätts alltså, för att utnyttjandet av den nya förnybara kraften skall bli effektivt. Samtidigt är den värdefull för kapacitetshållningen i det Nordeuropeiska systemet.

Den utveckling av nordisk och europeisk elproduktion som vi redovisat i våra scenarier ovan pekar också på behovet av elnätutbyggnad. Orsaken kan sökas i två dimensioner:

- Kraftig utbyggnad av decentraliserad, spridd, elproduktion, som ställer krav på nätutbyggnad/förstärkning
- Stor nordisk elexport, som förutsätter utbyggda överföringsförbindelser till resten av Europa.

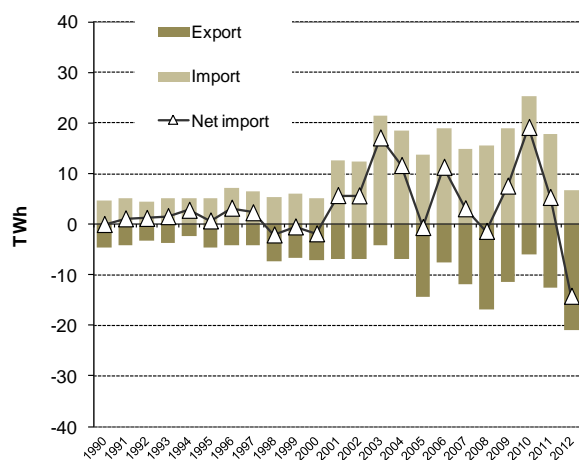
Resultaten ovan (se figur 3) visar alltså att utbyggnaden av nordisk (variabel) förnybar elproduktion skulle kunna bli av storleksordningen 1-2 GW per år under de närmaste decennierna. Det ger inte bara en utmaning med avseende på själva produktionsapparaten. Det krävs också rejäla ansträng-

ningar för att bygga ut elnäten för att möjliggöra utnyttjandet av den decentraliserade elproduktionen.

Ett scenario med en mycket hög andel förnybar elproduktion, det vill säga vårt "Green Policy"-scenario, kan leda till att överföringsförbindelserna mellan Norden och Kontinentaleuropa förstärks rejält. Modellberäkningar pekar på storleksordningen 10 GW ny överföringskapacitet kring år 2035. I ett fall med lägre klimatambitioner och en klart mindre expansion av förnybar elproduktion (vårt "Referensscenario") blir behovet av nya överföringsförbindelser lägre, i storleksordningen hälften så stort kring år 2035. Idag är motsvarande siffra omkring 4 GW om vi exkluderar kapaciteten mellan Norden å ena sidan och Ryssland och Baltikum å andra sidan.

Historiska bilden: Elhandel mellan Norden och övriga Europa

Den historiska elöverföringen mellan Norden och dess grannländer har präglats av stora årliga variationer till följd av variationer i tillrinning i Norden och en stabil nettoimport från Ryssland till Finland på omkring 10 TWh per år (se Figur 6). Under de flesta åren sedan 1990 har Norden varit en region med nettoimport av elkraft. Denna har typiskt legat kring 10 TWh under 2000-talet med stora årliga variationer. År 2012 inträffade dock ett markant trendbrott. Till följd av god tillgång till vattenkraft och kärnkraft, fortsatt expansion för ny förnybar elproduktion samt en ovanligt liten rysk export till Finland (ca 4 TWh) var den nordiska nettoexporten rekordstor, omkring 15 TWh. Våra scenarioanalyser talar också för att Norden i framtiden kommer att ta rollen som en nettoexportör av elkraft.



Figur 6 Ellexport (negativa staplar) och elimport (positiva staplar) från och till Norden (det vill säga handel med Kontinentaleuropa och Ryssland)

Nordens komparativa fördelar vad gäller potentialen för förnybar elproduktion, i kombination med stagnerande nordisk elefterfrågan ger drivkrafter för stor nettoexport av el till resten av Europa. Detta utgör alltså ett trendbrott då Norden under lång tid hittills varit nettoimportör av el. Hur stor elexporten blir är beroende på framtida energi- och klimatpolitik. Efter 2030, visar scenarioanalyserna på en nordisk elexport på runt 20 TWh/år efter 2030 i fallet med måttliga klimatambitioner (referensscenario), medan exporten kan nå över 70 TWh/år i scenarierna med mycket kraftiga klimat-

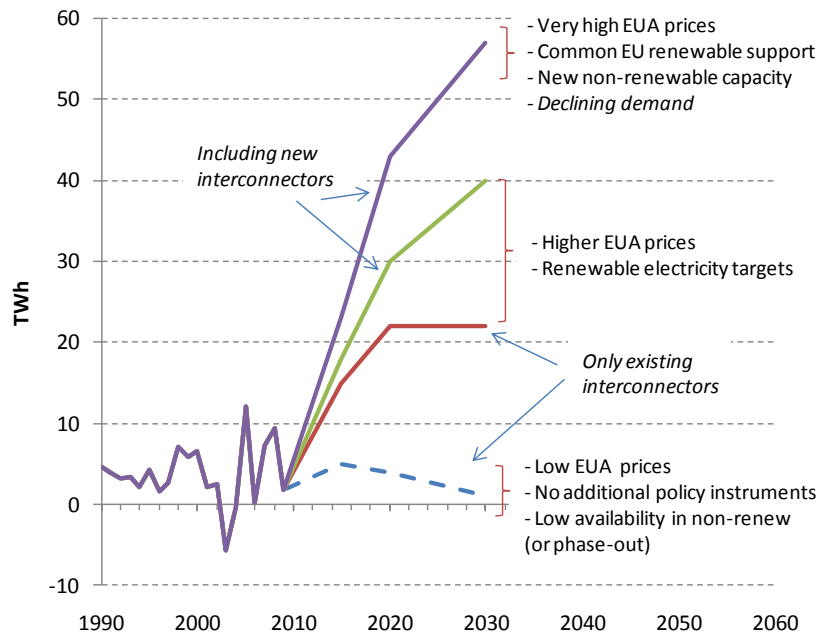
ambitioner (exempelvis scenariot Green policy). För att möjliggöra sådan ellexport krävs utbyggnad av överföringsförbindelserna mellan Norden och Kontinentaleuropa. Hur stora utbyggnaderna behöver vara relaterar alltså i hög grad till den framtida energi- och klimatpolitiken och de styrmedel som blir konsekvensen av den. För att möjliggöra kraftigt ökad ellexport kommer det också krävas förstärkningar av elnäten inom de berörda länderna.

Framtidsbilden – ett potentialresonemang: Nordisk kraftexport har stor potential att kunna öka

Många av de scenarioanalyser som föreligger för utvecklingen av den nordeuropeiska kraftmarknaden pekar på att Norden i framtiden kan komma att spela en viktig roll som nettoexportör av kraft till Kontinentaleuropa. Exporten kan bli väsentligt större än idag. Anledningen är framförallt de förväntade komparativa fördelarna för ny förnybar elkraft som finns i Norden relativt många andra europeiska länder. I en framtid där de europeiska klimatambitionerna präglar elsystemets utveckling är det därmed kostnadseffektivt, i ett europeiskt perspektiv, att bygga ut elproduktion i Norden och öka exporten till Kontinenten. Detta är en samstämmig bild som förmedlas i såväl NEPP, Nordisk ETP, Naturvårdsverkets Färdplan 2050 samt Pathwaysprojektet. Dessutom expanderar utbygganden av ny kraft snabbare än den nordiska elförbrukningen vilken antas stagnera eller öka långsamt.

I Figur 7 redovisas ett möjligt utfallsrum för den nordiska elexporten till Kontinentaleuropa (Ryssland ingår ej i sammanställningen) baserat på ett antal scenarioanalyser med olika omvärldsförutsättningar. Vi kan konstatera att den nordiska kraftexporten har en mycket stor potential. Från 2011 års nivå på omkring 5 TWh (2012 var exporten större), exklusive handel med Ryssland, till omkring 50 TWh år 2030 givet att förutsättningarna för denna utveckling är på plats (i vårt "Green Policy"-scenario som medvetet är definierat som ett scenario med en mycket hög andel förnybar elproduktion i Norden och övriga Europa kan den nordiska nettoexporten till och med bli ännu större än vad som visas i figuren, närmare bestämt 70-80 TWh på lång sikt). Detta omfattar bland annat utökad överföringskapacitet, höga priser på CO₂ (och därmed på el), att icke-förnybar kraft också byggs ut, en stagnerande eller till och med avtagande nordisk elförbrukning och ett gemensamt europeiskt system för stöd till förnybar elproduktion. Ny icke-förnybar elproduktion antas i huvudsak utgöras av ny kärnkraft med effekthöjningar i de svenska reaktorerna, idrifttagning av den femte och en tillkommande sjätte reaktor i Finland. När det gäller ett gemensamt europeiskt system för stöd till förnybar elproduktion, till exempel via ett gemensamt elcertifikatsystem, tycks detta idag relativt avlägset trots att EU-kommissionen då och då ger uttryck för sådana ambitioner.

Om ovanstående förutsättningar inte är uppfyllda, till exempel om vi räknar med relativt låga priser på CO₂ (och därmed relativt sett lägre elpriser) eller om EUs medlemsstater även framgent förlitar sig till nationella utbyggnadsstrategier för förnybar elproduktion, så minskar det nordiska kraftöverskottet i scenarioanalyserna. I de allra flesta fall nås dock långsiktiga nivåer på typiskt 20-30 TWh, vilket är något mer än den historiska rekordexporten som nåddes under 2012.

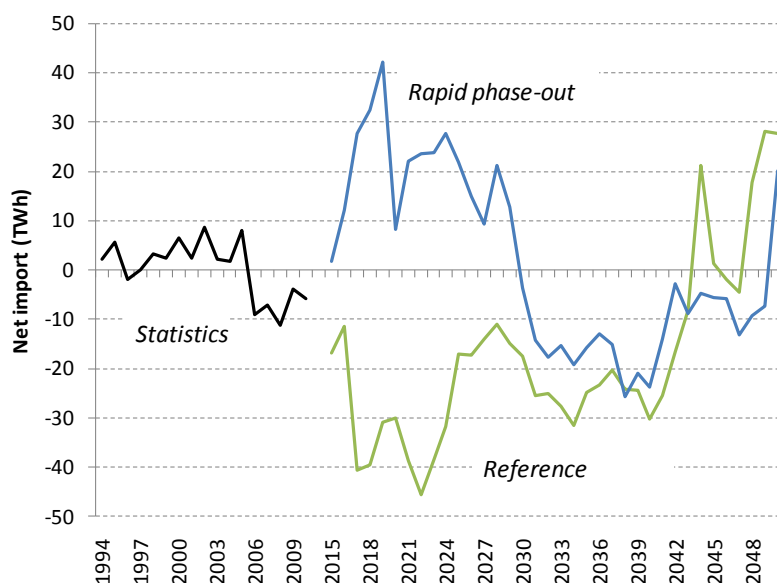


Figur 7 Nettoexport av el från Norden till Kontinenten (Tyskland, Polen, Nederländerna och Estland). Figuren visar dels den historiska utvecklingen, dels en synes av ett stort antal scenarioanalyser av den framtida utvecklingen. (Observera att elutbytet med Ryssland inte ingår i figuren.)

Tyskland: Långsiktiga effekter - elhandeln med omvärlden

Till följd av den tyska kärnkraftavvecklingen så ökar det tyska importbehovet av el rejält. Resultaten från Pathwaysprojektets analyser pekar till och med på att Tyskland helt ändrar roll, från en nettoexportör (i ett referensscenario, se figur 8) till nettoimportör då kärnkraften avvecklas enligt regeringsbeslutet. Den omfattande nettoexporten i referensfallet, typiskt 30 TWh, förklaras av stagnerande elförbrukning, fortsatt expansion av förnybar elproduktion samt kärnkraft (motsvarande 150 TWh, dvs. samtliga 17 reaktorer) och fossil kraft i drift (utrustad delvis med CCS i det fall då CCS antas vara kommersiellt tillgängligt). I avvecklingsfallet fordras en nettoimport på i storleksordningen 20-30 TWh till och med 2030. Produktionsfallet på 150 TWh ersätts med andra ord av cirka 50 TWh ökning i nettoimport (från nettoexport till nettoimport). Resten ersätt av inhemska produktion. En sådan markant förändring i kraftbalans förutsätter naturligtvis att Tysklands grannländer har tillgänglig produktionskapacitet, till exempel i de nordiska länderna, och att flaskhalsar i överföringen såväl mellan länder som inom länder byggs bort eller reduceras (se till exempel Bundesnetzagentur, 2011)¹

¹ Bundesnetzagentur 2011, "Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit – Aktualisierung", Maj 2011.



Figur 8: Den tyska nettoimporten med och utan den beslutade (förtida) kärnkraftavvecklingen baserad på Pathways analyser (handeln med Schweiz ingår inte). Källa: Chalmers.

Efterfrågans utveckling och lastens profil

Gemensamt för de studerade scenarierna är en stagnerande eller måttligt ökande elanvändning i Europa. Samma förhållanden förutses för Norden. Behov av el kopplad till ökande befolkning, ekonomisk utveckling och för nya tillämpningar balanseras i hög grad av energieffektiviseringar. Om elanvändningen stagnerar, och efterhand minskar i Europa, samtidigt som utbyggnaden av förnybart sker i stor skala, blir *andelen* variabel och intermittent kraftproduktion snabbt stor och driften av kraftsystemet blir mer komplicerad. Det ställer då snabbt krav på ökad intelligens i elsystemet.

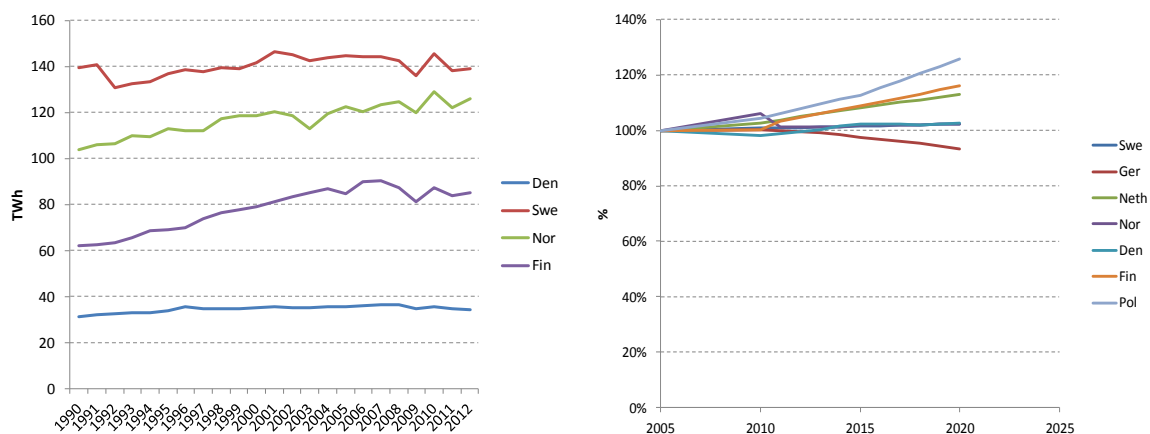
Exempel på de nya tillämpningsområden för el, som nämns ovan, är transportsektorn, där byten till eldrift för fordon skulle kunna bidra till utfasning av fossila drivmedel. En insikt här är att även dramatiska ökning av elens roll inom transportsektorn medför relativt måttliga elenergibehovsökningar. Det är därför svårt att se att transportsektorn, ens vid extremt omfattande elektrifiering, skulle kunna öka det europeiska elenergibehovet med mer än 10 %. Däremot kan effektbehovet komma att öka mer, om många väljer att ladda sina fordon samtidigt. I de flesta scenarier antas dock att man lyckas styra laddningen, så att uttaget över dygnet blir relativt jämt. Att man lyckas med det är dock långt ifrån säkert.

Vad gäller elanvändningsprofilens utseende så utgår de flesta scenarioanalyser alltså ifrån en utjämnning av densamma, både över dygnet och mellan säsonger. Några skäl man anför för detta är minskad andel elvärme i Norden (elvärme ersätts med värmepump eller andra uppvärmningsalternativ), laststyrning av apparater och maskiner kopplat till de möjligheter som just smarta elnät erbjuder samt att den ökade elanvändning som förväntas ske inom transportsektorn styrs av "laddningsstrategier", med uppgift att hålla ett så jämt uttag av lasten som möjligt.

Historisk utveckling och ländernas egen förväntade utveckling

Sedan 2000-talets inledning har elförbrukningen stagnerat i Sverige och Danmark medan motsvarande tendens först kunnat skönjas under de senaste åren i Finland och Norge (se Figur 9). I Nordens omedelbara närhet är Tyskland och Polen stora elförbrukare. Medan förbrukningen stagnerat i Tyskland har den fortsatt att öka i Polen till följd av den ekonomiska tillväxten där, i kombination med historiskt litet elutnyttjande.

Av länderna i Nordeuropa (Norden, Tyskland, Polen och Nederländerna) har ökningen i relativa termer sedan 1990 varit störst i Nederländerna och Finland. Baserat på de nordeuropeiska ländernas nationella rapportering inom Förnybarhetsdirektivet, National Renewable Energy Allocation Plan (NREAP), är ökningen i elförbrukning fram till 2020, liksom i våra scenarier, mycket blygsam, omkring 2% jämfört med 2005. Det är framförallt den förväntade minskningen i Tyskland som verkar dämpande på utvecklingen. Från vissa håll vill man därför mena att Tyskland, som ett av få länder i den industrialiserade delen av världen, tydligt lyckats frikoppla ekonomisk tillväxt från elförbrukning. Det återstår att se om denna förväntan består. Som redan påpekats ovan är det på sin plats att komma ihåg att metodiken för att formulera användningsprognoserna kan variera mellan länderna.



Figur 9 Bruttoelförbrukning i absoluta tal i de fyra nordiska länderna (till vänster) och i relativa tal i sju nordeuropeiska länder med en prognos till 2020 baserat på ländernas rapportering till NREAP, National Renewable Energy Allocation Plan (till höger). Källa. EUROSTAT, ECN och NREAP database.

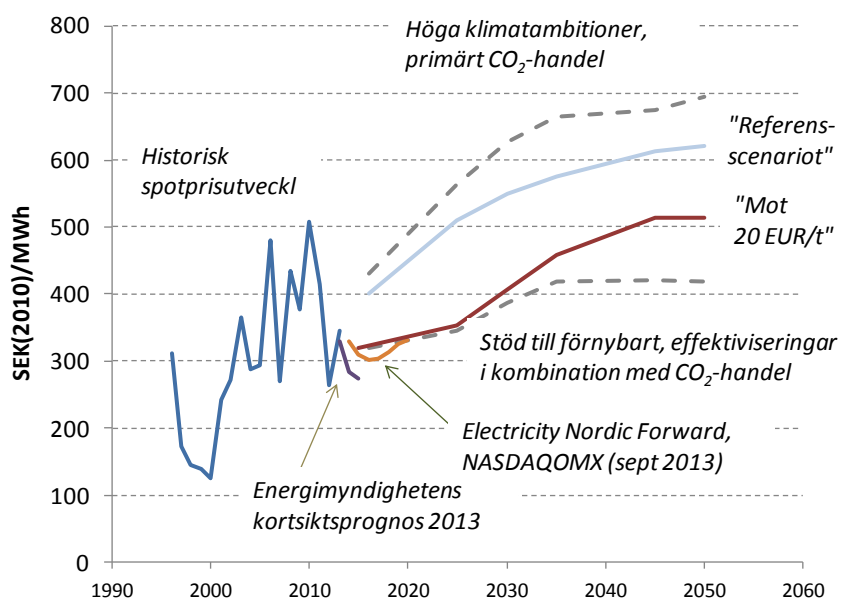
Prisutvecklingen

När det gäller skattningar av den framtida utvecklingen på det nordiska systempriset på el så är utfallsrummet stort. Figur 10 nedan visar resultaten från en serie modellberäkningar som gjorts under NEPP-projektet. Historiskt har elpriset svängt från år till år mestadels beroende på variationer i tillrinning till vattenkraftverken. Dessa variationer kommer naturligtvis även i framtiden ha stor påverkan på elpriset men är inget som vi inkluderat i våra beräkningar av den långsiktiga elprisutvecklingen. Även prisvariationer i fossilbränslepriser och på den europeiska utsläppsmarknaden samt konjunkturläget via industrins efterfrågan, påverkar prisutvecklingen.

Beräkningsantaganden som påverkar den framtida prisbilden på el (producentpriset) i Norden inkluderar bland annat en långsam ökning av det totala elbehovet. Detta förutsätter fortsatt tillväxt inom

den nordiska basindustrin och viss efterfrågeökning på hushålls- och driftel. Samtidigt genomförs fler effektiviseringsåtgärder på användarsidan vilket därmed håller nere elförbrukningsökningen. Även inom transportsektorn antas elanvändningen öka något till följd av bland annat en elbilsintroduktion, i synnerhet i vårt "Green Policy" scenario (typiskt omkring 5 TWh i Sverige kring 2040). Elvärmeanvändningen minskar däremot stadigt.

I "Referensscenariot" stiger producentpriset på el över tiden till följd av stigande fossilbränslepriser (baserat på WEO 2012) och CO₂-priser (omkring 30 EUR/t 2030). Då vi närmar oss 2050 hamnar prisnivån på typiskt 600 SEK/MWh. Om vi istället antar en lägre prisutveckling på CO₂, 15 EUR/t 2030 respektive 20 EUR/t år 2050, i kombination med endast svagt ökande fossilbränslepriser jämfört med dagens (hösten 2013) nivå, så får vi en betydligt blygsammare prisutveckling (jämför "Mot 20 EUR/t" i figuren). Återigen indikerar det de stora osäkerheterna som finns i de långsiktiga bedömningarna av elprisutvecklingen. I vårt "Green Policy"-scenario har vi antagit att mycket stora mängder förnybar elproduktion tvingas in i systemet genom generösa stödsystem i Norden såväl som i resten av Europa. Det medför en prispress nedåt på producentpriset vilket indikeras av den nedre streckade linjen i Figur 10. Med andra ord: en mycket stringent klimatpolitik behöver alltså inte resultera i mycket höga producentpriser på el om den även kombineras med generösa stöd för förnybar elproduktion och/eller effektiviseringar på användarsidan. Konsumentpriserna på el kan dock i detta fall bli mycket höga förutsatt att elkunderna är med och finansierar utbygganden av den förnybara elproduktionen. Den övre streckade kurvan i figuren visar utfallet för ett annat tänkbart scenario med samma höga klimatambitioner som "Green Policy" men där man istället har "ett mål – ett styrmedel" (jämför med Pathways/NEPP-scenariot "Climate Market" som kortfattat beskrivs i den andra delrapporten del 2 av denna rapport). "Målet" är att reducera växthusgasutsläppen i den europeiska kraftproduktionen med i storleksordningen 90 procent till och med 2050 och "medlet" är ett europeiskt handelssystem för utsläppsrätter. Därmed sker hela ansträngningen inom utsläppsrättssystemet med höga priser på CO₂ och, i förlängningen, relativt höga priser på el i producentledet. Slutkundspriserna kan dock i detta fall bli lägre än i "Green Policy".



Figur 10 Prisutvecklingen på den nordiska råkraftmarknaden för el baserat på ett antal modellberäkningar med MARKAL-NORDIC.

Intelligensen i kraftsystemet

I kraftsystemet kan man kontinuerligt mäta flera storheter, t ex spänningar, överföring, produktion och konsumtion. Denna information kan sedan användas för olika typer av beslut. Besluten syftar till att på ett så effektivt (smart) sätt som möjligt styra produktion, konsumtion och överföring så att driften av elsystemet uppfyller de krav man ställt gällande ekonomisk effektivitet och tillförlitlighet. Styrning innebär tillslag/frånslag av brytare, reglering i olika komponenter etc. Det viktiga är att det inte är styråtgärden i sig som är "smart" utan konsekvensen av styråtgärden.

Tekniskt sett kan man överallt i systemet mäta allting på sekundbasis och styra varenda hushållsapparat, men det blir dyrt vilket illustreras av att kostnaden ökar. Det är också tveksamt hur stort värde det ger med en extrem mängd mätning och styrbarhet, vilket illustreras av att värdet minskar ju mer man har. Men allt tyder på att det kommer bli fler intelligenta lösningar i framtiden eftersom:

- Kostnaden minskar: Detta gäller kostnad för att mäta, styra, överföra information samt för att processa informationen
- Värdet ökar: I framtiden kommer man få mer variabel elproduktion, såsom vindkraft och solkraft vilket kräver mer styrning. Med den avreglerade marknaden finns en ökad kostnadspress. Dessutom ökar samhällets beroende av ett fungerande elsystem, vilket i sin tur gör att man vill minska risken för fel, minska konsekvenserna av de fel som ändå inträffar samt snabbt åtgärda felen.

Utvecklingen mot ett "smartare nät" sker således kontinuerligt och drivs i första hand av den tekniska utvecklingen på elektronikområdet. Till detta kommer ökade krav på samhället av en säker och kostnadseffektiv elförsörjning. Ökade inslag av intermittent produktion innebär ökade påfrestningar på distributionssystemet och ställer nya krav på reglering vilket ger ytterligare incitament för att hitta de mest kostnadseffektiva lösningarna.

(Utvecklingen av intelligensen i kraftsystemet är utförligare beskriven i de parallella delprojekt som NEPP gör för Samordningsrådet.)

Del 2: NEPP:s och andra projekts scenarier för utvecklingen av elsystemet i Norden och Europa

Innehåll

Introduktion för del 2	2
Den historiska utvecklingen	2
Elproduktion	2
Elförbrukning	4
Elhandel mellan Norden och övriga Europa	5
Scenarier för elproduktionens utveckling i Europa och i Norden	5
De fyra scenarierna i NEPP- och Pathwaysprojekten	5
Europa – Pathwaysprojektet	7
Europa – EU-kommissionens Roadmap-studie	9
Norden och Nordeuropa – NEPP-projektet	10

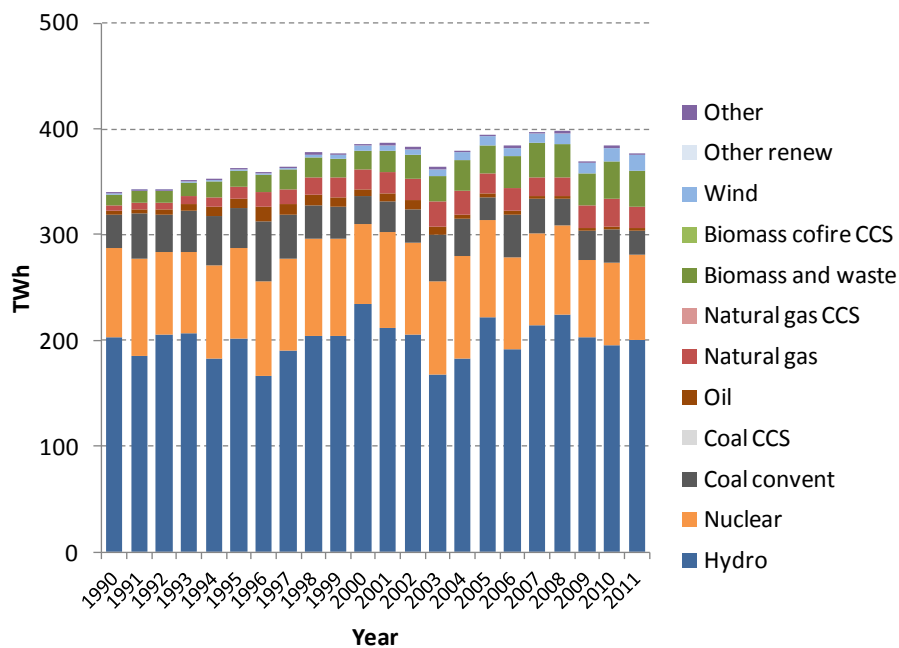
Introduktion för del 2

I denna andra del av rapporten redogör vi för ett antal scenarioanalyser av utvecklingen av Europas och Nordens kraftproduktion. Vi koncentrerar oss på att redovisa analyser och synteser för elproduktionens utveckling, och gör det kortfattat. Dessa scenarioanalyser utgör ett viktigt underlag för resultaten i del 1, dock inte det enda. Scenarioanalyserna utnyttjas också som underlag i de parallella delprojekt som NEPP gör för Samordningsrådet.

Den historiska utvecklingen

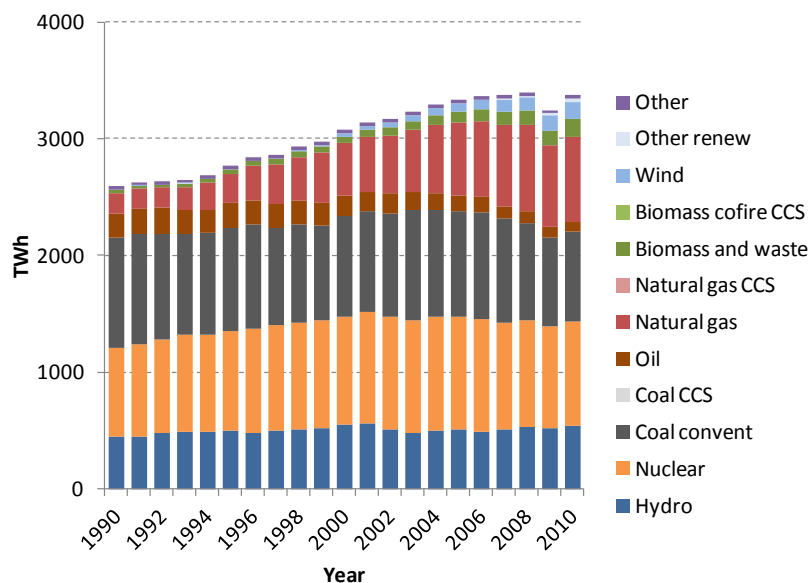
Elproduktion

Den nordiska kraftproduktionens utveckling sedan 1990 redovisas i Figur 1 nedan. Det mest karaktäristiska inslaget är de årliga (stora) variationerna i vattenkraftproduktion till följd av variationer i tillrinning. Den förnybara elproduktionen har gradvis ökat inte minst genom elcertifikatsystemet i Sverige och motsvarande stödsystem i de andra nordiska länderna.



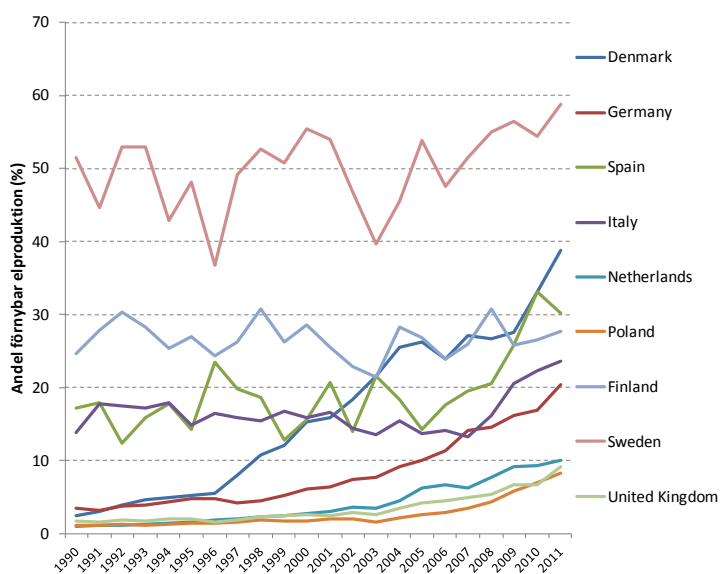
Figur 1 Den nordiska kraftproduktionen per energislag sedan 1990 (Källa: Eurostat)

Under 2012 (visas ej i figuren) har den svenska kärnkraftproduktionen uppvisat bättre tillgänglighet vilket resulterat i en årsproduktion på knappt 62 TWh. Detta tillsammans med en stark hydrologisk balans i Norden har bland annat medfört att Norden haft ett historiskt sett mycket stort kraftöverskott. Nästan 15 TWh nettoexporterades ut från Norden till Tyskland, Polen, Ryssland, Nederländerna och Estland sammantaget (Svensk Energi, Elåret 2012). Sverige var en av de viktigaste nettoexportörerna med strax under 20 TWh (till övriga nordiska grannländer samt Tyskland och Polen). Under 2011 gick nettohandeln för den nordiska länderna istället åt andra hållet och Norden nettoimporterade knappt 5 TWh (Sverige nettoexporterade dock omkring 7 TWh).



Figur 2 Den europeiska (EU-27+Norge+Schweiz) kraftproduktionen per energislag sedan 1990 (Källa: Eurostat)

Några stora europeiska länder såsom Tyskland, Storbritannien, Spanien, Nederländerna och Italien har på senare år tydligt ökat den förnybara andelen i den inhemska kraftproduktionen (Figur 3). Särskilt i Tyskland har volymerna under senare år varit mycket stora. Drygt 20 procent av den inhemska bruttoelförbrukningen utgörs idag av förnybar elproduktion. Detta är en ökning på omkring 15 procentenheter sedan 1990. Den största relativa ökningen står dock Danmark för, där den förnybara andelen idag uppgår till knappt 40 procent. I länder som Sverige, Norge, Österrike, Lettland och Schweiz har andelen förnybar elproduktion historiskt varit mycket hög på grund av de gynnsamma förutsättningarna för vattenkraften. I dessa länder varierar därmed också andelen mellan åren till följd av årliga variationer i tillrinning.



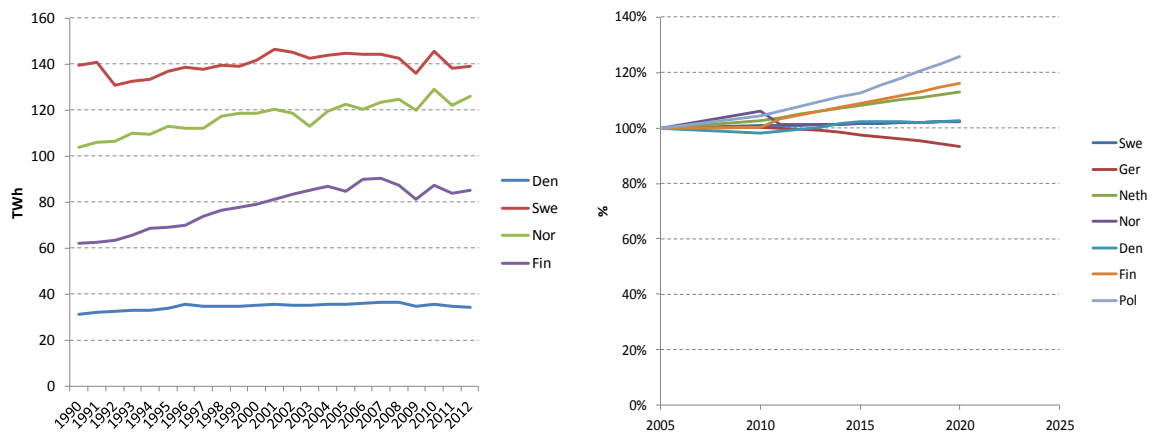
Figur 3 Andelen förnybar elproduktion av bruttoelförbrukningen för ett urval av europeiska länder (Källa: EUROSTAT)

Elförbrukning

Sedan 2000-talets inledning har elförbrukningen stagnerat i Sverige och Danmark medan motsvarande tendens först kunnat skönjas under de senaste åren i Finland och Norge (se Figur 4). I Nordens omedelbara närhet är Tyskland och Polen stora elförbrukare. Medan förbrukningen stagnerat i Tyskland (omkring 600 TWh brutto) har den fortsatt att öka i Polen till följd av den ekonomiska tillväxten där.

Av länderna i Nordeuropa (Norden, Tyskland, Polen och Nederländerna) har ökningen i relativa termer sedan 1990 varit störst i Nederländerna och Finland. Baserat på de nordeuropeiska ländernas nationella rapportering inom Förnybarhetsdirektivet, National Renewable Energy Allocation Plan (NREAP), förväntas också den samlade ökningen i elförbrukning fram till 2020 bli mycket blygsam, bara några procent jämfört med 2005.

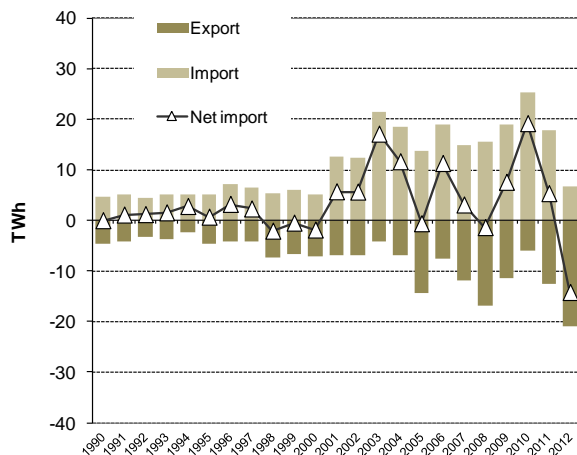
Det är framförallt den förväntade minskningen i Tyskland som verkar dämpande på utvecklingen. För andra året i rad minskade den totala elförbrukningen i Tyskland år 2012, ca 1,4% jämfört med 2011. Även 2011 minskade elförbrukningen jämfört med föregående år trots att ekonomin det året växte rejält. Från vissa håll vill man därför mena att Tyskland som ett av få länder i den industrialiserade delen av världen tydligt lyckats frikoppla ekonomisk tillväxt från elförbrukning (Källa: Handelsblatt, <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/energiemarkt-deutscher-stromverbrauch-sinkt-erneut/7612940.html>). Det återstår att se om denna trend håller i sig.



Figur 4 Bruttoelförbrukning i absoluta tal i de fyra nordiska länderna (till vänster) och i relativa tal i sju nordeuropeiska länder med en prognos till 2020 baserat på ländernas rapportering inom NREAP, National Renewable Energy Allocation Plan (till höger). Källa. EUROSTAT och ECN, NREAP database (<http://www.ecn.nl/units/ps/themes/renewable-energy/projects/nreap/data/>).

Elhandel mellan Norden och övriga Europa

Den historiska elöverföringen mellan Norden och dess grannländer har präglats av stora årliga variationer till följd av variationer i tillrinning i Norden och en stabil nettoimport från Ryssland till Finland på omkring 10 TWh per år (se Figur 5). Under de flesta åren sedan 1990 har Norden varit en region med nettoimport av elkraft. Denna har typiskt legat kring 10 TWh under 2000-talet med stora årliga variationer. År 2012 inträffade dock ett markant trendbrott. Till följd av god tillgång till vattenkraft och kärnkraft, fortsatt expansion för ny förnybar elproduktion samt en ovanligt liten rysk export till Finland (ca 4 TWh) var den nordiska nettoexporten rekordstor, omkring 15 TWh. Möjligen är denna stora export under 2012 en indikation på en omsvängning, där Norden i framtiden kommer att ta rollen som en stor nettoexportör av elkraft (se nedan om scenariorisultaten).



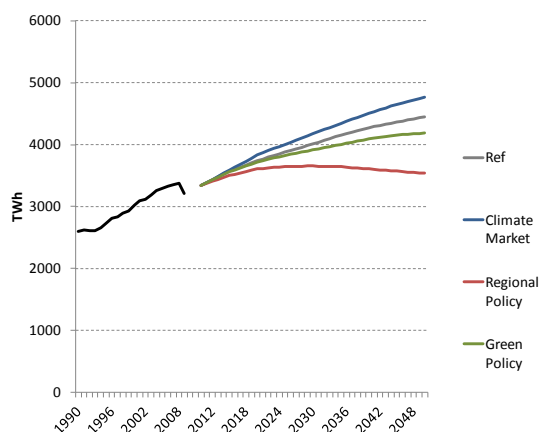
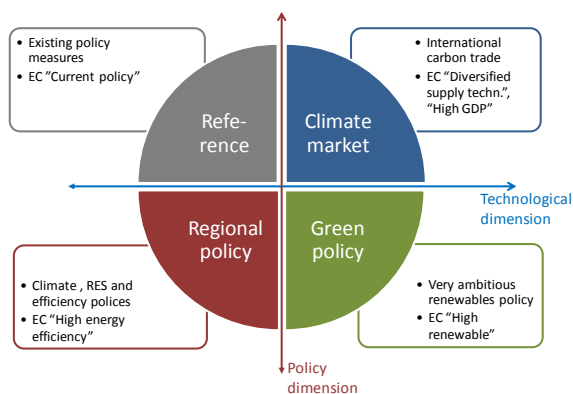
Figur 5 Elexport (negativa staplar) och elimport (positiva staplar) från och till (det vill säga handel med Kontinentaleuropa och Ryssland)

Scenarier för elproduktionens utveckling i Europa och i Norden

I detta avsnitt redogör vi kortfattat för ett antal pågående scenarioanalyser av den långsiktiga utvecklingen för Europas och Nordens kraftproduktion.

De fyra scenarierna i NEPP- och Pathwaysprojekten

Scenarierna i NEPP och Pathways är gemensamma. De är formade utifrån två huvudsakliga dimensioner: teknologi och politik (se "scenariokartan" i Figur 6 nedan). Den teknologiska dimensionen handlar om tillgänglighet och utveckling av vissa tekniker såsom CCS och förnybart. Den politiska dimensionen behandlar graden av politisk "intervention" och arsenalen av politiska instrument. Politisk intervention kan stanna vid begränsningar av växthusgasutsläpp men kan också utökas till att även innefatta politik för förnybart och effektiviseringsinsatser. Dessutom kan politiska instrument implementeras gemensamt bland EU:s medlemstater eller på det nationella planet.



Figur 6 Scenariokarta (t.v.) och bruttoelbehov (t.h.)

Reference scenario: Inspirerat av EC Energy Roadmap-scenariot "Current Policies". Scenariot präglas av den nuvarande uppsättningen politiska instrument. Syftet med scenariot är primärt att bedöma konsekvensen av existerande politiska instrument och åtgärder. Priser på fossila bränslen är valda utifrån WEO 2011 "Current policy"-scenariot. Kärnkraftinvesteringar i Europa är begränsade och elbehovet ökar (Figur 7, t.h.). Klimatpolitiken kännetecknas av fortsatta men måttfulla ambitioner. Detta motsvarar ett EUA pris på 18 EUR/t 2020 och 35 EUR/t 2050.

Regional Policy: Inspirerat av EC Energy Roadmap-scenariot "High energy efficiency". Regional Policy-scenariot kännetecknas av politisk detaljstyrning, speciellt vad gäller effektivitetsåtgärder, samt av en nationell politisk infallsvinkel snarare än av en gemensam europeisk utformning av styrmedel. Därför ackompanjeras klimatpolitiken, som är väldigt ambitiös med dess 99-procentiga minskning till 2050, av annan energipolitik. Förutom politik för effektivitet i slutanvändningen är stödpolitik för förnybart den huvudsakliga drivkraften. Offensiva strategier för effektivitet i slutanvändningen medför en avmatning av elbehovet. På europeisk nivå är minskningen i elintensitet fram till 2030 något lägre i Regional Policy än i EC "High energy efficiency". Efter 2030 blir förhållandena de omvända, d.v.s. minskningen i elintensitet går snabbare i Regional Policy-scenariot. detta betyder att det totala europeiska elbehovet minskar efter 2030. Målen för förnybar energi är identiska med Reference-scenariot fram till 2020 (följer de rapporterade "Nationella Handlingsplaner för främjande av förnybar energi") och ökas därefter ytterligare. Kärnkraft behandlas som i Reference-scenariot. Priser på fossilt bränsle är valda enligt WEO 2011 "New policy"-scenariot.

Climate Market scenario: Inspirerat av EC Energy Roadmap-scenarierna "Diversified supply technologies", "Reference High GDP" och Eurelectrics "Power choices". Därför kombineras i detta scenario ambitiösa klimatmål med hög tillväxt av elbehovet. Och därmed blir el i sig en koldioxidminskande åtgärd inom t.ex. transport, uppvärmning och industriprocesser. Detta möjliggörs genom en massiv minskning av CO₂-utsläppen i elförsörjningen. Climate Market-scenariot uppnår ungefär samma klimatmål för 2050 som Regional Policy-scenariot. I Climate Market-scenariot är dock det dominerande politiska instrumentet ett utsläppshandelssystem, "CO₂-priset". Det finns inget specifikt mål för förnybar energi bortom 2020, och jämfört med Regional Policy-scenariot är ambitionerna att minska elbehovet genom effektivitetsinsatser och besparingar lägre. Elbehovet är

inte bara högre än i Regional Policy-scenariot utan även högre än i Reference-scenariot. Därför är det modellerade europeiska utsläppsrättspriset (mer specifikt marginalkostnaden för att minska CO₂ i det elgenererande systemet) klart högre i detta scenario jämfört med de förra, nämligen c:a 50 EUR/t 2025 och över 200 EUR/t 2050. Priserna på fossila bränslen är dock desamma som i Regional Policy-scenariot.

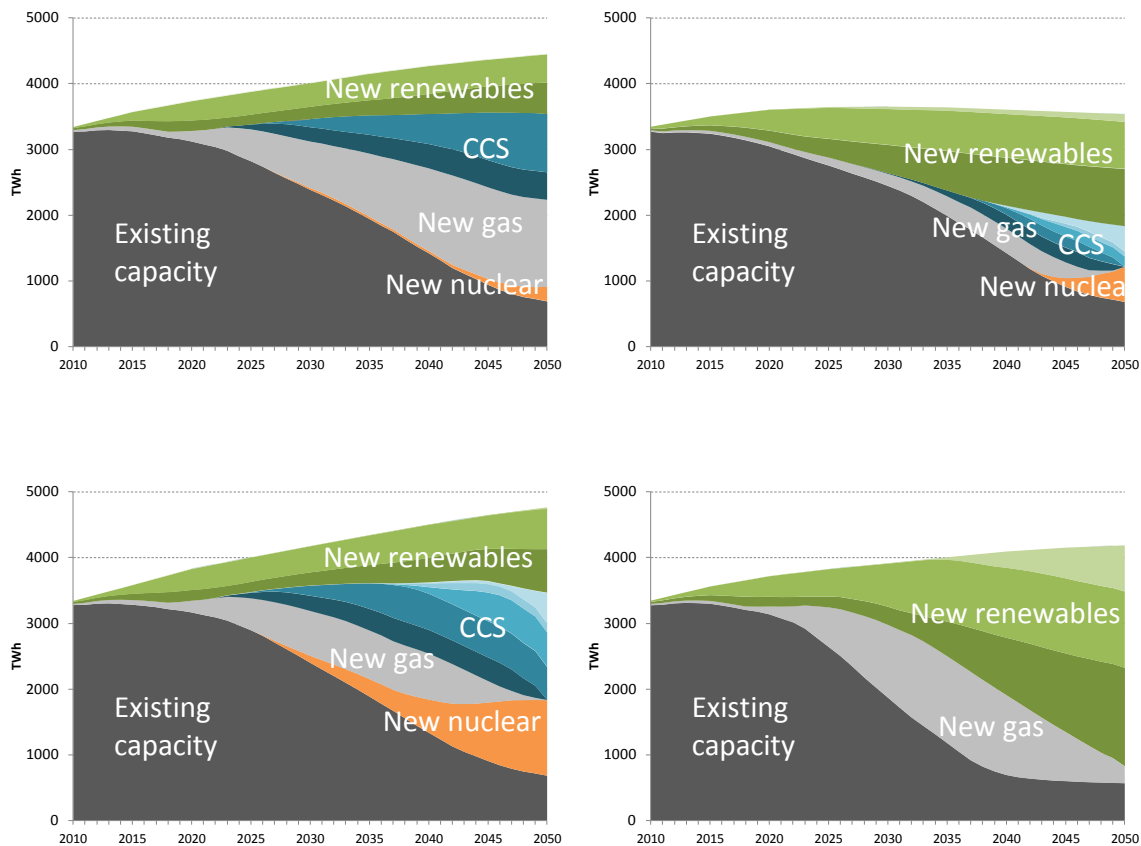
Green Policy: Green Policy-scenariot karaktäriseras av en mycket hög andel förnybart och är inspirerat av EC Energy Roadmap-scenariot "High RES". Den viktigaste drivkraften för Green Policy-scenariot är ett mycket högt mål för förnybart, stött av en gemensam europeisk politisk ambition. Inga nya kärnkraftverk får byggas, förutom de verk som för närvarande är under byggnad. Eftersom alla kärnkraftverk har getts en teknisk livslängd av 45 år i Green Policy-scenariot (60 år i de andra tre huvudscenarierna) kommer kärnkraft 2050 bara att genereras i de fåtal verk som idag är under konstruktion. Dessutom är CCS inte en möjlighet i detta scenario, vilket ytterligare ökar behovet av förnybar elproduktion på grund av mycket höga mål för minskning av CO₂-utsläpp. Eftersom dessa två möjligheter är borträknade i detta scenario kommer marginalkostnaden för att minska CO₂-utsläppen att bli mycket hög mot slutet av perioden, som i Climate Market-scenariot. Anledningen till att inte använda CCS kan vara t.ex. politisk, teknologisk eller relaterad till allmän acceptans. I kontrast till de två förra scenarierna, Regional Policy och Climate Market, som illustrerar två sätt att möta mycket tuffa klimatmål, lägger inte Green Policy-scenariot fokus på att minska CO₂-utsläppen. Men låga CO₂-utsläpp blir förstås resultatet av mycket ambitiösa mål för förnybar el. Det primära målet med Green Policy-scenariot är att analysera konsekvenserna av en extremt stor andel förnybar och variabel elproduktion i Europa. Vilka är för- och nackdelarna med ett sådant elsystem? Dessutom är lastbalansering och lagring ämnen som analyseras i detta scenario.

Europa – Pathwaysprojektet

I Pathwaysprojektet, som leds av Chalmers och drivs i nära samarbete med NEPP-projektet, analyseras dessa fyra scenarier för det europeiska kraftsystemets utveckling till 2050. Resultatet för kraftsystemets utveckling i de fyra scenarierna visas principiellt i Figur 7 nedan.

Gemensamt för de alla är alltså att klimatmålen antas skärpas väsentligt jämfört med idag. I referensscenariot nås en omkring 60-procentig minskning av CO₂-utsläppen fram till 2050 jämfört med 2005 (för elproduktionen). Detta är i samma storleksordning som EU-kommissionens val av referensscenario i Energy Roadmap-studien från 2011. Där minskar CO₂-utsläppen från el- och fjärrvärmeproduktion med i storleksordningen 70 procent mellan 2050 och 1990. I

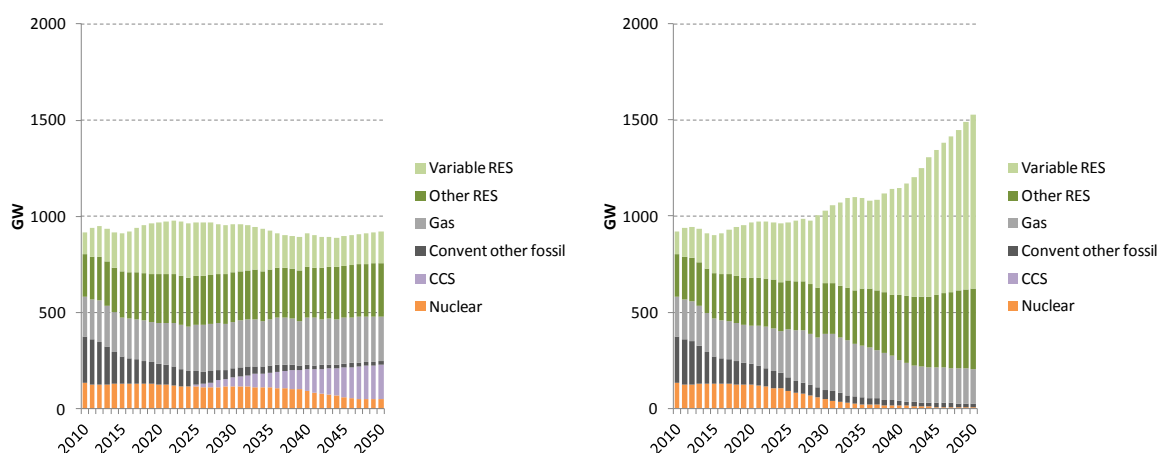
Pathwaysprojektets tre övriga huvudscenarier blir klimatambitionerna ännu högre, närmare 90-95 procents minskning för utsläppen av CO₂ som härrör från elproduktionen. Även detta harmoniserar med EU-kommissionens Roadmap-studie och då med dess så kallade "avkolningsscenarier" ("decarbonisation" scenarios). I kombination med olika förutsättningar för teknikutveckling, styrmedelspolitik och elefterfrågan fås de fyra utvecklingsvägar som presenteras i Figur 7.



Figur 7 De fyra huvudscenarierna för Europas elproduktion (EU-27, Norge och Schweiz) i Pathwaysprojektet. Resultaten bygger på beräkningar med den så kallade ELIN-modellen. Scenarierna är "Referens" (uppe till vänster), "Regional Policy" uppe till höger, "Climate Market" nere till vänster respektive "Green Policy" nere till höger.

Där kan man också tydligt se den relativt snabba utfasningen av en stor del av den existerande kapaciteten. Detta beror både på åldersstrukturen och bristande lönsamhet i takt med att klimatmålen skärps. Ett av de fyra huvudscenarierna, "Green Policy", är medvetet framtaget för att illustrera effekterna av en mycket hög andel förnybar elproduktion, närmare 100 procent, år 2050. Tonvikt läggs därmed inte på i vilken utsträckning ett sådant system är effektivt eller på hur styrmedelsutformningen bör se ut för att nå dit på mest effektiva sätt. Huvudsyftet med detta scenario är snarare att analysera konsekvenser, såväl svårigheter som möjligheter, med ett elsystem där andelen förnybar, och i stor utsträckning varierande, kraftproduktion står för en mycket stor del av kraftproduktionen.

För två av huvudscenarierna, "Referensscenariot" och "Green Policy", redovisas också beräkningarna av kapacitetsutvecklingen i GW (se Figur 8). Vi ser en tydlig indikation på den stora skillnad i kapacitetsutbyggnad som är att vänta då man ställer ett referensscenario med en mer "konventionell" kraftproduktion mot ett scenario med en mycket stor andel förnybar och variabel elproduktion. Men även i ett sådant scenario krävs en relativt omfattande termisk kapacitet för att balansera den förnybara elproduktionen och för att hantera förbrukningstoppar. Den årliga drifttiden för sådana anläggningar blir dock relativt låg. Frågan är då om marknadsaktörer är beredda att hålla med sådan kapacitet och vilken typ av intäkter som då är mest effektiv.



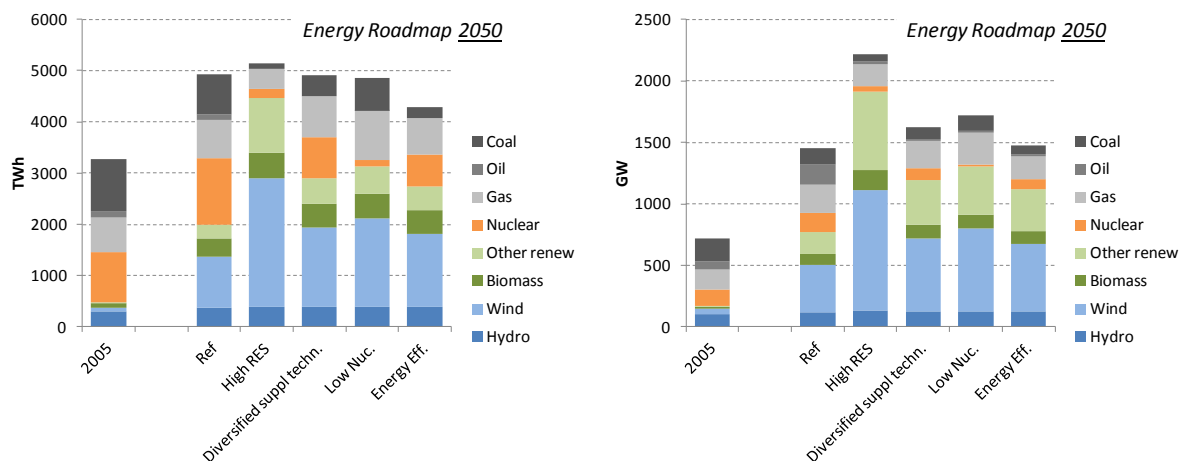
Figur 8 Pathways referensscenario ("måttlig klimatansträngning") till vänster och Pathways gröna scenario till höger

Europa – EU-kommissionens Roadmap-studie

EU-kommissionens "Energy Roadmap"-studie från 2011 var en uppföljning på Kommissionens arbete "Roadmap to a low-carbon society" där man målade upp en bred bild för hela ekonomin givet att Europa minskar sina utsläpp av växthusgaser med 80-95 procent år 2050 jämfört med 1990. I den efterföljande "Energy Roadmap"-studien belyser man konsekvenserna för just energisystemet av de uppsatta målen för växthusgasreduktion.

I samtliga analyserade scenarier ökar den förnybara elproduktionen markant. Ett urval av Roadmaps-scenarierna ges i Figur 9. På samma sätt som i föregående Pathwaysstudie använde sig "Energy Roadmap" av ett antal scenarier med olika förutsättningar för styrmedel och teknikutveckling. Även CCS förväntas få en viktig roll (liksom i Pathways-analyserna) i flera av scenarierna. Utsikterna för CCS är dock i dagsläget mycket osäkra, inte minst efter de svårigheter man haft i Tyskland att nå enighet mellan Förbundsdagen och Förbundsrådet (som representerar de tyska delstaterna) avseende de möjliga lagringsvolymerna som varje medlemsstat enligt ett EU-direktiv (Direktiv 2009/31/EC) är skyldigt att ta fram underlag för (http://www.germanenergyblog.de/?page_id=3061).

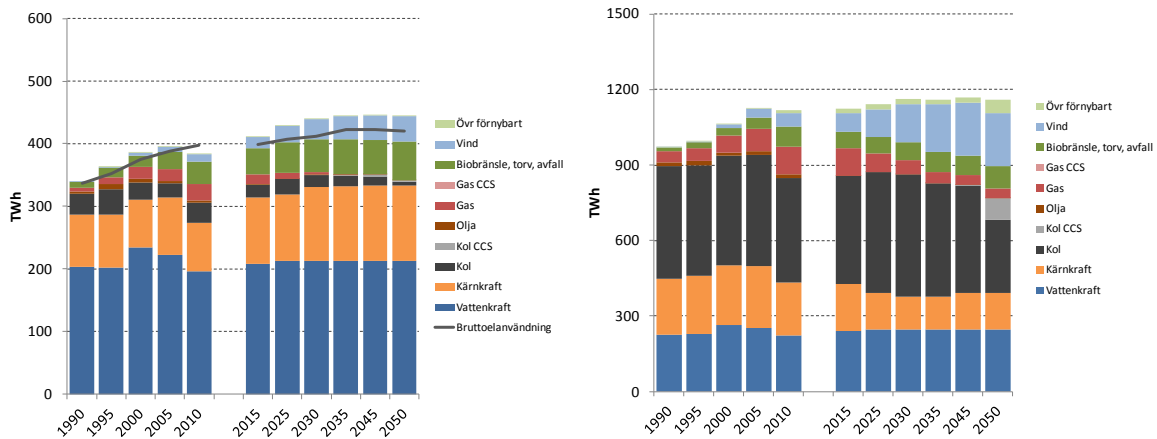
Särskilt intressant att notera i Figur 9 är den massiva kapacitetsutbyggnad som förväntas i EU-kommissionens "gröna" scenario ("High RES") fram till 2050. Medan produktionen ökar med omkring 50 procent jämfört med 2005, expanderar kapaciteten med omkring 200 procent. Detta beror på den massiva utbyggnaden av vind- och solkraft (där energiutbytet per installerad effekt är väsentligt lägre än för termisk kraftproduktion). Denna utveckling kommer även att ställa höga krav på framtida nätförstärkningar även om utbygganden av decentraliserad förnybar kraft i vissa avseenden kan ha en mildrande effekt på nätbelastningen. I de flesta av Roadmap-scenarierna har även naturgasbaserad kraft en viktig roll, inte minst som balanskraft för förnybar elproduktion.



Figur 9 Elproduktion (till vänster) och installerad kapacitet (till höger) år 2050 för ett antal olika scenarier från EU-kommissionens Energy Roadmap-studie. Resultaten är baserade på beräkningar med PRIMES-modellen.

Norden och Nordeuropa – NEPP-projektet

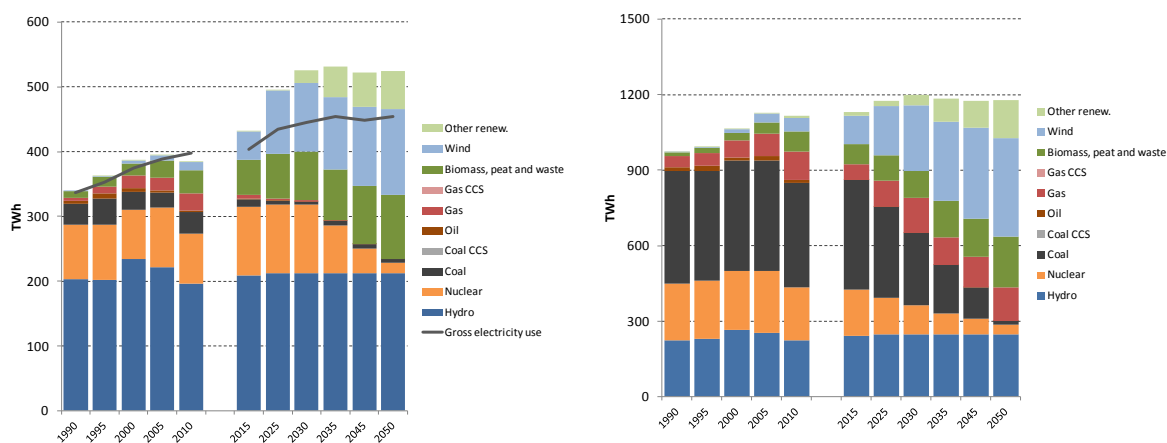
I NEPP-projektet analyseras hur den av EU stipulerade klimatpolitiken kan komma att påverka de nordiska energi- och elsystemens utveckling mot 2050, givet de fyra scenarierna som beskrivits ovan. I Figur 10 visar ett modellresultat för referensscenariot med relativt måttliga ansträngningar på klimatområdet. "Måttligt" innebär i detta fall att prisutvecklingen på CO₂, det vill säga EUA-priset, inte når de nivåer som man räknar med för att uppfylla de ambitiösa reduktionsmålen på omkring 80-90% som EU-kommissionen satt upp till och med 2050. CO₂-priser antas här nå ca 30-35 EUR/t efter 2030. Modellresultatet visar dels den nordiska och dels den nordeuropeiska kraftproduktionen (Norden+Tyskland+Polen). Enligt modellberäkningarna minskar CO₂-utsläppen från el- och fjärrvärmeproduktion i detta fall med omkring 50% i Norden respektive omkring 40% i Norden+Tyskland+Polen, till och med 2050. Elefterfrågan antas fortsätta att öka, men i långsam takt. Detta är bland annat ett resultat av antaganden om fortsatta effektiviseringar på användarsidan. Vidare antas att aktiviteten inom den nordiska elintensiva industrin ökar något samt att elanvändning inom transportsektorn endast ger ett mycket litet tillskott på lång sikt. På produktionsidan kan man i detta scenario konstatera att kärnkraftproduktionen i Norden ökar till följd av en femte, sjätte och sjunde reaktor i Finland samtidigt som effekthöjningar genomförs i Sverige. Förnybar kraftproduktion ökar också mestadels beroende på de stödsystem som finns i bruk idag. Till följd av stigande fossilbränslepriser och CO₂-priser når elpriserna så pass höga nivåer efter 2030 att vissa förnybara kraftslag blir lönsamma även utan extra stöd. Av samma skäl byggs CCS ut i Tyskland och Polen under sista modellåret. Då den nordiska bruttoelförbrukningen ökar långsammare än produktionen fås i beräkningarna ett bestående kraftöverskott, i storleksordningen 20 TWh på lite längre sikt, som exporteras till Kontinentaleuropa.



Figur 10 Elproduktionen i Norden (till vänster) och Nordeuropa (till höger) i ett referensscenari med måttlig klimatansträngning (Källa: MARKAL-NORDIC-beräkningar i NEPP-projektet)

I Figur 11 ges motsvarande resultat för Green policy-scenariot med betydligt högre ambitioner på klimatområdet inom EU. Detta ger ett betydligt högre EUA-pris (över 50 EUR/t år 2030 och över 100 EUR/t år 2045) och en mer offensiv teknikutveckling för till exempel elektrifiering av industriella processer och inom transporter. Även i detta scenario antas alltså att den nordiska elintensiva basindustrin behåller sin konkurrenskraft på lång sikt. El för transportändamål antas i detta fall vara något större än i föregående scenario. De beräknade CO₂-utsläppen från el- och fjärrvärmeproduktion minskar i detta fall med omkring 90% i Norden respektive omkring 85% i Norden+Tyskland+Polen, till och med 2050. Utbygganden av förnybar elproduktion blir mycket stor. Detta beror framförallt på de ökade stöden till förnybart, vilka ökar lönsamheten för investeringar i förnybar elproduktion. I detta scenario antar vi också att kärnkraften iverkligas på bred front i Europa och att CCS inte blir kommersiellt tillgängligt för elproduktion. Vi vill påminna om att detta scenario medvetet speglar en utveckling där fokus sätts på förnybar elproduktion i Europa. Konventionell gaskraft används något mer i Nordeuropa som helhet i "Green Policy" än i "Referensscenariot" eftersom framförallt priserna på CO₂ antas vara klart högre i det förra scenariot.

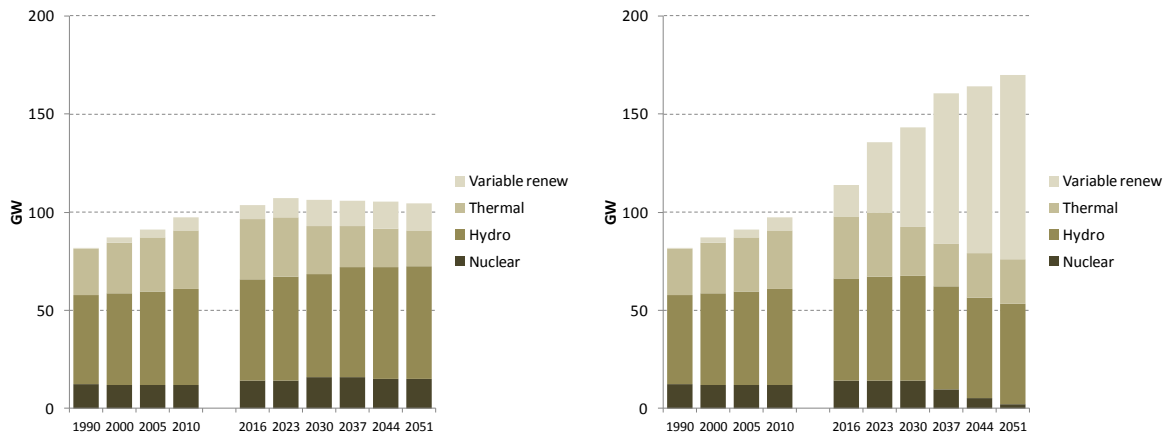
I ett nordeuropeiskt sammanhang antas Norden ha komparativa fördelar för ny förnybar elproduktion: till exempel goda vindförhållanden, biobränsleresurser respektive utbyggda fjärrvärmenät för biobränslekraft och ny vattenkraft i huvudsak i Norge. Detta tillsammans med en elförbrukning som inte ökar i samma takt leder till ett rejält nordiskt kraftöverskott, i storleksordningen 70-80 TWh kring 2030, det vill säga klart större än i referensscenariot. Elförbrukningen är dock större i detta scenario än i "Referensscenariot", dels till följd av den nämnda elektrifieringen men även till följd av de relativt låga systempriserna som är resultatet av den här antagna mycket generösa stödpolitiken för förnybar elproduktion. Om stödet finansieras med ett kostnadspåslag på slutkundernas elräkning så kan slutkundspriset komma att bli väldigt högt. Denna effekt är inte fullt ut inkluderad i beräkningarna varför den resulterande elförbrukningsökningen i detta scenario kan vara något överskattad.



Figur 11 Elproduktionen i Norden (till vänster) och Nordeuropa (till höger) i Green Policy-scenario (Källa: MARKAL-NORDIC-beräkningar i NEPP-projektet)

Den stora nordiska nettoexporten bekräftas också av IEAs studie Nordic ETP (Energy Technology Perspectives) där man kommer fram till ungefär samma storleksordning på exporten. I de två scenarier som vi valt att fokusera på här, "Referensscenariot" och "Green Policy", så spelar CCS endast en mindre roll (Figur 10, till höger). I "Referensscenariot" beror detta på att den europeiska klimatpolitiken inte är tillräckligt ambitiös och i "Green Policy" så definieras scenariot på förhand av att CCS inte antas vara tillgängligt fram till 2050. I de bägge andra Pathways/NEPP-scenarierna, "Regional Policy" och "Climate Market" (se Figur 7), får däremot CCS inom elproduktionen i Europa en väsentligt större betydelse. Detta beror både på en ambitiös europeisk klimatpolitik med mycket höga priser på CO₂ och att tekniken antas vara tillgänglig. I ett fall där CCS inte lyckas nå kommersialisering och de europeiska klimatansträngningarna är ambitiösa, det vill säga "Green Policy", så ökar istället den förnybara elproduktionen ytterligare, framförallt på Kontinenten där CCS förmodas få en viktig roll om tekniken når kommersiell status och om klimatpolitiken är tillräckligt ambitiös. "Green Policy" ställer med andra ord mycket höga krav på den förnybara elproduktionen. Om dessa förväntningar inte infrias så finns risken att de europeiska CO₂-utsläppen kan komma att bli högre än i ett klimatscenario där CCS kommersialiseras. Om den förnybara elproduktionen inte byggs ut tillräckligt snabbt och i tillräckligt stor omfattning kan man tvingas förlita sig på konventionell fossil kraftproduktion i större utsträckning givet att CCS-tekniken inte finns tillgänglig.

En regional analys av utvecklingen för den nordiska elproduktionskapaciteten, med MARKAL-NORDIC-modellen, baserat på två av de fyra europeiska huvudscenarierna, "Referensscenariot" och "Green Policy", som utnyttjas i NEPP respektive i Pathwaysprojektet (se tidigare Figur 7) presenteras i Figur 12. Man kan tydligt se den stora skillnaden i kapacitetsutbyggnad. I referensfallet ökar kapaciteten relativt långsamt medan den i det gröna scenariot ökar rejält. Återigen står förklaringen att finna i den mycket stora expansionen av variabel förnybar elproduktion (vind och sol) som blir lönsam i det gröna scenariot. Samtidigt behålls en relativt stor del av den termiska kapaciteten. Utnyttjningstiden för dessa anläggningar minskar dock.



Figur 12 Den nordiska elproduktionskapaciteten i NEPPs referensscenario ("måttlig klimatansträngning") till vänster och NEPPs Green policy-scenario till höger