

Climate Change

Biomass
ELECTRICITY
& POLICIES

CLIMATE
CHALLENGES

BIOMASS

ELECTRIC VEHICLES

Progress Report

Part 2 November 2013

The NEPP Progress Report, Part 2, November 2013

The purpose of this progress report is to present some of the analyses, results and conclusions that have emerged during the last year of the NEPP project. The findings are presented in three publications:

- Progress Report, Part 1
- Progress Report, Part 2 [this report]
- Summary Report

The two progress reports present analyses and results divided into chapters with a scope ranging from complete reports of 50 pages or more to short papers dealing with very specific issues. The chapters should be seen as individual texts, without direct relation to the proceeding or succeeding chapters. Together they illustrate the recent work performed within the NEPP project.

Part one of the progress report focuses on issues like electricity market design, smart grids, balancing of variable generation and demand response, while part two [this report] of the progress report focuses on policies and electricity generation, challenges in the transformation of the energy system, how the transport sector might influence the electricity system and, finally, potential of and demand for biomass. The table of contents gives further guidance in terms of the issues covered by the progress report. Some of the chapters are written in English while others, at this stage, are written in Swedish.

The summary report presents 20 findings from the recent NEPP analyses. The findings are typically key results extracted from the studies presented in more detail in the two progress reports. The majority of the 20 findings will be studied further in coming analyses and syntheses within the NEPP project.

The NEPP Research Group:

- KTH, Electric Power Systems
- Chalmers, Sustainable Energy Systems
- Chalmers, Electric Power Engineering
- Profu
- Sweco
- IVL Swedish Environmental Research Institute

Read more about the project: www.nepp.se

Innehåll

- 21 Hur utvecklingen av kraftsystemet utanför Sverige påverkar vårt behov av smarta elnät
- 22 Utbyggnaden av förnybar kraft och dess påverkan på elpris och investeringar i icke-förnybar kraft
- 23 Den tyska kärnkraftavvecklingens effekter - komplettering till tidigare NEPP-rapport
- 24 Challenges in the energy transition in industry and transport
- 25 Method and model package
- 26 Realising a largescale CCS is challenging
- 27 Prospects for radical reductions of CO₂ emissions from the industrial sector in the EU
- 28 The geopolitics of renewable energy and abundance of fossil fuels
- 29 The future potential and climate benefit of bioenergy depends on many factors - including how societies formulate sustainability requirements
- 30 Reducing non CO₂ greenhouse gases in the energy sector and CO₂-emissions from using forest residues for energy
- 31 Global biomass potentials in a European energy perspective
- 32 Model analysis of alternative CO₂ emission coefficients of solid biomass
- 33 Roadmap for a fossil-independent transport system by 2030
- 34 Nordic Energy Technology Perspectives (Nordic ETP)
- 35 EU Energy Efficiency Directive
- 36 Några nyckeltekniker med koppling till smarta elnät
- teknik- och marknadsutveckling; elfordon, vindkraft, solceller, energilagring

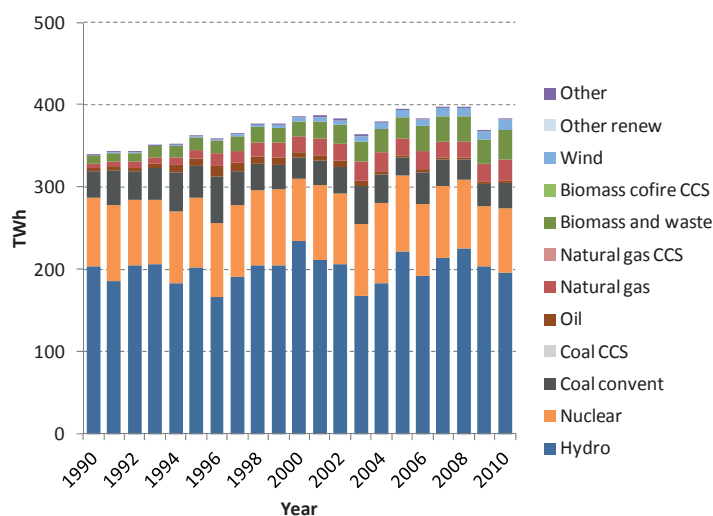
Hur utvecklingen av kraftsystemet utanför Sverige påverkar vårt behov av smarta elnät

21

Den historiska utvecklingen

Elproduktion

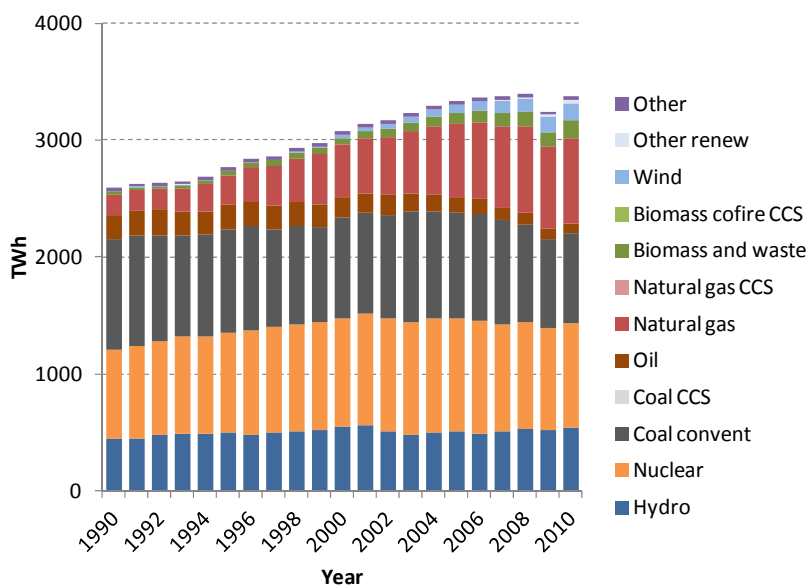
Den nordiska kraftproduktionens utveckling sedan 1990 redovisas i Figur 1 nedan. Det mest karaktäristiska inslaget är de årliga (stora) variationerna i vattenkraftproduktion till följd av variationer i tillrinning. Den förnybara elproduktionen har gradvis ökat inte minst genom elcertifikatsystemet i Sverige och motsvarande stödsystem i de andra nordiska länderna. Under de två senaste åren (2011-2012; visas ej i figuren) har den svenska kärnkraftproduktionen uppvisat bättre tillgänglighet vilket bland annat medfört att Norden haft ett historiskt sett mycket stort kraftöverskott.



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

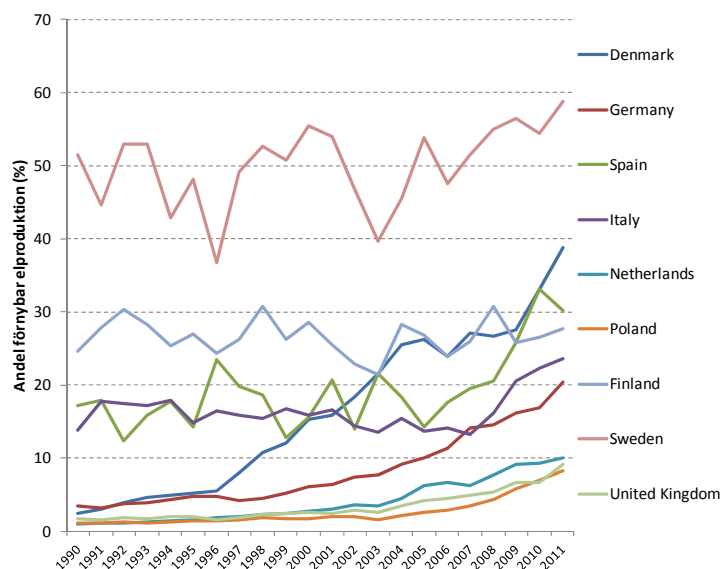
För mer information: Thomas Unger, Profu

Den europeiska kraftproduktionen domineras av fossila kraftslag (se Figur 2). De senaste åren har expansionen skett framförallt i form av gaskraft och förnybar elproduktion.



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.



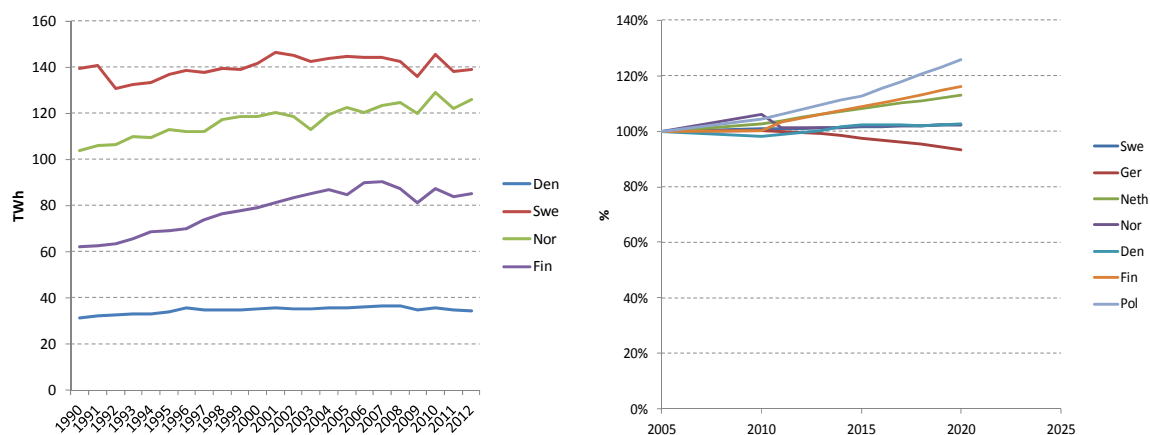
Figur 3 Andelen förnybar elproduktion av bruttoelförbrukningen för ett urval av europeiska länder (Källa: EUROSTAT)

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), är ökningen i elförbrukning fram till 2020 mycket blygsam, omkring 2% jämfört med 2005.

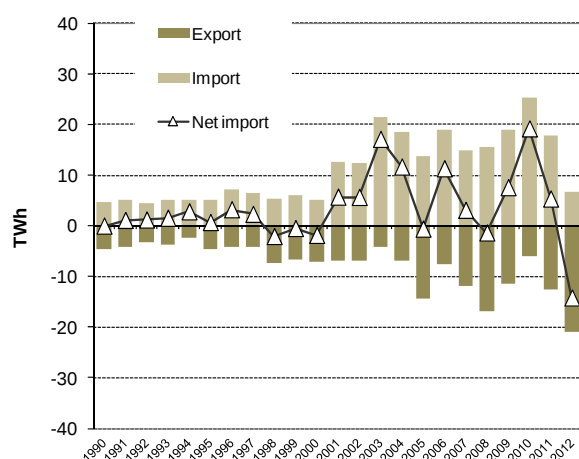
Det är framförallt den förväntade minskningen i Tyskland som verkar dämpande på utvecklingen. För andra året i rad minskade den totala elförbrukningen i Tyskland år 2012, ca 1,4% jämfört med 2011. Även 2011 minskade elförbrukningen jämfört med föregående år trots att ekonomin det året växte rejält. Från 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

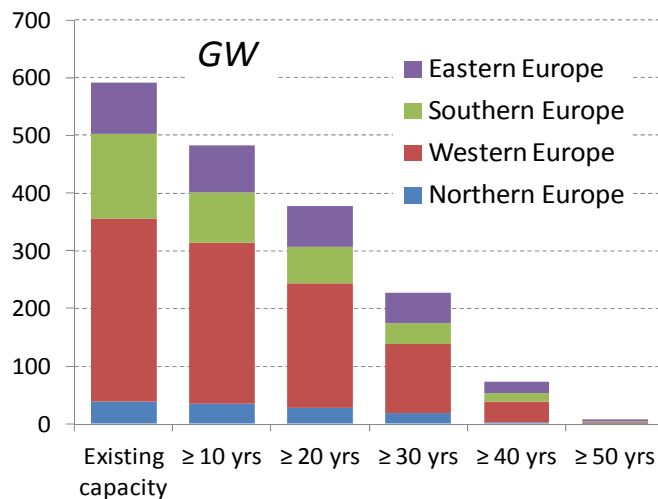
Den historiska elöverföringen mellan Norden och dess grannländer har präglats av stora årliga variationer till följd av variationer i tillrinning i Norden och en stabil nettoimport från Ryssland till Finland på omkring 10 TWh per år (se Figur 5). Under de flesta åren sedan 1990 har Norden varit en region 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. Mycket talar för att Norden i framtiden kommer att ta rollen som en stor nettoexportör av elkraft (se även längre fram i texten).



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

Europas åldrande kraftverkspark

En viktig utgångspunkt för den framtida utvecklingen på den europeiska elmarknaden 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 mellan 20 och 30 år (se Figur 6). Å andra sidan är ytterst få anläggningar äldre än 50 år.



Figur 6 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 så skulle omkring hälften av den existerande termiska kraftverkskapaciteten kunna vara utfasad på grund av åldersskäl före 2030.

Elproduktionens utveckling i Europa och i Norden

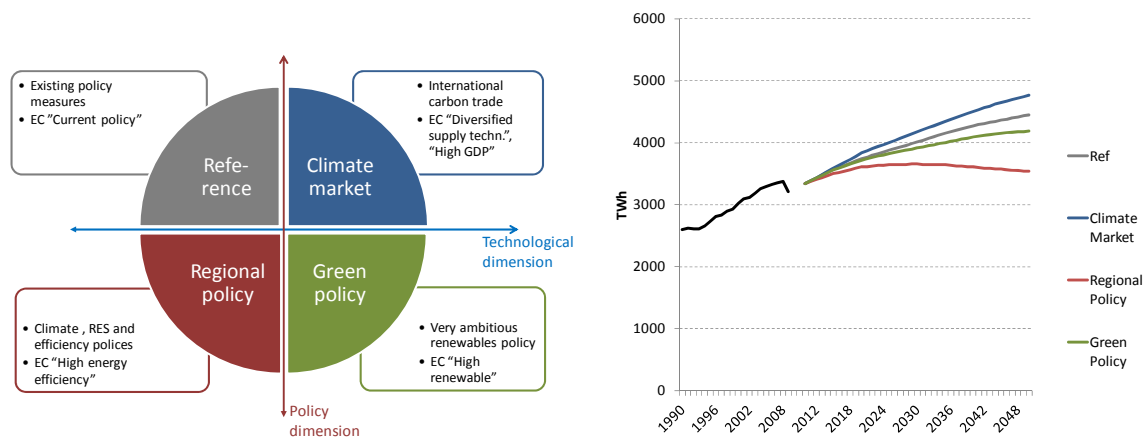
I detta avsnitt redogör vi kortfattat för ett antal pågående scenarioanalyser av den långsiktiga utvecklingen för Europas kraftproduktion.

Europa – Pathwaysprojektet

I det pågående Pathwaysprojektet som leds av Chalmers och drivs i nära samarbete med NEPP-projektet analyseras fyra tänkbara huvudvägar för det europeiska kraftsystemet.

Scenarierna är formade utifrån två huvudsakliga dimensioner: teknologi och politik (se figur 7, t.v.). 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 medlemsstater eller på det nationella planet.



Figur 7. 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.

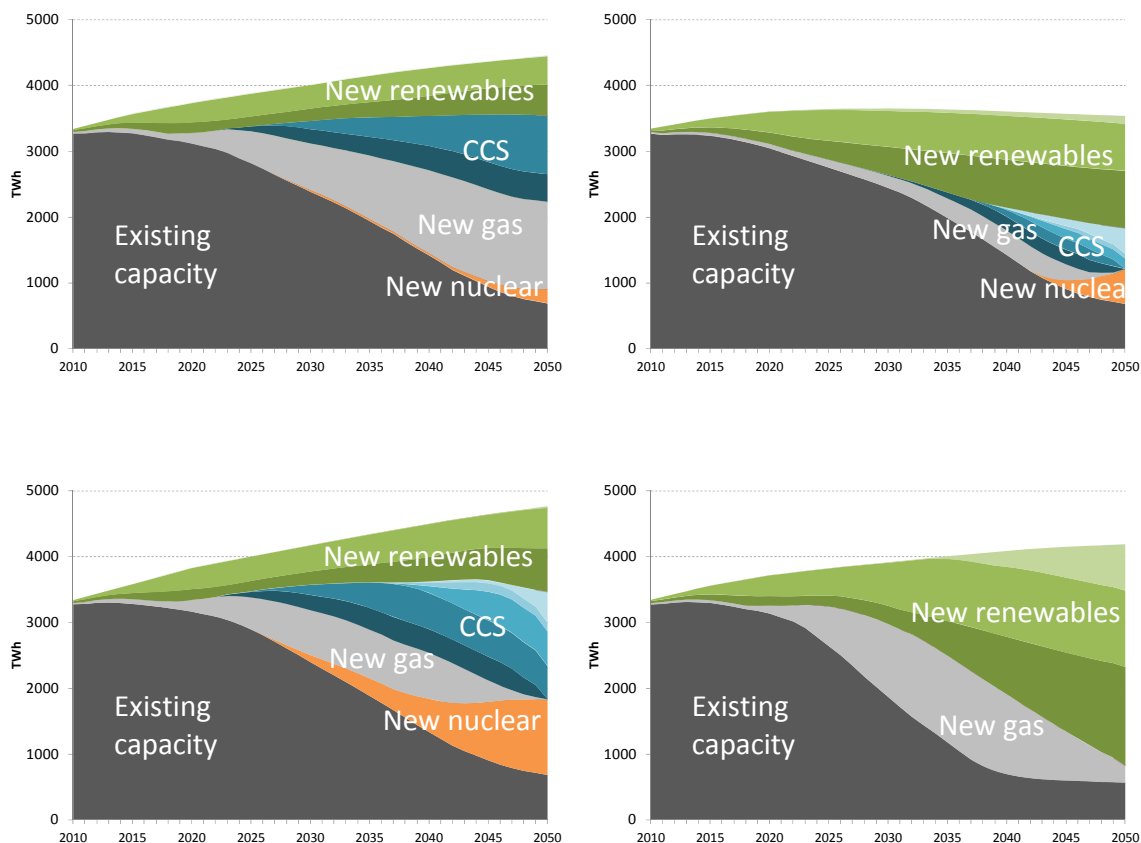
Regional Policy: Inspirerat av EC Energy Roadmap-scenariot "High energy efficiency". Regional Policy-scenariot kännetecknas av politisk detaljstyrning, speciellt vad gäller effektivitetsåtgärder, samt av en nationell politisk infallsvinkel snarare än av en gemensam europeisk utformning av styrmedel. 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 avmattnings 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.

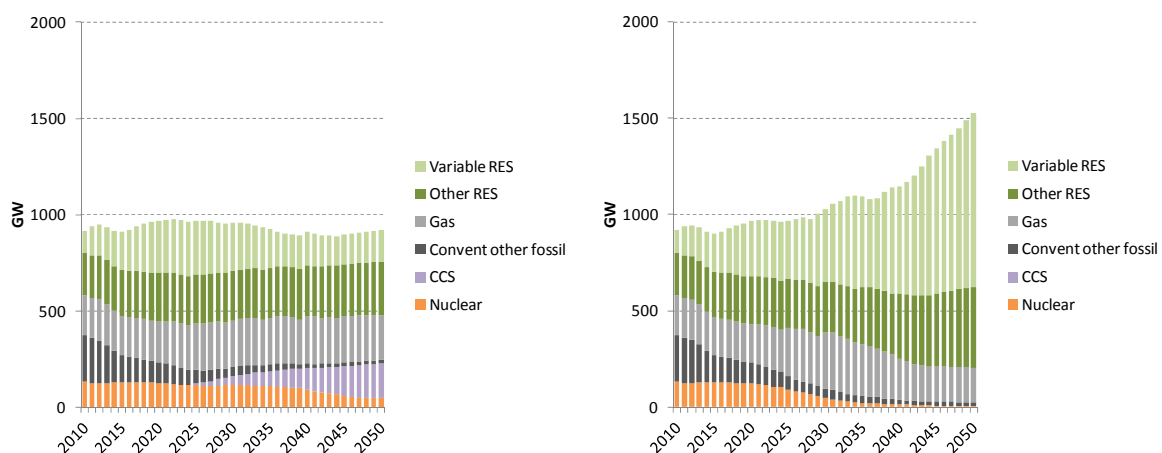
Gemensamt för alla scenarierna är att klimatmålen antas skärpas väsentligt jämfört med idag. I referensscenariot utgår man från en omkring 60-procentig minskning av CO₂-utsläppen fram till 2050 jämfört med 2005 (för elproduktionen). I Pathwaysprojektets tre övriga huvudscenarier är klimatambitionerna 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 efterfrågan fås de fyra utvecklingsvägar som presenteras i Figur 8.



Figur 8 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 farmtaget 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 i princip all kraftproduktion.

För två av huvudscenarierna, "Referensscenariot" och "Green Policy", redovisas också de preliminära beräkningarna av kapacitetsutvecklingen i GW (se Figur 9). Även om bedömningarna i skrivandets skull är preliminära ser vi dock 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 vilket kan skönjas i Figur 7, nere till höger ("new gas"). Frågan är då om marknadens aktörer är beredda att hålla med sådan kapacitet och vilken typ av intäkter som då är mest effektiv.



Figur 9 Pathways referensscenario ("måttlig klimatansträngning") till vänster och Pathways gröna scenario till höger

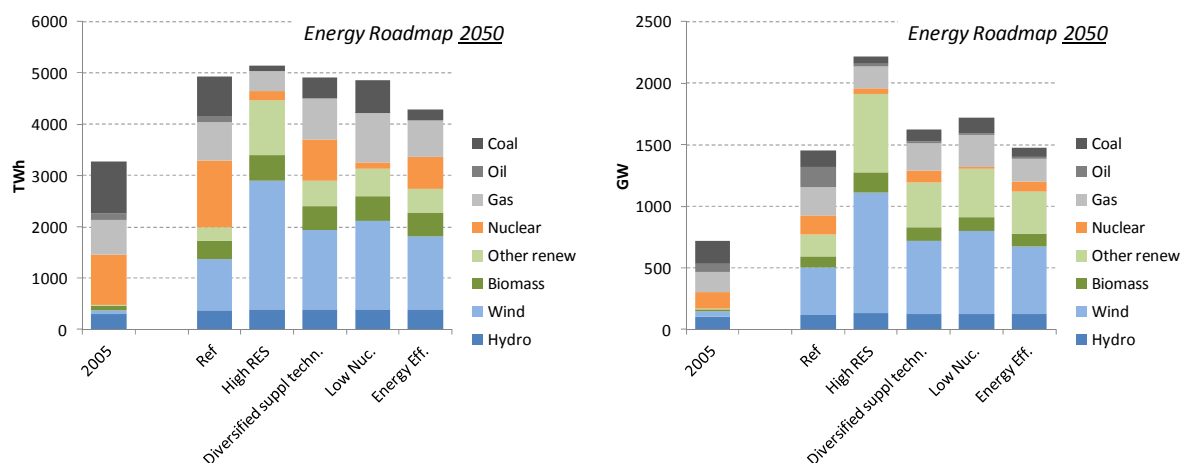
Europa – EU-kommissionens Roadmap-studie

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. 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 föregående Pathways-avsnitt) 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 10 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. Det är rimligt att tro att denna utveckling även kommer 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.

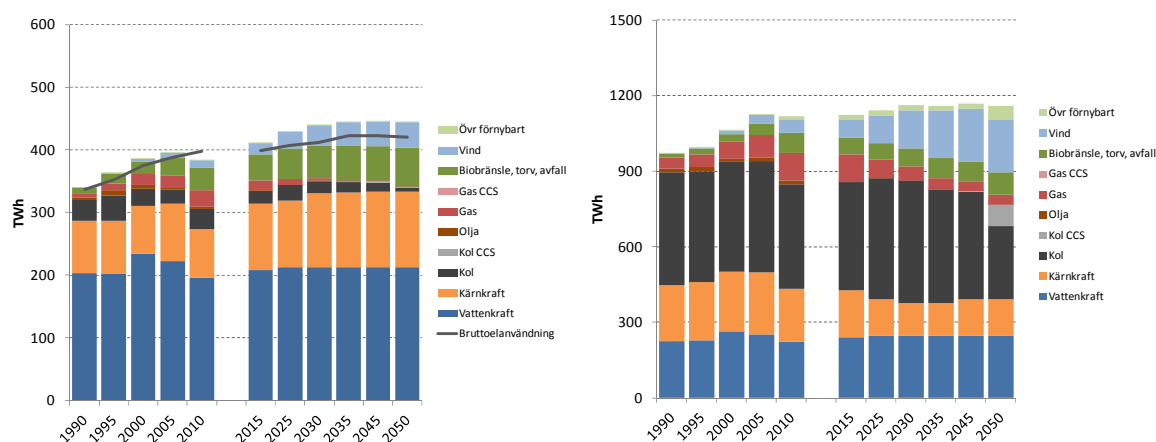


Figur 10 Elproduktion (till vänster) och installerad kapacitet (till höger) år 2050 för ett antal olika scenarier från EU-kommissionens Energy Roadmap-studie. Resultaten är baserade på beräkningar med PRIMES-modellen.

Norden och Nordeuropa – NEPP-projektet

I NEPP-projektet tittar man närmare på hur den av EU stipulerade klimatpolitiken kan komma att påverka de nordiska energi- och elsystemens utveckling mot 2050. I Figur 11 visar ett typiskt modellresultat för ett referensscenario 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 är hämtat från det pågående NEPP-projektet och visar dels den nordiska och dels den nordeuropeiska kraftproduktionen (Norden+Tyskland+Polen). Enligt modellberäkningarna minskar CO₂-utsläppen (endast CO₂ ingår) 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 produktionssidan 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 stödssystem 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

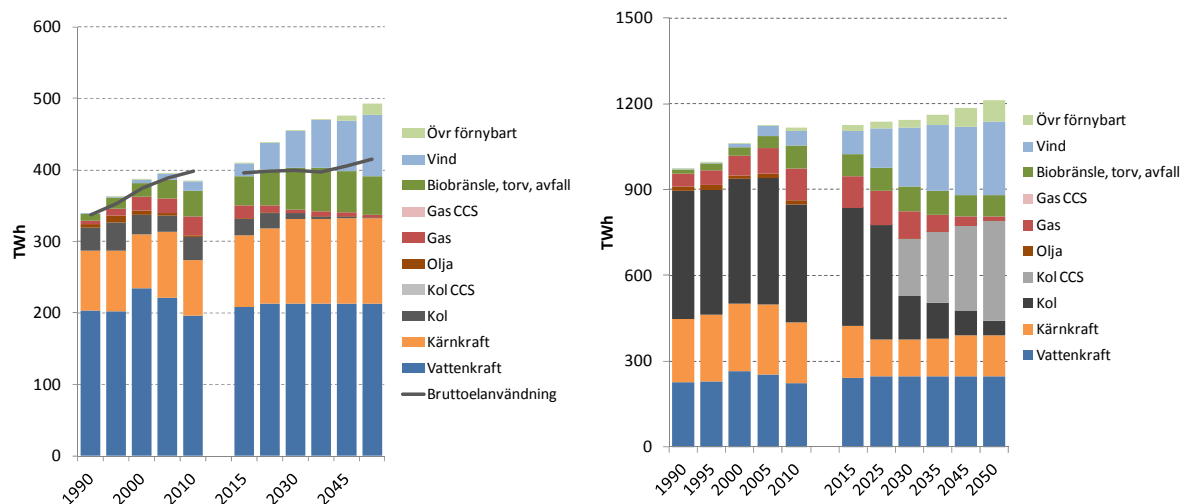
produktionen fås i beräkningarna ett bestående kraftöverskott, i storleksordningen 20 TWh på lite längre sikt, som exporteras till Kontinentaleuropa.



Figur 11 Elproduktionen i Norden (till vänster) och Nordeuropa (till höger) i ett scenario med måttlig klimatansträngning (Källa: MARKAL-NORDIC-beräkningar i NEPP-projektet)

I Figur 12 presenteras ett alternativt scenario med betydligt högre ambitioner på klimatområdet inom EU.¹ 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. Detta är följaktligen klart mer än i föregående fall. Detsamma gäller utbygganden av förnybar elproduktion. Detta beror framförallt på det klart högre elpriset (till följd av högre CO₂-priser) vilket ökar lönsamheten för investeringar i förnybar elproduktion. I ett nordeuropeiskt sammanhang antas dessutom 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 stagnerande elförbrukning leder till ett rejält nordiskt kraftöverskott, i storleksordningen 50-70 TWh, det vill säga klart större än i föregående fall.

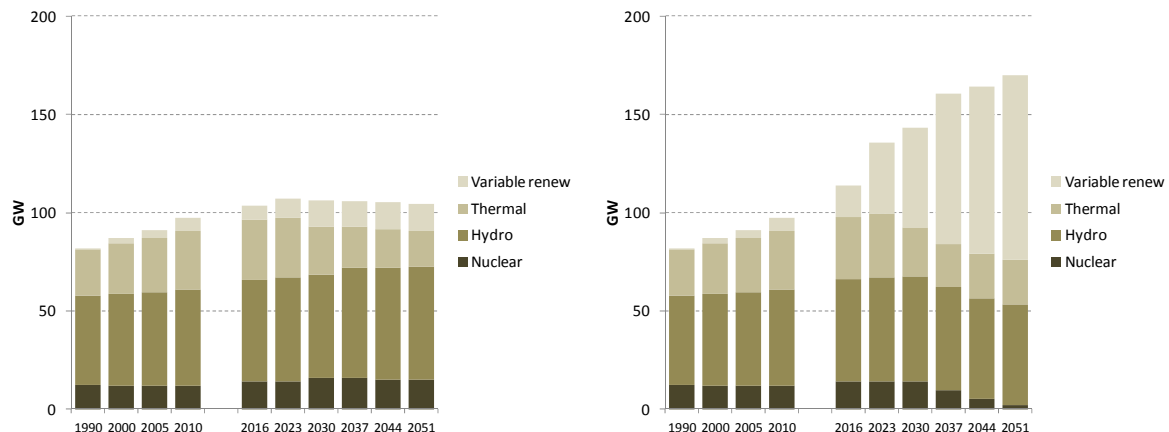
¹ Beräkningsfallet är hämtat från de modellberäkningar som utfördes av Profu i samband med Naturvårdsverkets och Energimyndighetens regeringsuppdrag Färdplan 2050.



Figur 12 Elproduktionen i Norden (till vänster) och Nordeuropa (till höger) i ett ambitiöst klimatscenario (Källa: MARKAL-NORDIC-beräkningar inför Färdplan 2050)

Den stora nordiska nettoexporten bekräftas också av IEAs studie Nordic ETP (Energy Technology Perspectives) där man kommer fram till ungefär samma storleksordning på exporten. På Kontinenten får CCS en nyckelroll för att nå de ambitiösa klimatmålen som är formulerade för detta scenario (Figur 11, till höger). I ett fall där CCS inte lyckas nå kommersialisering så ökar istället den förnybara elproduktionen ytterligare, framförallt på Kontinenten där CCS förmodas få en viktig roll om tekniken når kommersiell status. Samtidigt används mer konventionell gaskraft. För de givna priserna på CO₂ innebär detta därmed att de nordeuropeiska utsläppen av CO₂ blir högre än i ett fall där CCS når ett kommersiellt genombrott.

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 8) presenteras i Figur 13. 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 13 NEPPs referensscenario ("måttlig klimatansträngning") till vänster och NEPPs gröna scenario till höger

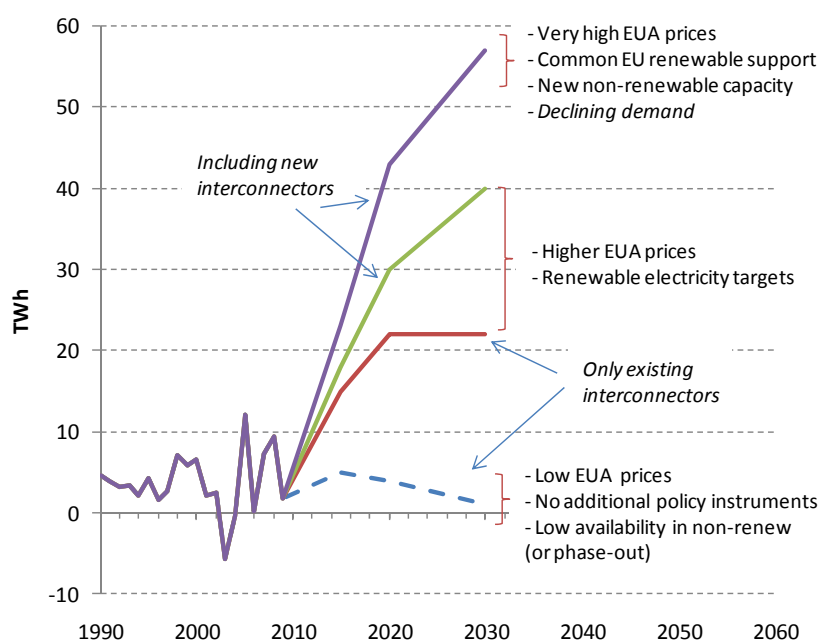
Nordisk kraftexport ökar

Huvuddelen av de scenarioanalyser som utförs alternativt nyligen utförts med avseende på utvecklingen inom 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 (jämför Figur 4, till höger).

I Figur 14 redovisas ett möjligt utfallsrum för den nordiska elexporten till Kontinentaleuropa (Ryssland ingår ej i sammanställningen) baserat på ett antal modellberäkningar med olika omvärldsförutsättningar inom NEPP-projektet. Vi kan konstatera att den nordiska kraftexporten har en mycket stor potential. Från dagens omkring 5 TWh (2012 var exporten betydligt större), exklusive handel med Ryssland, till omkring 50 TWh år 2030 givet att förutsättningarna för denna utveckling är på plats. 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 reaktorer, 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 elcertifikat-system, 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 modellberäkningarna. 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 14 NEPPs referensscenario ("måttlig klimatansträngning") till vänster och NEPPs gröna scenario till höger

Analys och synteser inom delprojektet

I detta avsnitt redovisas kortfattade analyser och synteser från redovisningen ovan. Framställningen koncentreras på åren 2030 och 2050 och indelas i ett antal resultatområden. Tyngdpunkten ligger på utvecklingen i Sveriges omvärld. Analyserna och synteserna kommer att fördjupas i det fortsatta arbetet inom projektet.

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 (EU27+Norge+Schweiz) elproduktionsmix utgör den fossilbränslebaserade elproduktionen en avsevärt större andel, nästan hälften av total produktion. Vindkraft och sol (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 scenarioräkningarna på omfattande förändringar av elproduktionsapparaten i Norden och Europa. Förändringen drivs både av Europas åldrande kraftverkspark samt energi- och klimatpolitikens påverkan. Andelen förnybar elproduktion förväntas öka rejält. 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 elnäts-perspektiv” 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, främst vindkraft och solel, 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 [%]*

	Idag	2030	2050
Måttlig klimatansträngning	3	6	10
Höga klimatambitioner	3	10	20

Tabell 2 *Andel variabel elproduktion i europeisk elproduktion [%]*

	Idag	2030	2050
Måttlig klimatansträngning	5	15	20
Höga klimatambitioner	5	20	25

I TWh räknat kan man förutse mycket stora tillskott av variabel elproduktion i Europa. Till år 2030 kan expansionen bli av storleksordningen 150 TWh och till 2050 hela 250 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, se ovan, så växer därmed deras andel av den installerade effekten ännu kraftigare. I tabellen nedan (som i och för sig inte helt korresponderar till energiresultaten ovan) visas den förnybara variabla elproduktionskapacitetens andel av den totala nordiska elproduktionen i två klimatscenarier.

Tabell 3 *Andel variabel elproduktionskapacitet i nordisk elproduktion [%]*

	Idag	2030	2050
Måttlig klimatansträngning	9	12	15
Höga klimatambitioner	9	40	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 följden av detta.

Nätutbyggnad (främst kapacitet/effekt, men även energiutbytet)

Den utveckling av nordisk och europeisk elproduktion som redovisas ovan pekar på behovet av elnätutbyggnad. Två dimensioner av detta är:

- 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 visar alltså att utbyggnaden av nordisk decentraliserad elproduktion skulle kunna bli av storleksordningen 1000 – 2000 MW per år under de närmaste fyrtio åren. Det ger inte bara en utmaning med avseende på själva produktionsapparaten. Det krävs också rejäla ansträngningar för att bygga ut elnäten för att möjliggöra utnyttjandet av den decentraliserade elproduktionen.

Nordens komparativa fördelar vad gäller potentialen för förnybar elproduktion, i kombination med stagnerande nordisk efterfrågan ger samtidigt drivkrafter för stor nettoexport av el till resten av Europa. Detta utgör 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 kan man förvänta sig en nordisk elexport på 20 TWh/år i fallet med måttligas klimatambitioner, medan exporten kan nå 50 – 70 TWh/år i fallet med mycket kraftiga klimatambitioner. För att möjliggöra sådan elexport 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 elexport kommer det också krävas förstärkningar av elnäten inom de berörda länderna.

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 redan 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. Om sådan utfasning 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.

Frågan om reglerkraftbehoven är naturligtvis mer komplicerad än beskrivningen ovan antyder. I det fortsatta arbetet kommer analyserna att fördjupas. Frågan diskuteras också mer detaljerat i kommande delar av redovisningen.

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.

Graden av centraliserad och 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 intermittent elproduktion. Typiskt är det synonymt med ett ökat inslag av decentraliserad elproduktion. Även i detta avseende visar alltså resultaten att omfattningen av "decentralitetstrenden" är nära kopplad till hur ambitiös den framtida klimatpolitiken blir.

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. Även vad gäller elanvändningsutvecklingen så kan man förutse en nära koppling till framtida energi- och klimatpolitik.

Exempel på nya tillämpningsområden för el är transportsektorn, där el skulle kunna bidra till utfasning av fossila drivmedel. En insikt här är att även dramatiska ökningar av elens roll inom transportsektorn medför måttliga elbehovsökningar. Det är svårt att se att transportsektorn, ens vid extremt omfattande elektrifiering, skulle kunna öka det europeiska elanvändningsbehovet med mer än 10 %.

Vad gäller elanvändningsprofilens utseende så kan man förutse tendenser till en utjämning av densamma. Några skäl för detta kan vara 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 ökad elanvändning inom transportsektorn (påverkan på lastprofilen styrs av "laddningsstrategierna"). Exempelen pekar på utjämning av lasten både över dygnet och mellan säsonger.

Prisutvecklingen

Resultat om den framtida elprisutvecklingen saknas i denna redovisning. Beräkningar av de framtida elpriserna kommer att tas fram under höstens kvantitativa analys.

Kompletterande modellanalyser

Ytterligare modellanalyser kommer att genomföras under hösten, i en mer kvantitativ fas av arbetet.

Inom projektet har vi (Profu, Sweco och Chalmers) tillgång till ett antal modeller som kan ge värdefulla resultat för det fortsatta arbetet. De olika modellerna har olika fokus och de har därmed olika styrkor och svagheter med avseende på de olika frågor som skall analyseras. Modellerna kompletterar varandra väl och tillsammans svarar de väl mot ämnets analysbehov.

Påverkan på behovet av smarta elnät i Sverige

Den inledande analys som redovisas ovan pekar på ett antal områden där den framtida utvecklingen kommer att få stor påverkan på behovet av smarta elnät i Sverige. Här har vi valt att sammanfatta dessa i fem huvudpunkter:

- Vilka policies som väljs ger stora skillnader för elproduktionssystemets utveckling i Europa
 - Vissa scenarier ger mycket stor utbyggnad av förnybar, variabel elproduktion i Europa
- Måttlig elanvändningsökning i Norden ger nettoexport, mycket stor på sikt i vissa scenarier
- Kommer termiska kraftverk att bibehållas, trots minskade drifttider (då t.ex. vindkraft byggs ut)?
- Hur kommer framtida elmarknadsregler att utformas? ("energy only", kapacitetsmarknad, "nodal pricing", ...)
- Vilken överföringskapacitet ("kablar") får vi till omvärlden?
 - (lönsam potential, hur mycket realiserar, nationella flaskhalsar, ...)

Dessa huvudpunkter kommer att utgöra utgångspunkter för den fortsatta analysen av behovet av smarta elnät.

Utbyggnaden av förnybar kraft och dess påverkan på elpris och investeringar i icke-förnybar kraft

22

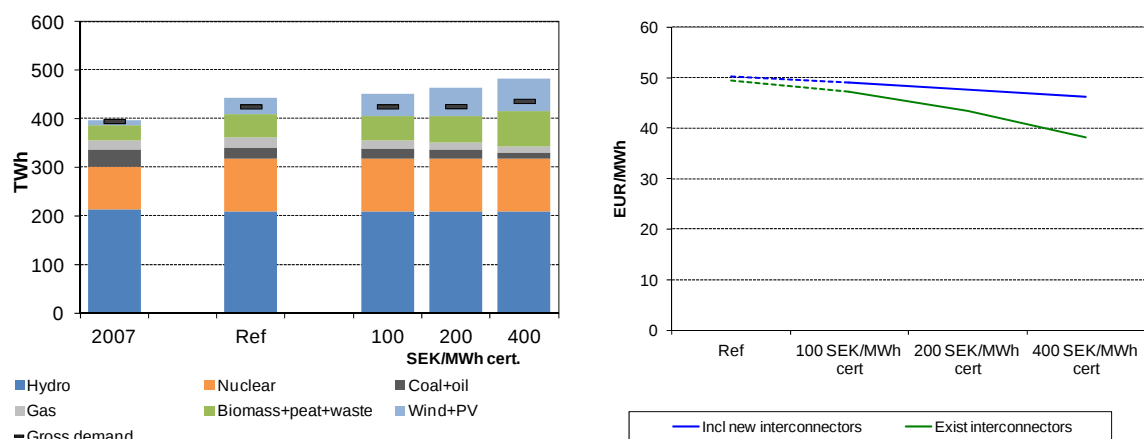
Idag existerar ett antal olika stödsystem för förnybar elproduktion inom EU. Exempelvis har Sverige tillsammans med Norge sedan 1 jan 2012 en gemensam marknad för elcertifikat medan till exempel Tyskland, Danmark och Finland valt nationella system med feed-in-tariffer. Oavsett stödsystem blir följden att utbudet av produktionskapacitet ökar vilket, allt annat lika, leder till en press nedåt på producentpriserna på el. Beroende på hur stödsystemen är konstruerade och finansierade kan detta leda till att vissa elkonsumenter, till exempel de som inte omfattas av elcertifikatplikt som den elintensiva industrin, kan åtnjuta något lägre elpriser än vad fallet varit utan det riktade stödet för förnybar el. Andra konsumenter däremot som via sina elräkningar är med och finansierar stödet får rimligen högre elpriser.

Systemeffekter av en ökad utbyggnad av förnybar elproduktion i Nordeuropa studerades till exempel i NEP-projektet (Nordic Energy Perspectives 2010) genom modellanalys av effekter av stigande intäkter för förnybar elproduktion för ett givet modellår. Ju högre intäkt (till exempel via en elcertifikatmarknad) desto större investeringar i förnybar elproduktion och desto större total nordisk kraftproduktion (se Figur 1, till vänster). Exporten ut från Norden ökar därmed ju högre intäkten är för de förnybara investeringarna.

Ökat utbud av förnybar kraft pressar systempriset neråt

Samtidigt pressas systempriset på el ner av det ökade utbudet (Figur 1, till höger). Även om nettoeffekten är en ökning i total nordisk kraftproduktion så leder expansionen av förnybart också till att konventionell fossilkraft i Norden delvis trängs undan. Detta är ett resultat av försämrad lönsamhet på grund av lägre elpriser i produktionsledet till följd av det ökade utbudet av förnybar kraft med relativt låga rörliga kostnader. Därmed minskar också CO₂-utsläppen. Om vi däremot tillåter utbyggnation av överföringskapaciteten till Kontinenten blir producentprisminskningen inte lika påtaglig (Figur 1, till höger). Detta beror på att exporten kan öka ytterligare och skillnaden mellan de högre kontinentala elpriserna och de nordiska priserna minskar.

För mer information: Thomas Unger, Profu

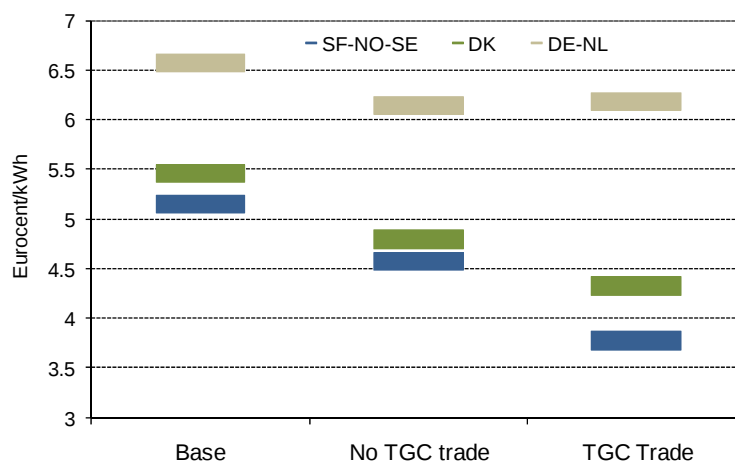


Figur 1 Nordisk kraftproduktion vid olika elcertifikatprisnivåer (på en tänkt heleuropeisk elcertifikatmarknad) till vänster² samt priser på den nordiska elmarknaden, till höger. Modellår 2020 (1 EUR≈9 SEK, 2011) (Nordic Energy Perspectives 2010)

Beräkningsresultaten i Figur 1 bygger på MARKAL-NORDIC-beräkningar. Modellresultaten bekräftades av ECON-Classic-beräkningar under samma projekt. ECON-Classic är en mer renodlad kraftmarknadsmodell än MARKAL-NORDIC som i sin tur täcker hela det stationära energisystemet. Figur visar motsvarande effekt på de nordeuropeiska systempriserna på el baserat på ECON-Classic-analyser.³ De gröna och blå staplarna som visar elpriserna i de nordiska länderna minskar i takt med att stödsystemet för förnybart införs (i detta exempel som ett gemensamt elcertifikatsystem; jämför ”No TGC trade” med ”Base”) och utvidgas till att omfatta hela Europa (”TGC trade”). En utvidgad marknad innebär generellt högre elcertifikatintäkter för producenterna i Norden eftersom marginalkostnaden för att generera förnybar el antas vara högre på Kontinenten än i Norden. Priset på elcertifikaten skulle därmed styras av marginalkostnaden på Kontinenten. De grå staplarna visar de kontinentala elpriserna som inte påverkas alls i samma utsträckning.

² Beräkningarna utgjorde en del i en analys av en tänkt gemensam nordeuropeisk elcertifikatmarknad med olika nivåer på elcertifikatpriset. Analysen är dock lika relevant mot bakgrund av andra gemensamma stödsystem. Det viktiga här är att se på effekterna av att öka den förnybara elproduktionen i Norden. Hur denna tillkommit är i detta sammanhang av mindre betydelse. På grund av de nordiska ländernas komparativa fördelar för ny förnybar elproduktion som diskuterades i ett tidigare avsnitt, så är expansionen av förnybart på en eventuell gemensam europeisk elcertifikatmarknad relativt sett större i de nordiska länderna.

³ I dessa beräkningar var ansatsen något annorlunda. Där testades inte olika prisnivåer på en gemensam elcertifikatmarknad utan där jämfördes istället ett fall med nationella elcertifikatmarknader med ett fall med en gemensam europeisk marknad. Resultatet är dock detsamma, nämligen en ökning av förnybar (och total) elproduktion i Norden och den prispress detta leder till på den nordiska marknaden i synnerhet om inga nya kablar till Kontinenten byggs



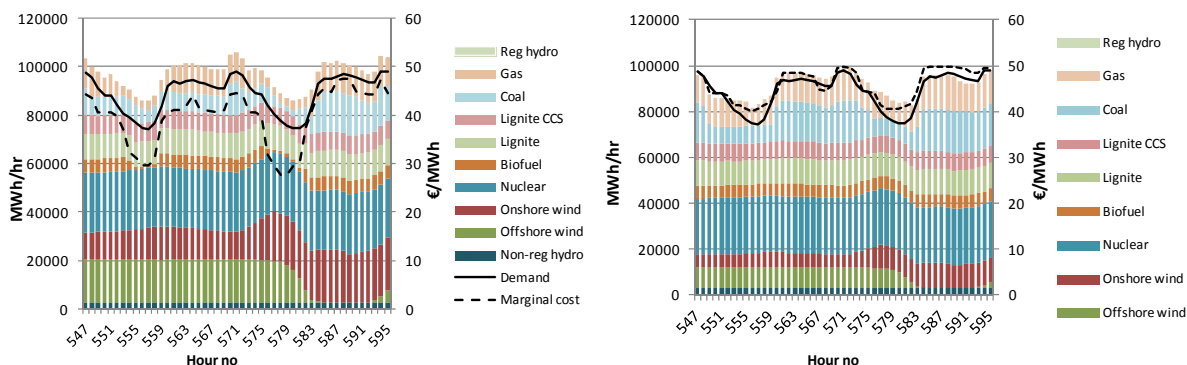
Figur 2 Elpriser på den nordeuropeiska elmarknaden (ECON-Classic-beräkningar), 1 EUR $\approx$ 9 SEK, 2011. (Nordic Energy Perspectives 2010)

Större svängningar i elpriset

Förutom en generell press nedåt på råkraftpriset genom det ökade utbudet (vars kostnader alltså delvis tas via stödsystemen) leder också en ökande andel förnybar och varierande förnybar elproduktion till större svängningar i elpriset. Detta har att göra med variabiliteten i vindkraft och sol. Under Pathwaysprojektets första fas (Chalmers 2011) gjordes detaljerade analyser av det europeiska kraftsystemets utveckling mot mycket låga CO₂-utsläpp 2050.⁴ Under analysarbetet studerades också systemeffekter av höga andelar vindkraft. Ett sådant resultat från projektet redovisas i Figur . Två modellberäkningar med olika produktionskapacitet för vindkraft i Tyskland, dels 100 TWh på årsbasis och dels 50 TWh på årsbasis och där all övrig kapacitet är densamma, visar hur framförallt kol- och gaskraft minskar i Tyskland då vindkraften antas producera enligt den högre produktionskapaciteten.⁵ Dessutom ökar den tyska exporten samtidigt som importen minskar (skillnaden mellan total produktion, det vill säga staplarna i figuren, och elbehov, det vill säga den heldragna linjen). Svängningarna i vindkraftproduktion beror på fluktuationer i vindtillgång vilket får direkta konsekvenser för den kortsiktiga marginalkostnaden för el. Detta blir särskilt tydligt i fallet med den högre vindkraftproduktionen där marginalkostnaden kan nå mycket låga nivåer i synnerhet då hög vindkrafttillgång sammanfaller med låglastperioder som till exempel nätter. Vid god vindtillgång ersätts de dyrare kraftslagen på marginalen, till exempel kolkraft, vilket pressar ner marginalkostnaderna. Givet att den installerade vindkraftkapaciteten är stor kan marginalkostnaden för el i sådana fall bli väldigt låg. Och omvänt, vid tider på året med sämre vindförhållanden, kan marginalkostnaden för el bli relativt sett hög eftersom man då måste ta anläggningar i anspråk med relativt höga rörliga kostnader.

⁴ Chalmers/AGS 2011, "European Energy Pathways – Pathways to a Sustainable European Energy System", ISBN: 978-91-978585-1-9

⁵ Beräkningarna är gjorda med EPOD-modellen under Pathwaysprojektets första fas 2011. Figurerna visar utfallet för modellår 2025 i ett scenario där kärnkraften inte avvecklas i Tyskland. År 2010 producerade den tyska vindkraften nästan 40 TWh (BMU 2012, "Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und Internationale Entwicklung", http://www.erneuerbareenergien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf)



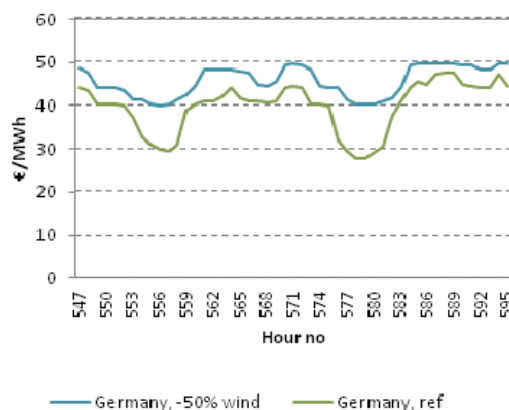
Figur 3 Modellberäknad elproduktion och marginalkostnad för el i Tyskland under ett 48-timmars lastavsnitt (vintertid) med 100 TWh vindkraft på årsbasis (till vänster) respektive 50 TWh vindkraft (till höger). Källa: EPOD-beräkningar, Pathwaysprojektet 2011

I Figur 3 har marginalkostnaderna för de bägge beräkningsfallen plottats in i samma diagram. Därmed blir också det som sagts ovan tydligt: en hög andel förnybar varierande elproduktion leder till större variationer i marginalkostnad och därmed elpris. Dessutom blir medelpriset på el lägre. I vårt exempel är skillnaden mellan min- och max-värdena 10 EUR/MWh under lastavsnittet i fallet med den lägre produktionskapaciteten för vindkraft medan motsvarande skillnad är mer än 15 EUR/MWh i fallet med den högre produktionskapaciteten för vindkraft. Anledningen till att marginalkostnaden för el påverkas av olika produktionsvolymerna för vindkraft beror på, som tidigare antytts, att de dyraste driftsatta anläggningarna, de som producerar på marginalen, påverkas. Detta kan till exempel innebära att om vindkraftproduktionen ökar med en viss andel så kan en anläggning på marginalen ersättas av en annan anläggning längre ner i utbudskurvan (som då i sin tur blir marginalproducent) med ett annat billigare bränsle eller med samma bränsle men en högre verkningsgrad.

Incitamenten för investeringar i icke-förnybar kraft minskar

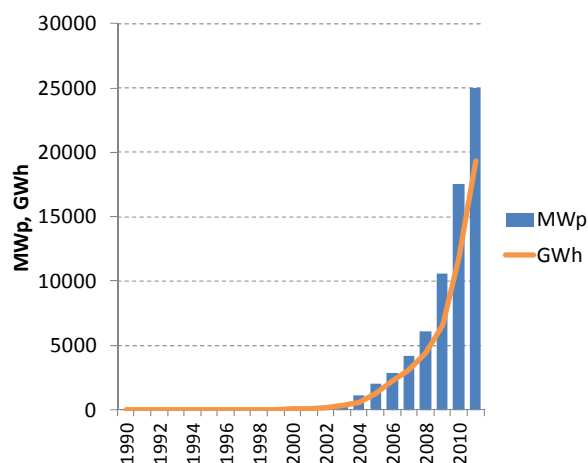
Kombinationen av ökande fluktuationer i elpris respektive den potentiella sänkningen av medelpriset på el över året, till följd av ökande volymer förnybar elproduktion som fasas in via olika stödsystem, innebär att incitamenten för investeringar i icke-förnybar baslastproduktion påverkas negativt. Detta gäller naturligtvis i allra högsta grad investeringar i ny kärnkraft. Vid tillräckligt höga förnybarhetsmål och/eller effektiviseringsmål kan det nordiska elpriset hamna på sådana nivåer, även på lång sikt, att investeringar i ny kärnkraft inte är lönsamma givet de kostnadsantaganden vi gör här (omkring 50-55 öre/kWh).⁶

⁶ En diskussion kring vilken effekt de olika energi- och klimatpolitiska målen skulle kunna få på investeringsviljan för ny kärnkraft i Norden, och vilka konsekvenser detta skulle kunna få för den nordiska kraftproduktionen, förs i till exempel IEA/Nordisk Energy Research 2013, "Nordic Energy Technology Perspectives – Pathways to a carbon neutral energy future", ISBN: 978-82-92874-24-0, sidorna 74-75.

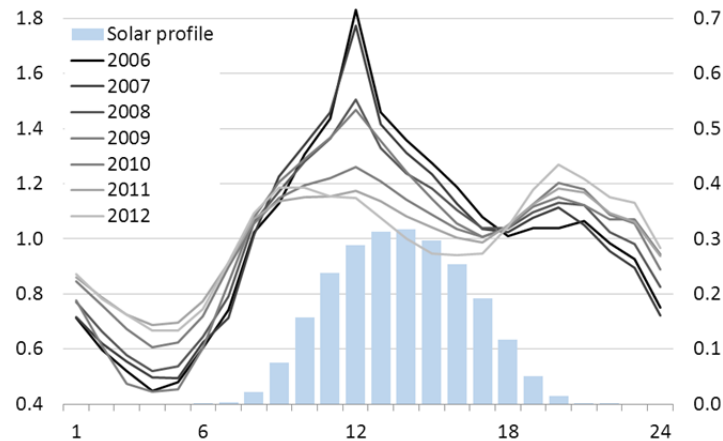


Figur 4 Modellberäknad marginalkostnad för elproduktion i Tyskland under ett 48-timmars lastavsnitt (vintertid) med 100 TWh vindkraft på årsbasis (grön linje, "Germany, ref") respektive 50 TWh vindkraft (blå linje, "Germany, -50% wind"). Källa: EPOD-beräkningar, Pathwaysprojektet 2011

I Tyskland har man dessutom kunnat observera ett annat elprisenomen de senaste åren. Det har att göra med den mycket stora expansionen av solelsproduktion (se Figur 5). Det handlar om att solelen tydligt har jämnat ut prisdifferensen mellan dygnets låglastsegment, typiskt nattetid, och dygnets höglastsegment, typiskt mitt på dagen. Detta är en följd av att tidpunkten under dygnet då solcellerna producerar som mest sammanfaller med dygnets höglastperiod. Under de år då omkring 30 GW solceller byggts ut i Tyskland har råkraftpriserna mellan kl 08 och kl 18 fallit relativt priserna under natten. Då prisnivån mitt på dagen under sommaren tidigare låg omkring 80% högre än dygnets medelpris, ligger skillnaden idag endast på ca 15%. Detta är med andra ord en motsatt effekt till det som beskrevs i föregående avsnitt och som var kopplat till vindkraft och den ökande variabiliteten i elpris. Här har solelsproduktionen istället haft en utjämnande priseffekt över dygnet.



Figur 5 Installerad kapacitet och elproduktion för solceller i Tyskland (BMU 2012, "Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung")



Figur 6 Normerad prisstruktur på el medelvärdesbildad över sommardygnet mellan 2006 och 2012 i Tyskland.⁷ Staplarna visar motsvarande kapacitetsfaktor för solelsproduktionen i Tyskland (avläses mot den högra y-axeln).

Detta har fått vissa negativa konsekvenser för viljan att investera i konventionell spetslastproduktion, till exempel i gasturbiner. Lönsamheten för dessa styrs i mångt och mycket av prisdifferensen mellan höglast- och låglastavsnitten.⁸

Referenser

NEP 2010, "Towards a sustainable Nordic energy system", ISBN: 978-91-978585-8-8.

⁷ Hirth, Lion (2012): "The Market Value of Variable Renewables", Energy Economics (forthcoming). An earlier version is available as USAEE Working Paper 2110237.

⁸ Bizz Energy (2012), artikel om spetslastkraft i Tyskland, nr 04/12, sid 20-23.

Den tyska kärnkraftsavvecklingens effekter

- Komplettering till tidigare NEPP-rapport

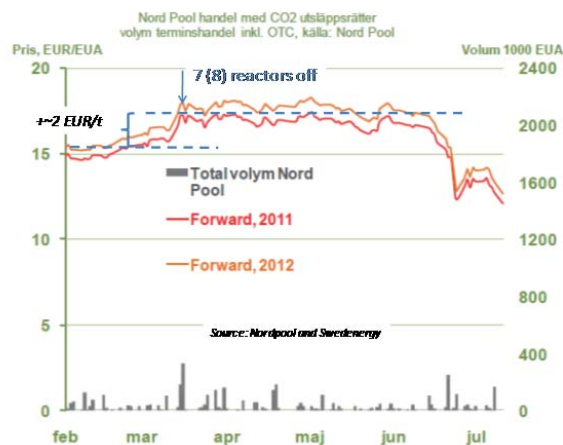
23

Som en direkt konsekvens av kärnkraftolyckan i japanska Fukushima tog den tyska regeringen i juni 2011 beslutet att avveckla landets kärnkraft till och med 2022. Åtta av de vid det tillfället 17 driftsatta reaktorerna stängdes för gott i mars som en omedelbar reaktion på olyckan i Japan. Dessa åtta reaktorer omfattar de sju äldsta reaktorerna (driftsatta före 1981) och en ytterligare anläggning som har varit tagen ur drift sedan 2009 (Krümmel som togs i drift för första gången 1983) med en sammanlagd effekt på ca 8,5 GW. Den sammanlagda effekten för de återstående nio reaktorerna är omkring 12 GW.

Det korta perspektivet – 7 reaktorer avstängda

Omedelbart efter avstängningen av de 7 första reaktorerna (8 om man räknar med den sedan tidigare avstängda reaktorn i Krümmel) i drift reagerade den europeiska CO₂-handeln genom att priset på de längre kontrakten på utsläppsrätter steg med omkring 2 EUR/t (Figur 1).

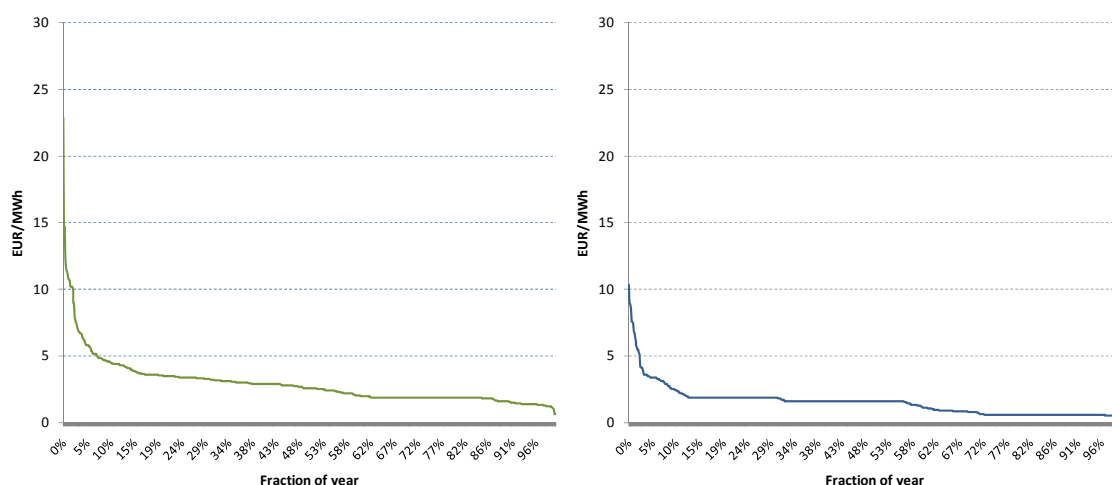
The short-term impact on the EU-ETS market



Figur 1. Den omedelbara påverkan på EU ETS av att 7 reaktorer togs ur drift i mars 2011 (Källa: Nordpool)

För mer information: Thomas Unger, Profu

Såväl modellberäkningar som marknadsdata indikerade att prispåslaget, till följd av den omedelbara stängningen av de 7 reaktorerna, på elmarknaderna låg på grovt räknat 5 EUR/MWh räknat på årsbasis. Resultaten från modellberäkningarna presenteras i Figur 2 där både konsekvenserna på den tyska marknaden och den nordiska (prisområde ”Danmark”) visas.¹ Här kan man se att prispåslaget understiger 5 EUR/MWh under nästan 90% av modellåret (som representerar ”2012”) i Tyskland. Under vissa korta tider på året kan dock påslaget bli betydligt högre. Denna priseffekt sprider sig till Tysklands grannländer då elmarknaderna är integrerade. Samtidigt sker en viss utspädning av effekten eftersom överföringskapaciteterna är begränsade. Under ca 90% av året understiger prispåslaget 3 EUR/MWh på den nordiska marknaden. Men även här kan påslaget nå betydligt högre under en kortare tidsrymd.

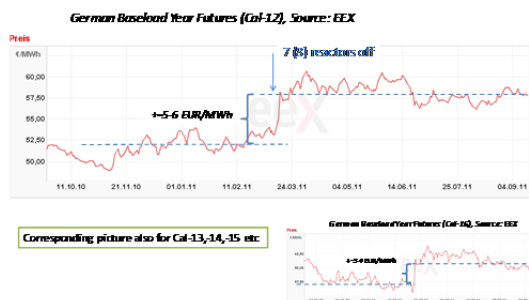


Figur 2 Modellberäkningar (EPOD) av prispåslaget på systempriset på el (i Tyskland till vänster och i Danmark till höger) under 2012 till följd av stängningen av 7 reaktorer i Tyskland.

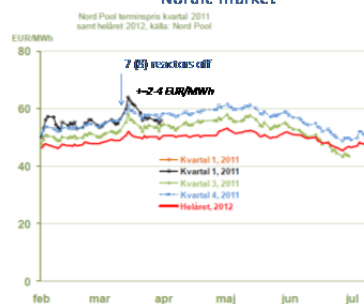
Modellberäkningarna bekräftas av elmarknaden där de tyska terminspriserna för leverans under 2012 tog ett plötsligt skutt uppåt med ca 5 EUR/MWh i samband med att reaktorerna stängdes ner (Figur). I Norden var motsvarande prispåslag lägre. De längre terminerna (2013 och senare) påverkades något mindre. En rimlig förklaring är att marknaden förväntar sig att systemet i ett något längre tidsperspektiv bättre hunnit anpassa sig till en kapacitetsminskningen som motsvarar de 7 reaktorerna.

¹ Modellberäkningarna utfördes under Pathwaysprojektets pågående andra etapp. Pathways är ett forskningsprojekt som drivs av Chalmers. Modellverktyget som användes för analysen är EPOD (European Power Dispatch) vilken har utvecklats gemensamt av Chalmers och Profu. Pathwaysprojektets pågående etapp finns beskriven på <http://www.energy-pathways.org/>. Pathwaysprojektets första etapp och EPOD-modellen finns beskrivna i Chalmers/AGS 2011, ”European Energy Pathways”, ISBN: 978-91-978585-1-9

Market indicators confirm short-term analyses - German market



Market indicators confirm short-term analyses - Nordic market



Figur 3 Prispåslaget på terminspriserna för leverans under 2012-2016 i samband med nedstängningen av de 7 första reaktorerna (Källa: EEX och Nordpool)

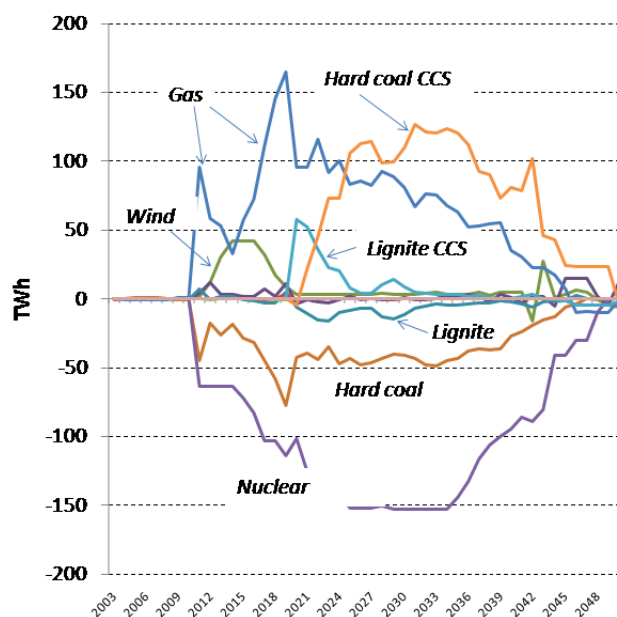
Det längre perspektivet – 17 reaktorer avstängda

De nio återstående reaktorerna skall enligt överenskommelsen ha stängts senast vid 2022 års utgång. För att belysa effekten av den slutliga utfasningen jämförs återigen två modellberäkningar, dels ett fall med en avveckling till och med 2022 enligt ovan och dels ett fall med en långsammare avveckling bestämd av bedömningar av de existerande reaktorernas återstående tekniska livslängder. Detta fall innebär att den tyska kärnkraften är helt avvecklad först fram mot 2045. I det senare fallet antas även att de sju redan idag avstängda reaktorerna är i drift.

Långsiktiga effekter - Förändringar i produktion

I Figur visas modellresultat för hur den totala europeiska kraftproduktionen förändras av den förtida kärnkraftavvecklingen i Tyskland. Resultaten är baserade på beräkningar med ELIN-modellen och omfattar hela EU-27 plus Norge.² Kraftslag vars bidrag är större än noll i Figur ökar sin produktion jämfört med referensfallet (där alltså kärnkraften också avvecklas men i betydligt långsammare takt, bestämt av antaganden om den återstående tekniska livslängden) medan kraftslag vars bidrag är mindre än noll minskar sitt bidrag jämfört med referensfallet. Förutom kärnkraft är det framförallt konventionell kolkraft som minskar sin produktion. Detta förklaras av ett tak för koldioxidutsläppen som är detsamma i bägge beräkningsfallen. Utsläppstaket, som är valt för att spegla EUs långsiktiga klimatambitioner, innebär att CO₂-utsläppen från elproduktionen i Europa måste minska med 85% till och med 2050. Detta leder till mycket höga marginalkostnader för CO₂-reduktion inom kraftproduktionen kring 2050, i storleksordningen 100 EUR/t CO₂. Eftersom CO₂-fri kärnkraft måste ersättas med annan kraft, förnybar och fossil kraft, framförallt gaskraft, för givet elbehov och givet utsläppstak, leder detta till att koldioxidintensiv elproduktion som till exempel kolkondens måste minska. I verkligheten kan dock utsläpps rättshandel med andra sektorer, till exempel industrin (som inte omfattas av modellverket) leda till att nettoutsläppen från europeisk kraftproduktion ökar som ett resultat av den förtida kärnkraftavvecklingen. Att nettoutsläppen inom hela EU ökar till följd av den förtida avvecklingen kan också ske om utsläppstaket blir mindre ambitiöst (vilket vi alltså inte antagit här). I ett längre tidsperspektiv, efter 2020, ersätts i modellberäkningarna en stor del av kärnkraften i Tyskland med CCS. Om CCS inte finns tillgängligt är det även på längre sikt en kombination av gaskraft och förnybar elproduktion som ersätter bortfallet av kärnkraft.

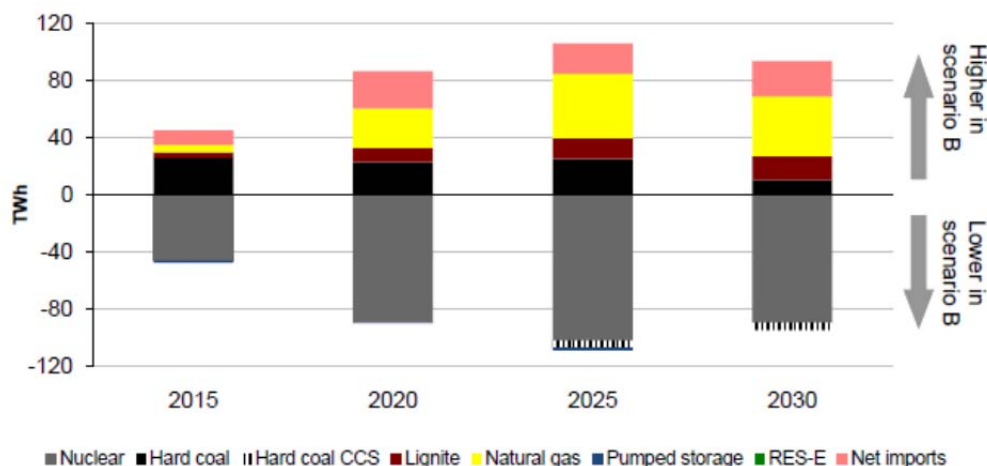
² ELIN-modellen är utvecklad på Chalmers inom det så kallade Pathwaysprojektet. För en närmare beskrivning av modellverket se Chalmers/AGS 2011, "Methods and models used in the project Pathways to sustainable European energy systems", ISBN: 978-91-978585-2-6.



Figur 4 Förändring av europeisk elproduktion till följd av den beslutade (förtida) avvecklingen av kärnkraften i Tyskland. Figuren redovisar differensen i elproduktion mellan ett beräkningsfall med en förtida kärnkraftavveckling i Tyskland och ett beräkningsfall där kärnkraften i Tyskland tillåts producera under hela dess tekniska livslängd, det vill säga 60 år. En positiv produktion i figuren betyder att kraftslagets produktion är större i det första beräkningsfallet än i det andra. Gas och förnybart är två exempel på kraftslag som ökar sin elproduktion i det fall där den tyska kärnkraften avvecklas i förtid. En negativ produktion i figuren (till exempel för kärnkraften) betyder därmed att produktionen är lägre i det första beräkningsfallet än i det andra. Mot slutet av beräkningsperioden är skillnaden för kärnkraft mellan de bägge beräkningsfallen noll. Detta betyder att kärnkraften är utfasad i bägge beräkningsfall (Källa: Chalmers, modellberäkningar med ELIN-modellen)

En något aktuellare studie från 2012 utförd av Institute of Energy Economics vid universitetet i Köln (EWI) har med en likartad modellansats utfört en motsvarande studie av den tyska kärnkraftavvecklingens effekter.³ I motsats till den ovan redovisade studien antar man i detta arbete att de idag avställda reaktorerna inte tas i drift i något av de bägge beräkningsfallen. Figur nedan visar resultatet från den studien avseende förändringar i den tyska kraftproduktionen. Man kan se att gaskraft får en viktig roll som ersättningskraft för kärnkraften. Även kolkraft och nettoimport är viktiga. I motsats till den föregående studien spelar CCS endast en marginell roll i denna studie. Detta kan delvis vara ett utslag för de försämrade utsikterna för CCS i Tyskland under det senaste året. Dessutom antar man här inte ett oförändrat tak för CO₂-utsläppen. Istället ansätts exogena priser på CO₂ där priset antas vara omkring 1-2 EUR/t högre i fallet med den förtida avvecklingen. Kring 2030 antas prisnivån ligga på ca 40 EUR/t.

³ EWI (2012) (Institute of Energy Economics at the University of Cologne), "German nuclear policy reconsidered – implications for the electricity market", EWI Working Paper, No 11/12



Figur 5 *Change in EU electricity generation due to the German nuclear phase out compared to the reference scenario applied in this work. (Källa: EWI, Köln)*

Begränsad påverkan på den långsiktiga marginalkostnaden för elproduktion och CO₂-reduktion

Trots att all kärnkraft i Tyskland avvecklas till och med 2022 i modellberäkningarna (med ELIN-modellen) blir den beräknade ökningen i långsiktig marginalkostnad för elproduktion relativt liten, typiskt omkring 3 EUR/MWh efter 2020. En förklaring till det relativt begränsade kostnadspåslaget är att CCS till viss del bestämmer den långsiktiga marginalkostnaden för ny kraftproduktion både i referensfallet och i fallet med den förtida kärnkraftavvecklingen, givet att tekniken finns kommersiellt tillgänglig efter 2020 och givet de kostnader vi här antar (omkring 40 EUR/t i CO₂-reduktionskostnad för ny kolkondens med CCS). Och eftersom marginalkostnaden inte nämnvärt förändras om mer CCS går in och ersätter kärnkraftbortfallet jämfört med referensfallet (viss påverkan finns dock till exempel genom att dyrare lagringsplaster måste tas i anspråk) så förklarar detta det begränsade kostnads-påslaget. Om CCS däremot inte finns kommersiellt tillgängligt så visar modellberäkningarna att det istället är gaskraft och förnybart som till stor del ersätter kärnkraftbortfallet. Eftersom utsläppsfri kärnkraft ersätts av nettoutsläpp från gaskraft leder detta till en ökning av priset på CO₂ för givet utsläppstak. Å andra sidan är gaskraft en relativt koldioxidmager teknik dels beroende på bränslet i sig och dels beroende på de höga verkningsgraderna. Och eftersom gaskraft i frånvaro av CCS är den teknik som i stor utsträckning bestämmer den långsiktiga marginalkostnaden för ny kraft så blir även i detta fall påslaget på marginalkostnaden för el relativt litet (i samma storleksordning som i föregående fall) Däremot blir påslaget på marginalkostnaden för CO₂ större, i snitt omkring 7 EUR/t mellan 2020 och 2030, jämfört med ca 1-3 EUR/t i fallet där CCS antas finnas tillgängligt. Att påslaget är så pass begränsat i det senare fallet kan förklaras med att en utsläppsfri teknik, kärnkraft, i stor utsträckning ersätta av en annan nästintill (90% avskiljningsgrad) utsläppsfri teknik, CCS.

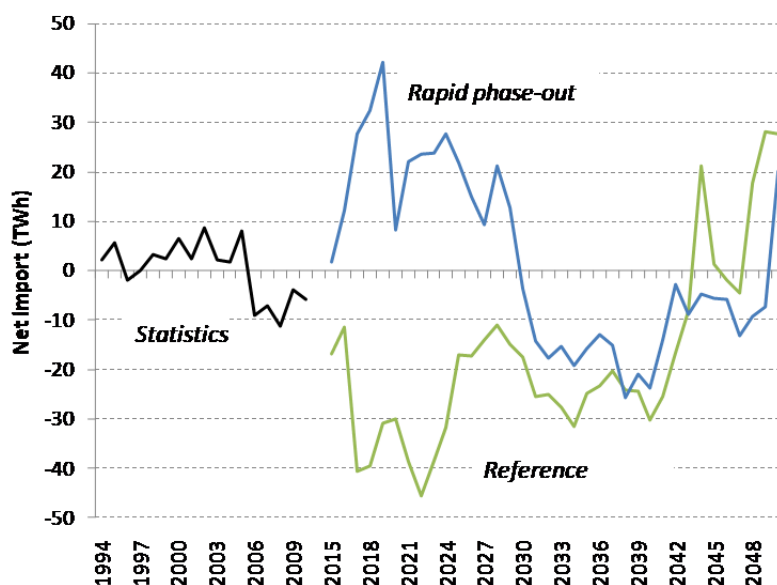
Andra bedömningar av elprisökningar (på råkraftmarknaden) till följd av den tyska förtida kärnkraftavvecklingen som kan nämnas i detta sammanhang är bland annat Bundesumweltamt (2011) som skattar ökningen till 6-8 EUR/MWh för el respektive 2-4 EUR/t för CO₂ medan R2B Energy consulting GmbH (2011) skattar ökningen till omkring 11-16 EUR/MWh el respektive 5-10 EUR/t CO₂. Bägge dessa studier antar dock en fullständig utfasning till och med 2017 vilket leder till en större ansträngning (och därmed kostnader) än det fastlagda slutåret 2022 vilket har använts som utgångspunkt i vår egen analys. Studien av EWI (2012), som även nämndes i föregående avsnitt, anger en elprisökning på ca 5 EUR/MWh kring 2015 respektive nästan 10 EUR/MWh kring 2030 till följd av avvecklingen.

Produktionsförmågan för de 17 i drift kvarvarande reaktorerna före Fukushima motsvarade omkring 150 TWh. Även om det kan låta som en stor siffra så utgör denna produktionsvolym mindre än 5% av den total europeiska elproduktionen. Med andra ord: sett i ett större europeiskt sammanhang och givet en väl integrerad europeisk marknad för el så är det inte orimligt att priseffekterna på den tyska elmarknaden blir relativt begränsade så som redovisats här.

Långsiktiga effekter - elhandeln med omvärlden

Till följd av den tyska kärnkraftavvecklingen så ökar det tyska importbehovet av el rejält.

Modellresultaten från ELIN-beräkningarna pekar till och med på att Tyskland helt ändrar roll från en nettoexportör i referensfallet till nettoimportör då kärnkraften avvecklas enligt regeringsbeslutet (Figur). 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 inhemsk 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)⁴



Figur 6 Den tyska nettoimporten med och utan den beslutade (förtida) kärnkraftavvecklingen baserad på ELIN-beräkningar (handeln med Schweiz ingår inte). Källa: Chalmers, beräkningar med ELIN-modellen.

⁴ Bundesnetzagentur 2011, "Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit – Aktualisierung", Maj 2011.

Challenges in the energy transition in industry and transport

24

In the NEPP project a new methodology has been developed for specifying and evaluating the challenges in the energy transition in different scenarios. In this methodology we have analysed:

- The EU's roadmap scenarios.
- The NEPP scenarios for the development of the Nordic electricity and energy systems.

In this chapter we describe how we have developed the methodology further and how we have performed sector wise analyses of:

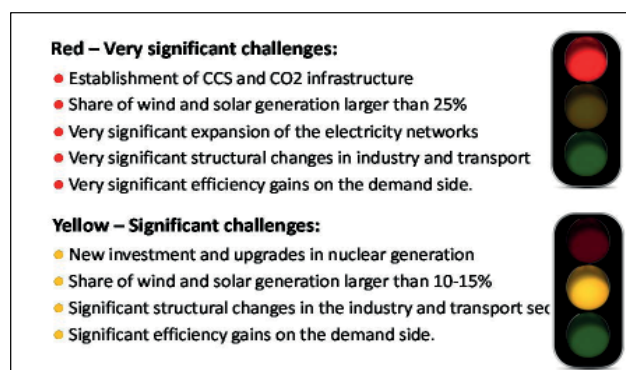
- Scenarios for the development of the Swedish industry.
- Roadmaps for the development of the transport sector in Sweden.

Before showing the sector wise result we will give a brief description of the methodology approach.

Methodology approach

The methodology is based on the scorecard principle, grouping the challenges in the energy transition into three different categories with colour codes: Red, Amber/Yellow and Green. This makes the results illustrative, easy to understand and easy to communicate. The colour coding is based on a summarised evaluation of each challenge.

The figure below shows some examples of how challenges can be scored using this methodology:



Examples of how challenges can be scored using the score-card methodology.

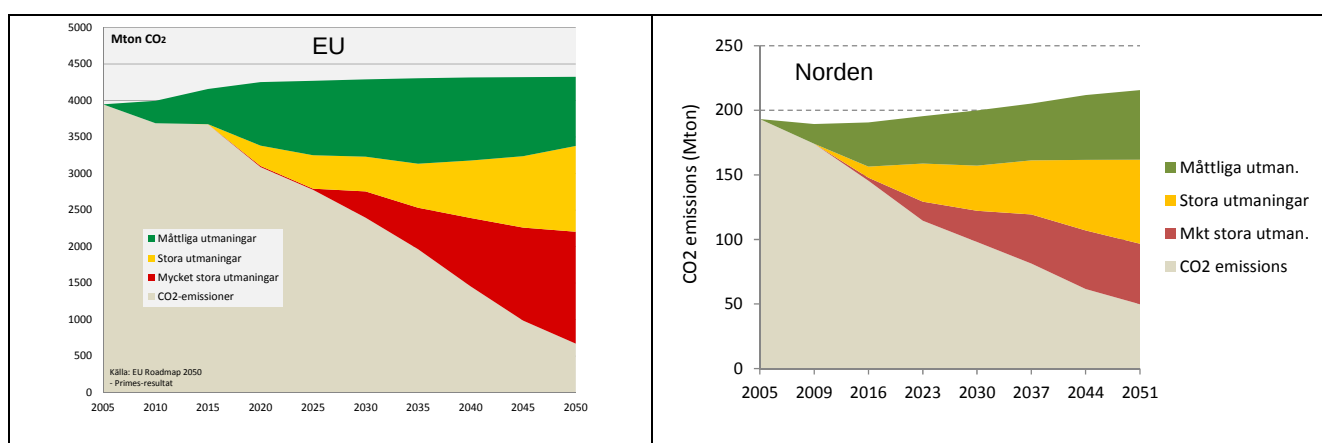
For further information: Bo Rydén, Profu

The challenges are of several different kinds, including:

- The acceptance of a rapid change: New technologies and new systems are needed, especially in the industry and the transport sector, but also on a large scale in the electricity system. Regulations, licensing, local acceptance etc. are all factors that are slowing down energy transition and the challenge to overcome them is huge.
- Reliability in supply and demand: Many scenarios are not including the reliability of supply e.g. in the electricity system. If these scenarios are realised, the probability of capacity shortage on the electricity market at times, will be high.
- And also: Future technology and infrastructure development, rigidities, changes in the market etc.

From our previous evaluation of the challenges in the scenarios for EU and the Nordic region several important conclusions can be drawn:

- The energy transition brings very huge challenges. So challenging that it can be argued that the possibility to fully succeed is limited.
- The challenges are approximately equal regardless which scenario is chosen, and the challenges in Sweden and the Nordic region are of the same magnitude as in EU as a whole.
- The challenges for the energy transition 2010-2050 are much higher than the transition of the energy system accomplished in Sweden 1970-2010.



The challenges in the energy transitions are great. This figure shows the challenges associated with a reduction of CO₂ in two scenarios with a large proportion of renewable energy. To the left a scenario for The EU from the Energy Road Map. To the right our own analysis of emission reduction in the Nordic region. The challenges are evaluated using our NEPP scorecard method. Figure in Swedish.

Methodology development

In the first version of our scorecard the evaluation of the magnitude of the challenges was done on a summarised level. The industry as well as the transport sector was calculated on a sector level rather than on branch or vehicle types.

In the continued development of the methodology we have broken down the analysis of the industry and the transport sector and evaluated the challenges per industry branch and type of vehicle. Initially this has been done for Sweden, for which our availability of data is best.

The analysis and results have been quality assured in close collaboration with experts from each industry branch and from each expert area in the transport sector.

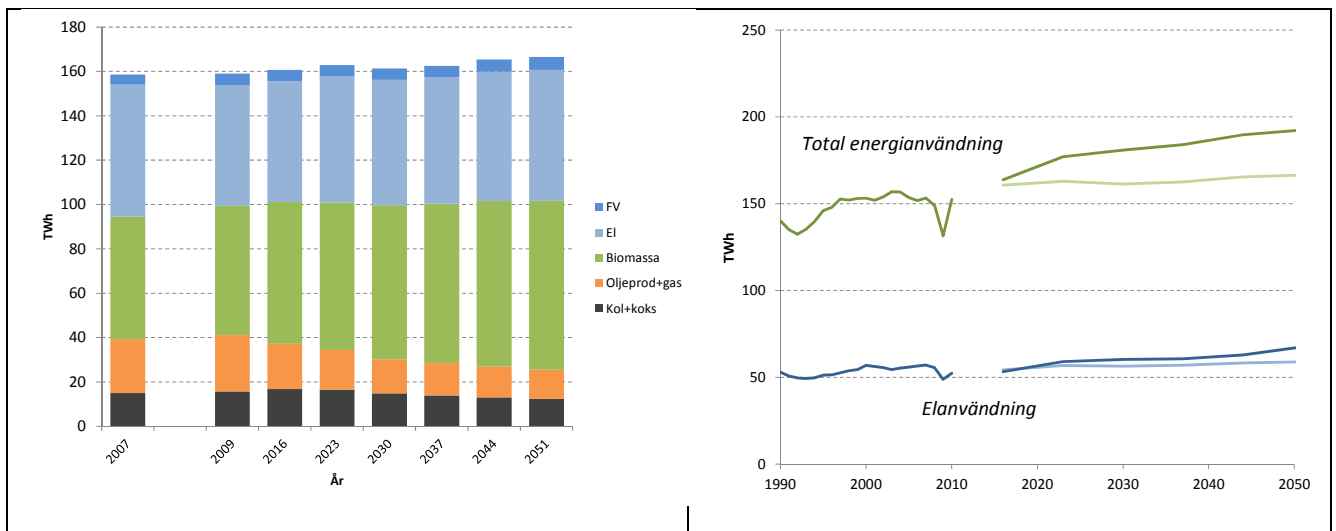
The challenges for Swedish industry

In an extensive analysis we have quantified the challenges for carbon dioxide reduction in Swedish industry, branch by branch. We have used and evaluated reports and data from national as well as international researchers and experts. In the evaluation we also have had a dialogue with Swedish industry and their experts.

The analysis of the challenges are presented below.

The future development in the industry as a whole

The industry's total energy consumption has stayed relatively stable since the 70s, except for periods of recession. The total value added in the industry has grown by approximately 200 % in the same period. The fuel mix in the industry has changed since the 70s but recent years these changes have been moderate. The major part of the industry's use of energy can be found in: pulp and paper industry (App. 50 %), iron and steel industry including mining (App. 20 %), chemical industry (App. 5-7 %), and engineering (Fully 5 %).



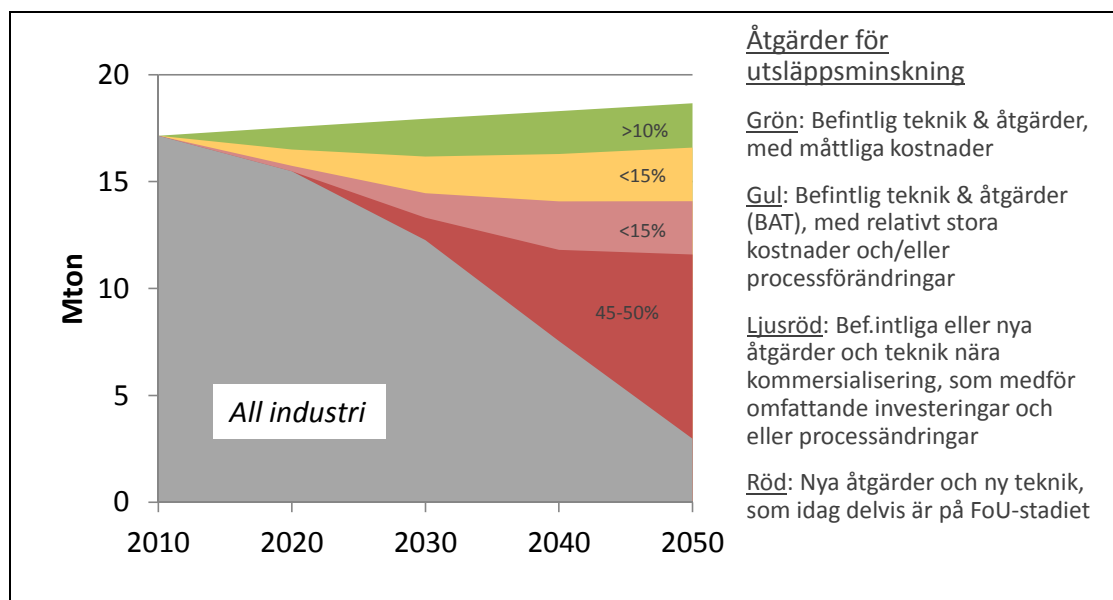
Total energy use in the industry in our transition scenarios (Left figure). The figure to the right illustrates the development in our transition scenarios (Pale lines) compared to an assumed “business as usual” development (Dark lines). Figure in Swedish.

Electricity and biomass constitutes the major part of the industry's energy use (App. 35 % each). The biofuel use is dominated by the forest industry (The pulp and paper industry together with the timber industry) and the use of carbon based fuel takes place mainly in the iron and steel industry but also to some extent in mining and in the cement and lime industry. The development of these fuels is as a result tightly connected to the assumed development of the production in each branch respectively.

Evaluation of the challenges in the transition

The scenarios aiming at an almost fully renewable energy system include extraordinary expectations on the transition in the industry. Structural changes and totally new technologies are in these scenarios expected to be in place well in time for 2050.

In the scenarios we have analysed, the transition in the industry is much more moderate, even with a clear direction towards a reduced climate impact. Below is the total picture of challenges in Swedish industry, evaluated using our scorecard methodology.



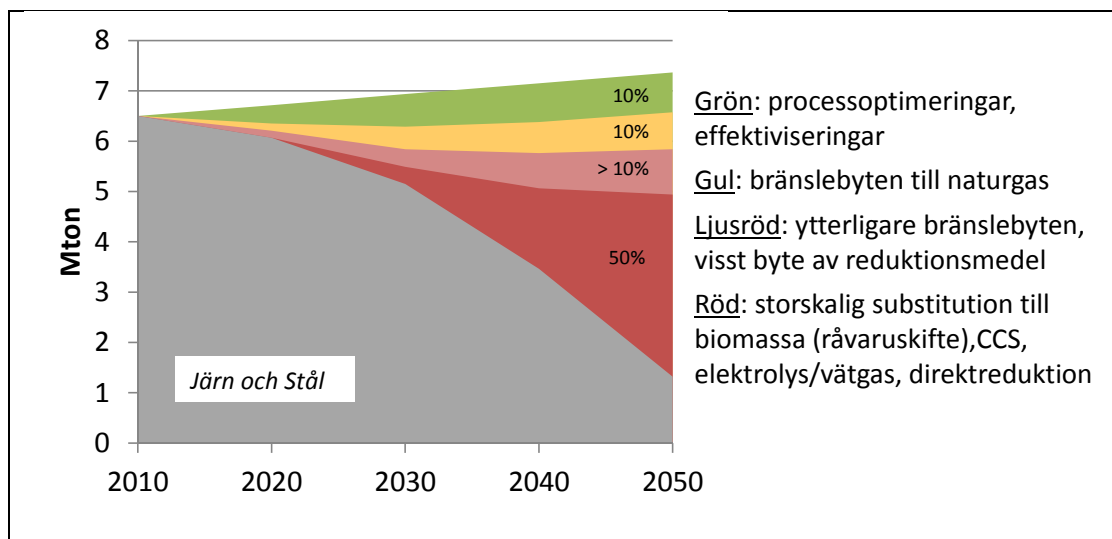
The challenges in the reduction of carbon dioxide emissions in Swedish industry as a whole. The challenges have been evaluated using our scorecard methodology. Figure in Swedish.

Evaluation of the challenges branch by branch

The branch by branch analysis, which also of course adds up to the total picture for the industry, shows similarities as well as differences between the branches.

Iron and steel industry

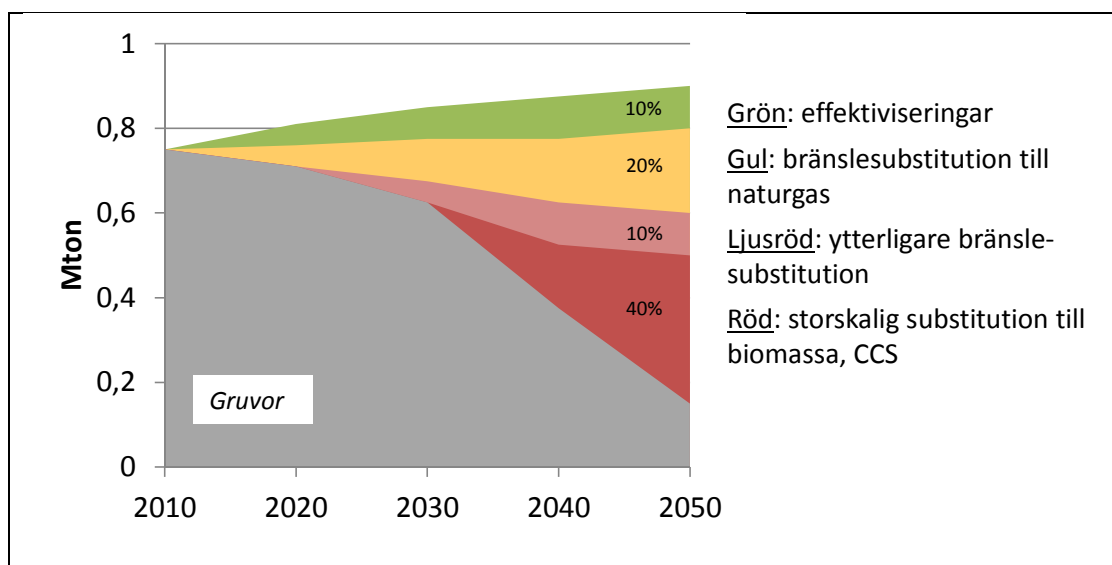
The possibility for substitution in the carbon based iron and steel industry is considered to be low by the Swedish Energy Agency and others in their long term prognoses. A substantial reduction of carbon dioxide emissions is therefore a very huge challenge for the iron and steel industry. By far-reaching process optimisation, streamlining, fuel substitution and change of reducing agents, emissions can be reduced by up to a quarter. This reduction is already a massive challenge (From the top down to and including parts of the light red area in the figure below). The remaining reduction in emissions must be considered as a very significant challenge (The red area in the figure). It requires that new and untried technologies become available, e.g. CCS, electrolysis/hydrogen, direct reduction and a large scale substitution of raw material.



The challenges for the reduction of carbon dioxide emissions in Swedish iron and steel industry. The challenges have been evaluated using the project's scorecard methodology. Figure in Swedish.

Mining

The energy use in the mining industry increases in the transition scenarios. Partly due to a strong economic growth, partly due to that historically large investments are put into operation, or are decided to be implemented in the period (according to e.g. the long term prognosis).

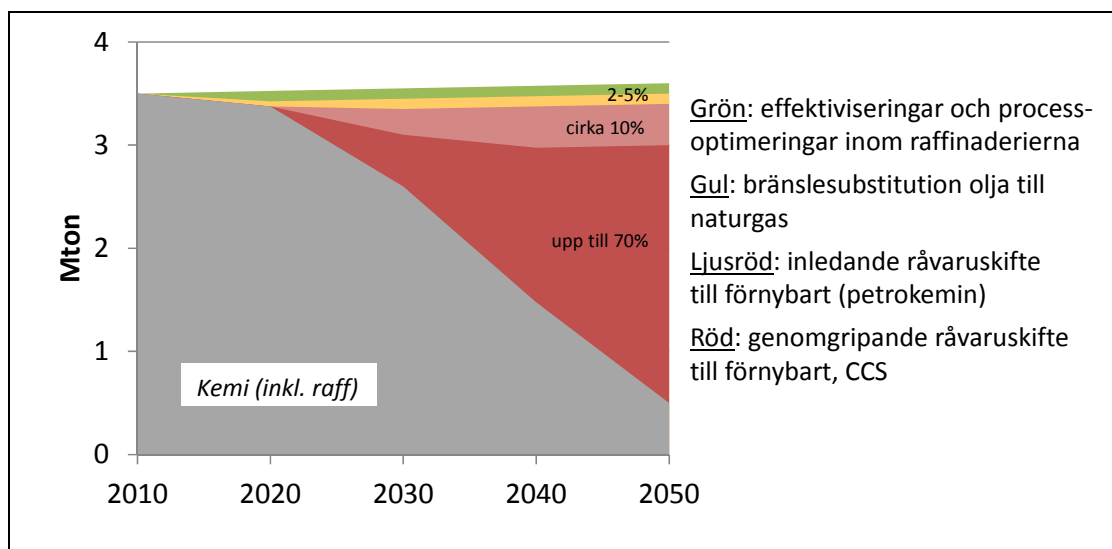


The challenges for reduction of carbon dioxide emissions in Swedish mining industry. The challenges have been evaluated using the project's scorecard methodology. Figure in Swedish.

The chemical industry

The challenges for the chemical industry are even larger than those for the iron and steel industry, and the mining industry (See the figure below). Streamlining and process optimisation is estimated to yield only a few per cents carbon dioxide reduction. To reach further a change in raw material is needed,

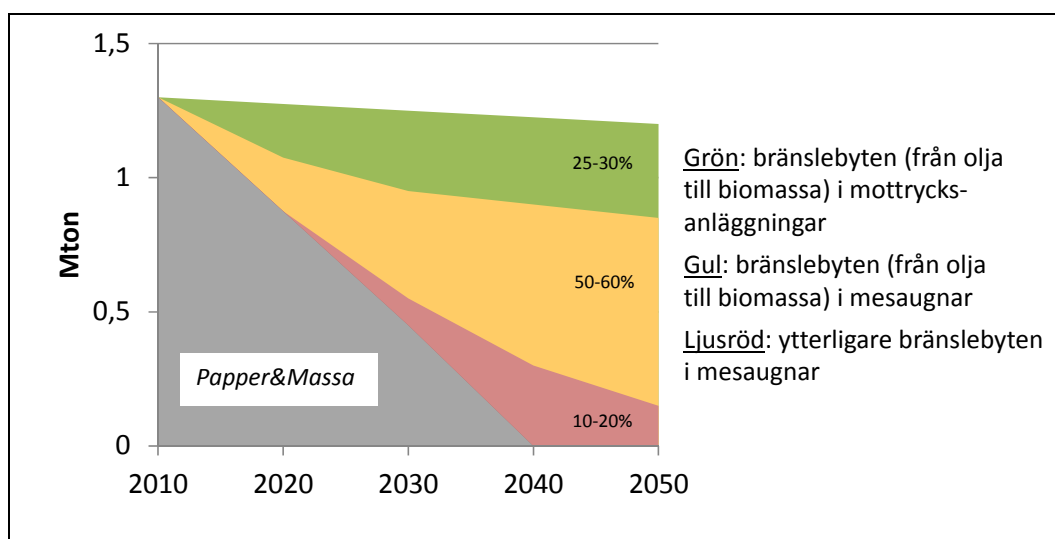
from petroleum to renewables, e.g. biomass from forestry and agriculture or waste from industry and households. The challenge in such a shift in raw material must be regarded as very huge.



The challenges for reduction of carbon dioxide emissions in Swedish chemical industry. The challenges have been evaluated using the project's scorecard methodology. Figure in Swedish.

Pulp and paper industry

Pulp and paper industry, which is using the most energy of the industry branches, represents approximately 40 % of the industry's electricity and 80 % of the biofuel use. The use of fossil fuels (mainly oil is used) is low, so the emission of carbon dioxide is accordingly low. Changing from oil to biofuels can reduce the emissions, and the challenge to do so is not as significant as for the chemical or the iron and steel industry.



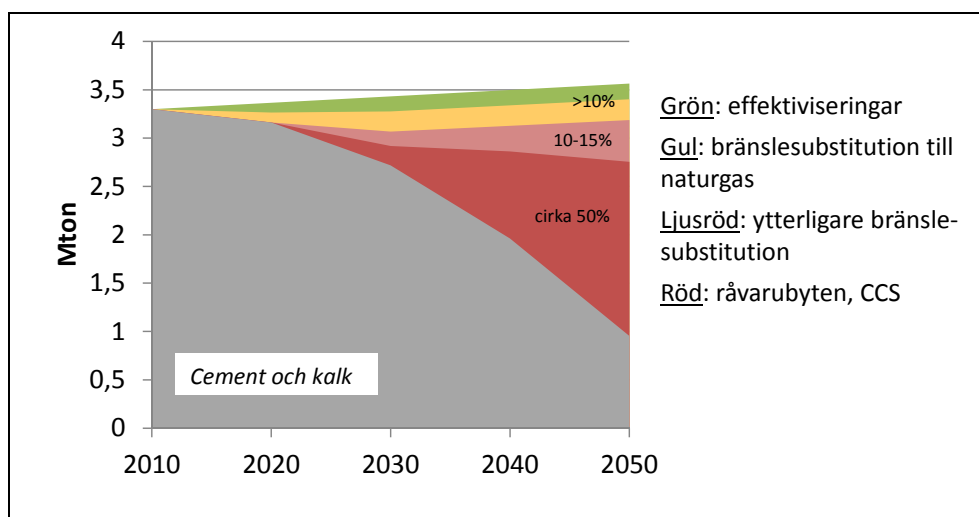
The challenges for reduction of carbon dioxide emissions in Swedish pulp and paper industry. The challenges have been evaluated using the project's scorecard methodology. Figure in Swedish.

In the model scenarios the use of energy in the pulp and paper industry will increase, but still our picture shows a decreasing emission curve for this baseline scenario (An assumed “business as usual” development). This is consistent with estimations done by the branch itself about ongoing and planned actions.

The development in the model scenarios, with an increasing energy use, is based on an assumption in the Swedish Energy Agency’s long term prognosis of 2010 about a continued relatively good economic growth and a certain degree of structural changes in the branch. Several investments are made in some mills, while others are closed down. The total production capacity is increasing and the energy use per produced unit is estimated to decrease, which, together with the closures, moderates the increase in energy use. The proportion of chemical pulp is supposed to increase while the proportion of mechanical pulp is decreasing, which also contributes to a change of the proportion of biofuel use to electricity use.

Other industries

Cement and lime industry: Current emission equals a bit more than three Mtonne). The challenges for carbon dioxide reduction is similar to those of the chemical and the mining industries seen above.



The challenges for reduction of carbon dioxide emissions in Swedish cement and lime industry. The challenges have been evaluated using the project’s scorecard methodology. Figure in Swedish.

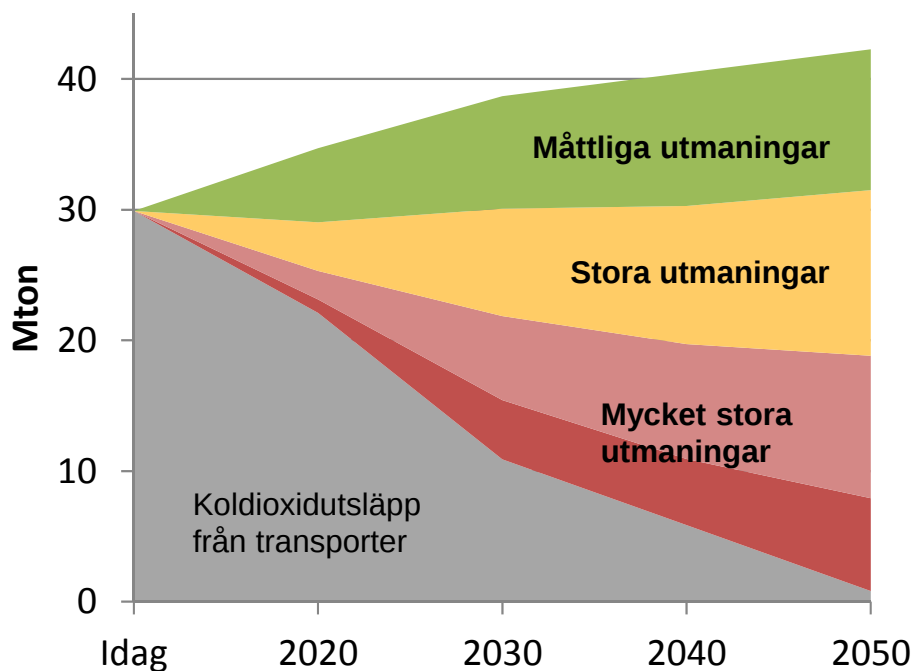
Metal industry: Current emission is App. 0.5 Mtonne. The challenges for carbon dioxide reduction is similar to those of the iron and steel industry seen above.

Other industry branches like the construction industry and the engineering industry have challenges for carbon dioxide reduction that are characterised by the same challenges as those we have grouped in the transport sector and in the electricity and heating sector in our NEPP scenarios. For that reason they are not showed separately here.

Evaluation of the challenges in domestic transport in Sweden including working machines

In a very broad collaboration with app. forty organisations, Profu, Elforsk and Svensk Energi have developed a road map for a fossil fuel independent transport system in Sweden by 2030. A comprehensive research and analysis work has been carried through with the aim to show what measures, choices, decisions and means of control that are needed for the transition.

This effort has also resulted in a wide-ranging and detailed foundation for the evaluation of the challenges in the transformation of the transport system, up to 2030 as well as up to 2050. National as well as international researchers' and experts' reports have been utilised and evaluated. In the figure below the mapping of the challenges is shown.



The challenges for reduction of carbon dioxide emissions in the transport sector, using our scorecard methodology. Figure in Swedish.

The figure shows the magnitude of the challenges in the transition. Green meaning lowest and red meaning highest.

Moderate challenges - Green: Existing technology with low costs. No significant behavioural changes.

Significant challenges - Yellow: Existing technology with relatively high costs and major changes in fuel usage. Moderate behavioural changes.

Very significant challenges - Light red: The best technology is used at high costs and very large changes in fuel usage. Major behavioural changes.

Very significant challenges - Red: Novel measures and technologies that today are in the R&D phase.

A more detailed description

The above figure shows the magnitude of the challenges in the transition. A guide to the colour codes can be found below.

Green

Primarily vehicle optimisation inherent in the development driven by spontaneous improvements and the current means of control. Change of fuels to the biofuels that are most inexpensive and uncomplicated, biogas from waste and moderate introduction of liquid biofuel. Introduction of electric cars as described in the Swedish Energy Agency's long term prognosis. No major impact from reductions of transportation requirements or transfer.

Yellow

Vehicle optimisation reaches half way between what current means of control gives and best technology. Change of fuels consists of, in addition to what is included in "Green", the remaining part of first generation biofuel, biodiesel and half the potential of biogas from crops. The introduction of electric cars amounts to 400 000 vehicles by 2030. Included is half the potential for route planning, increased utilisation of road pricing and 1/3 of the potential for transition from private cars to public transportation / bicycling and from trucks to railroads.

Light red

Vehicle optimisation utilising the best of current technology. Substitution of fuels, including everything except half the potential for second generation biofuel. An introduction of electric cars amounting to 20 % of the fleet by 2030 (App. 30 % by 2050). The remaining part of route planning and e-business.

Red

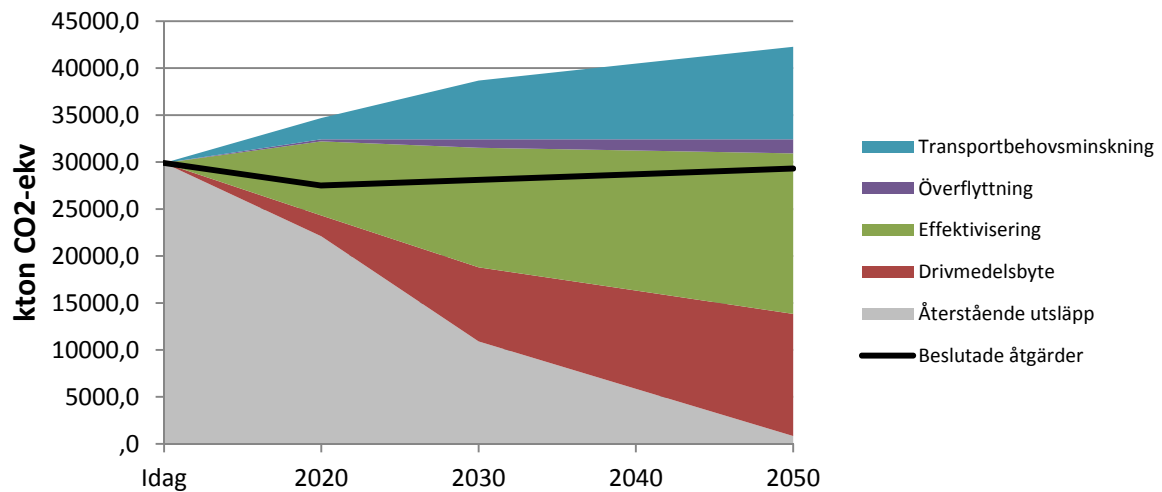
Vehicle optimisation beyond the reasonably priced technology known today. The full potential for domestic biofuels (31 TWh/year) and an introduction of electric cars exceeding 20 % by 2030 (and a faster growth than usually assumed). Substantial impact from city planning and car pools as alternatives to private cars and full potential for route planning. Electricity must become CO₂ neutral to achieve these goals, which is a significant challenge in itself.

2030-adjustment

In the "colour coding" we have not fully accounted for our dependency on the world around us. Therefore we have made some changes from green to yellow, yellow to light red and light red to red. One reason is that the vehicle development we have assumed hardly will take place if the EU's targets are significantly more moderate than Sweden's. Cars won't be developed for Sweden solely. Furthermore, there is a very short time to 2030. We have considered this in our evaluation, but still we have probably been too optimistic. Hence we make a slight adjustment with the same direction as for the surrounding world dependency.

The roadmap – with the relative size of the different actions presented

The figure below shows the roadmap for a fossil fuel independent transport system in Sweden by 2030. For the period after 2030 we have made a simple extrapolation up to 2050, with the goal that we by then should have a close to CO₂ neutral transport sector. (Provided that electricity by then is considered as CO₂ neutral).



*Roadmap for a fossil fuel independent transport system in Sweden – the share of different actions.
Figure in Swedish.*

Method and model package

25

The research conducted within the research team has further refined and developed analysis tools in order to handle the research questions that have been defined. The analysis of the pathways to sustainability for the European electricity system continues and is being extended. The models and databases used in previous phases (e.g. the Pathways 1 project) are further developed and new model approaches are also developed. With the new and developed models new results have been produced, with the aim to present an extended range of pathways to sustainable development. Furthermore, the scenario analysis has deepened and widened to cover more important aspects in the development of the European energy system.

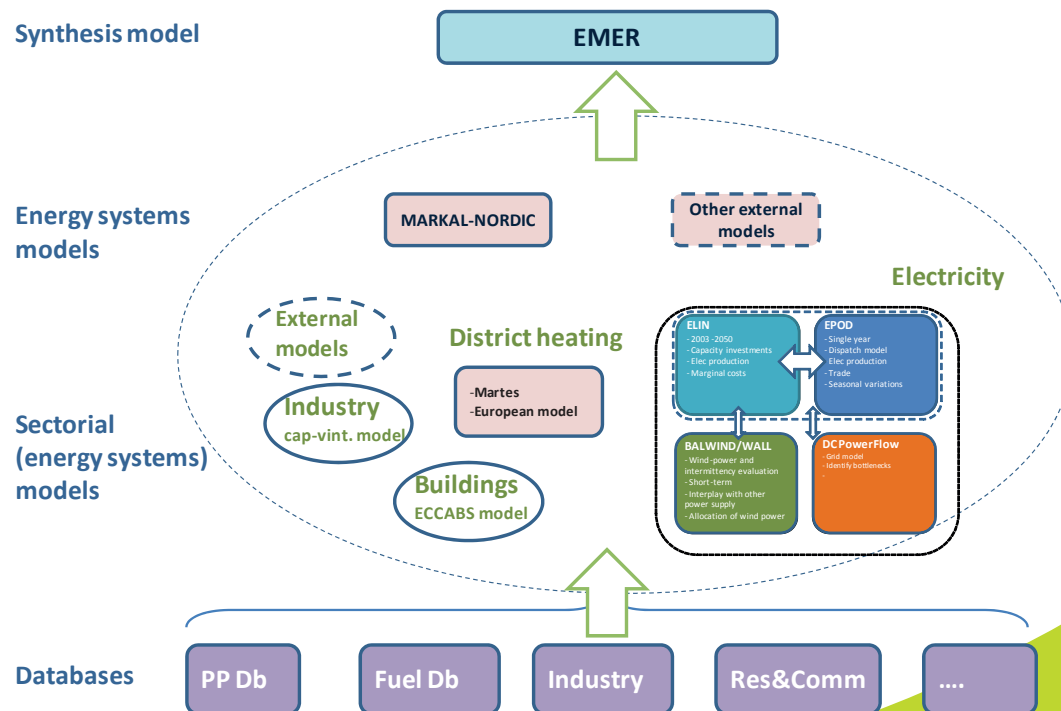


Figure 1. The project general package

For further information: Thomas Unger, Profu

The electricity-supply model package

As mentioned, the main modelling effort of this phase of the project is put into electricity-supply modelling. The two main model approaches in this sector are ELIN and EPOD (Figure 2). The ELIN model is a long-term dynamic optimization model which describes the present generation system derived from the Chalmers power plant database and an extensive basket of new technologies which are to meet the changes in future demand as existing capacity comes of age or becomes unprofitable. The short-term dispatch model EPOD analyses in detail a specific year based on the capacity (existing and new) obtained in a preceding ELIN model run. The dispatch analysis may be conducted weekly, diurnal or hourly. Findings from the EPOD analyses concerning the feasibility and efficiency of the system are fed back into ELIN in order to improve the design of that model. Included in the ELIN/EPOD package is a regionalization, i.e. Member States are further divided into intra-national regions defined by major transmission bottlenecks. Thereby, intra-national as well as international grid issues may be handled.

Furthermore, detailed mappings of wind and solar resources are linked to the electricity-supply model package. These research activities yield production profiles (Figure 3), potential estimates and covariance of wind and PV electricity generation depending on geographic allocations. The hourly production profiles are key inputs to the EPOD model.

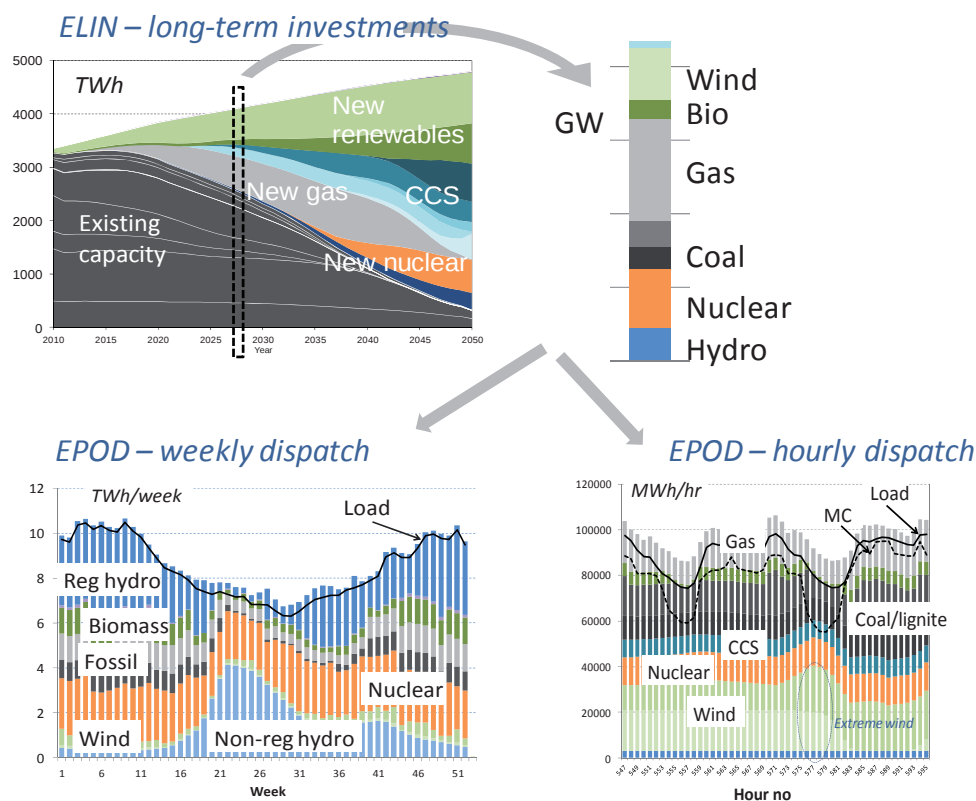


Figure 2. The ELIN-EPOD link within the electricity-supply system model package

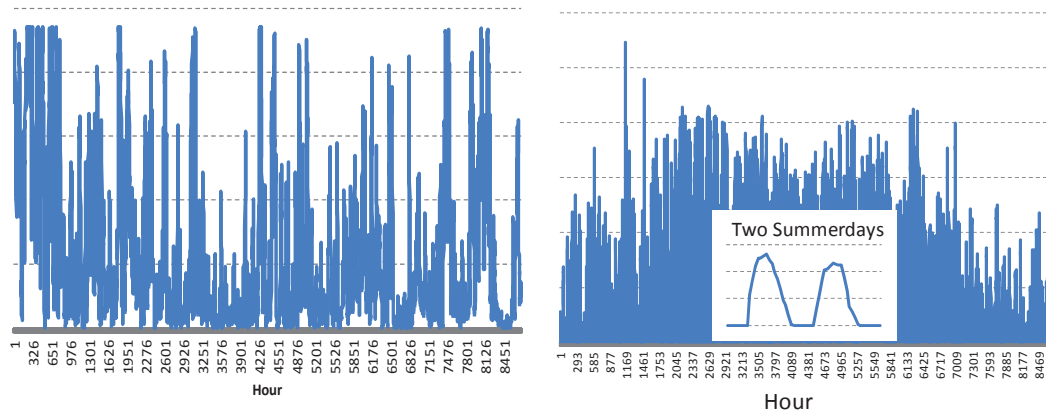


Figure 3. Detailed wind (left) and PV (right) power production profiles in a specific region derived from research within the Pathways project (the profile for two summer days is shown in order to increase “visibility” of the PV power profile)

Including wind power into the electricity-supply model package

Based on highly detailed wind-availability data (single spatial cells of 200-700 km² covering the entire E-27) regional wind-production profiles have been generated and integrated into the electricity-supply system package. Furthermore, possible allocations of wind power across Europe are evaluated within a separate model framework. The importance of allocation may be recognized in an energy systems model. The benefits of such an approach to test wind power allocations are, that the energy systems model captures at least some of the complexity of the energy system. The model may be cost minimizing, thus allowing for cost comparison between allocations. It may also be possible to analyze the effects on other units in the system. However, there are two major drawbacks to using such a model when comparing WP allocations. The first is that, because of the complexity of such models, it is hard to test very many allocations. The second is that the models are quite specific about what the surrounding energy system is like, which produces a WP allocation quite special for this system. This, in turn, may be the product of assumptions on parameters such as CO₂ prices, energy demand etc. All in all, the system where allocations are tested, is the product of a large number of parameters, which are all fixed by the modeler. The system model is also quite often the product of the “paradigm” of thermal electricity generation, and thus unfit for a more visionary energy system built on renewables. Here, on the other hand, a space of allocations are explored, and are thus not determined by the cost minimization of a specific system. The approach is to consider only the natural conditions for wind power and to formulate these as objectives in an optimization. These are also among those considered to be the most important system aspects of allocation. This work explores the possibilities and limitations of the allocation strategy when integrating wind and searches for allocations that are optimal within the framework of physical conditions. These may fit different energy systems and different stages on the way towards a fully renewable electricity production, but are likely to be suboptimal in any given, specified energy system, since they do not consider system specific traits.

Including solar power into the electricity-supply model package

This research investigates the economical optimal size of a PV-panel for a household for different conditions. The impact of load shifting, different pricing models for excess production and subsidies is investigated. The optimization is done through a mixed integer optimization model. A detailed model for PV output is used and extensive data for domestic electricity use in Sweden.

Demand-side modeling: buildings

The demand side is the driver of the energy system and efficient energy use in the building stock is a key issue in attempts to reach climate and energy goals in the EU. In developed regions, such as the EU, most buildings are already built, which means that the main challenge in the coming decades is to improve the existing building stock. To develop energy efficient strategies for building stocks, there is need for simplified methodologies and tools for assessing different options and selecting the best option. Thus, a methodology and a so-called bottom-up model, the ECCABS model, have been developed to assess energy saving measures (ESM) and CO₂ mitigation strategies in building stocks. The net energy demand is calculated for a number of buildings, representative for the building stock and the model also generates results in terms of delivered energy, associated CO₂ emissions, and the cost of implementing different ESM. The results are thereafter extended to an entire buildings stock in a country. The building stock modeling has been validated against the Swedish residential stock, for which the results of the modelling are in agreement with the statistical data. The different case studies indicate that the methodology and the ECCABS model, despite being developed for Sweden, are also applicable for other countries and conditions, and is, thus, suitable when analyzing energy efficient strategies for building stocks in an European context.

Demand-side modeling : industry

The analysis of energy use in European industry is, hitherto, concentrated on options to reduce CO₂ emissions. The industry together with the power sector currently account for almost half of the total GHG emissions in the EU. The objective of the work within the industrial sector is to provide a technology-based perspective on the feasibility of significant reductions in CO₂ emissions in the EU industrial sectors, with the emphasis on expected turnover in the capital stock of the existing infrastructure. Three industrial sectors are included: petroleum refining; iron and steel production; and cement manufacturing. The analysis is based on a thorough description and characterization of the current industry infrastructure and of the key mitigation technologies and measures in each sector. The analysis comprises investigations of how specific factors, such as the age structure of the capital stock, technology and fuel mix, and spatial distribution of the plant stock, contribute to facilitating or hindering the shift towards less-emission-intensive production processes. Thereby, a emission-reduction limit for existing capacity and technology is identified. Beyond that, in a longer time perspective, new technologies are available that further may reduce emissions from industry. Such an option is industrial CCS. The ongoing work discusses the potential contribution of CCS as a means to drastically reduce carbon dioxide emissions from carbon-intensive industries in the EU up to 2050. We assess how capital stock turnover influences the penetration rate of CCS and estimate the increases in the energy demand of the industries under different scenarios for the deployment of CO₂ capture. The analysis covers petroleum refining, iron and steel production and cement manufacturing in the EU-27 and Norway.

Realising a large scale CCS is challenging

26

The threat represented by the abundant resources of fossil fuels makes it crucial to develop CCS technologies. If CCS is not applied, it will be very difficult to get fossil-fuelled regions and countries to comply with stringent GHG reduction targets, i.e., to reach a global agreement on emission reductions. It will also be difficult for the EU to reach its climate goal for 2050 without the successful implementation of CCS. Yet, CCS is currently hampered by the slow-down in development of CCS technologies as a result of weak climate policy in EU and elsewhere and problems with public acceptance. Hence, we conclude that strong policy which imposes a sufficiently high cost of emitting CO₂ is needed to realize CCS.

The potential lay-out of CCS infrastructure in Europe, by combining techno-economic modelling of Europe's electricity sector (ELIN) with a detailed modelling and analysis of a CO₂ transport infrastructure has been studied. Two scenarios are studied: with and without onshore aquifer storage. The results of this work imply that uncertainties in timing for installation of capture equipment in combination with uncertainties related to accurate data on storage capacity and injectivity on reservoir level risk to seriously limit the build-up of large-scale pan-European CO₂ transportation networks. The study gives that transport cost will more than double if aquifer storage is restricted to offshore reservoirs. Thus, it is found that the total investments for the pan-European pipeline system is € 31 billion when storage in onshore aquifers is allowed and € 72 billion if aquifer storage is restricted to offshore reservoirs with corresponding specific cost of € 5.1 to € 12.2 per ton CO₂ transported. Chalmers work shows that cost are rising substantially also when the bulk system is developed further into a detailed network of collection and distribution pipelines with total investments for the German system alone reaching € 9.3 billion in the case of onshore storage. The introduction of a minimum injection period of 45 years in aquifers forces large volumes of CO₂ to be exported to France and Poland indicating that large-scale CCS in Europe will only be possible if substantial part of the CO₂ is stored offshore.

For further information: Jan Kjärstad and Filip Johnsson,
Chalmers University of Technology

Introduction

Techno-economic modeling of the power and heat sector in Europe (ELIN) yielding annually captured CO₂ by country and by fuel has been combined with a cost optimisation model for large-scale CO₂ pipeline transportation network in two scenarios up to 2050. In a second step the large-scale bulk CO₂ transportation network is developed into a detailed collection, transmission and distribution network, applying Chalmers databases of CO₂ sources and storage sites. Information on storage locations, storage capacity and injectivity has been applied as input to the network analysis. Thus, this study analyses the build-up of large-scale pan-European CO₂ transportation networks. The aim of the present work is to develop a methodology to introduce CCS over time utilising Chalmers databases of power plants and CO₂ storage sites in combination with modeling of the electricity generation system, i.e. to introduce capture plants and the ramp-up system requirements over time and thereby also identifying major challenges to large-scale pan-European CO₂ networks. Furthermore, this study analyses two cases; with and without onshore storage giving a first estimate of the economic implications of rejecting onshore storage on a country-by country level.

Methodology

Model results of the Policy scenarios from the ELIN model used as input for the CCS infrastructure optimization. One result from the modelling is the amount of installed CCS based electricity generation capacity and the captured volumes of CO₂ on an annual basis by fuel and by country from 2020 onwards (when CCS is assumed commercially available).

The CCS capacities and corresponding amounts of captured CO₂ as obtained from the modeling, are linked to the InfraCCS model, which is an optimisation model providing the bulk CO₂ transport network at European scale which gives the lowest cost for the period 2015-2050. Storage sites and their capacities used by InfraCCS are obtained from the EU GeoCapacity project, applying the 'conservative' set of estimates on storage capacities apart from in three countries; Germany, Italy and Poland where more recent data have been applied. The InfraCCS model optimises the timing of various investments in order to be able to accommodate the time-varying flows of CO₂ at the lowest possible cost.

The bulk pipeline system provided by InfraCCS is then used as input to an analysis of a detailed CO₂ collection and distribution network applying Chalmers databases of CO₂-sources and sinks. As mentioned above, modeling of the electricity sector gives annual CCS based capacity additions by country and fuel. Starting from the bulk network developed by InfraCCS and utilizing Chalmers databases of power plants and CO₂ storage sites, the pipeline system is being expanded to comprise collection and distribution systems. Each capture plant is assumed to have a capacity of 1 GW and to replace an existing plant based on age so that CCS based capacity and CO₂-volume by fuel for each country and in each year correspond to the CCS based capacity and CO₂-volume provided by ELIN modelling results. This method yields the spatial distribution of capture plants over time. However, all pipeline segments in the expanded network have been sized with regard to peak flow through that particular segment.

Chalmers CO₂ storage database contains reservoir specific information on some 1,800 aquifers, gas and oil fields in Europe. Storage capacity on individual reservoir level has been adjusted in order to correspond to the conservative capacity provided by the GeoCapacity project apart from, as mentioned above, in Germany, Italy and Poland. We assume a minimum time of 45 years required to fill up any reservoir, which is in line with other research. Furthermore, only reservoirs with a minimum storage capacity of 10 Mt has been considered while maximum well injection capacity has been set to 1 Mt per year, the latter determining the number of dedicated injection pipelines. In the CO₂ infrastructure analysis of this work only cost for transport of CO₂ has been calculated, no cost for storage is included apart from the cost of dedicated injection pipelines.

Investment cost for pipelines have been calculated applying the CO₂ pipeline cost equation presented by IEA. All investments have been annuitized with 20 years depreciation time and a discount rate of 8%. Operational cost of pipelines have been set to 3% of total investments while operational cost for pumps have been assumed to 5% of investments plus cost of electricity which was taken from the ELIN modeling; € 0.056/kWh representing the average electricity price over the period studied. All costs have been converted to € 2011 based on average annual exchange rate for Euros versus US dollar as provided by the European Central Bank and IHS UCCI (Upstream Capital Cost Index). Annual cost 2020 to 2050 have thereafter been summarised and divided by the cumulative amount of CO₂ that has been transported over the same period to derive specific cost per ton.

Since there are large uncertainties with respect to public concerns for onshore storage in saline aquifers, two different scenarios have been analysed. The first case assumes that all storage sites in the EU GeoCapacity project are available. The second assumes that onshore saline aquifers are not available.

Results

Figure 1 shows the aggregated generation by fuel between 2005 and 2050 (Figure 1a) and the corresponding annual volumes of CO₂ being emitted and captured (Figure 1b) as obtained from the ELIN model. Figure 1a implies a significant contribution from renewable sources and, due to the effect of demand management and measures to raise efficiency there is a relatively modest increase in demand. The grey areas in Figure 1a refer to the existing system being phased out over time (as a result of that the plants have reached their assumed technical life time or become too costly to operate due to the endogenous increase in CO₂ penalty).

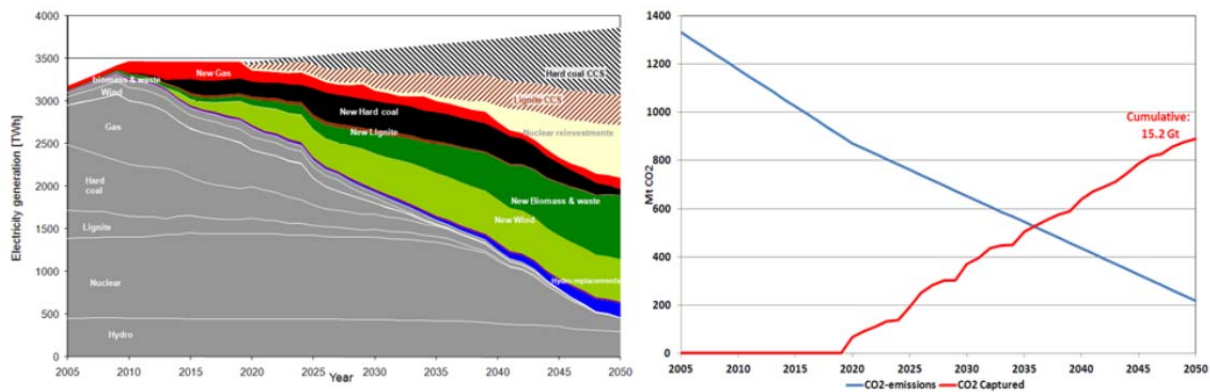


Figure 1. Generation by fuel/technology 2005-50 as modelled by ELIN (left) for a CO₂ emission reduction of 85% until year 2050. The grey areas show generation from existing plants being phased out over time. Corresponding amount of CO₂ emitted (blue) and captured (red) 2005-2050 (right).

According to model results, CCS starts up in 2020 at relatively modest levels, after which captured volumes of CO₂ increases rapidly to reach almost 900 Mt per year in 2050 and cumulatively, some 15.2 Gt CO₂ is transported over the period. Italy, Germany and Hungary account for the largest volumes of CO₂ being transported over the period; 4.1, 3.5 and 2.0 Gt respectively.

In the case when storage in onshore aquifers is allowed, the total European system comprises 19,100 km of pipelines including 1,000 km offshore segments. Total investments reach € 31.4 billion with corresponding system specific cost amounting to € 5.1 per ton. Specific cost on national levels ranges from € 0.7 to 12.4 per ton. As an example; for Italy, it has been assumed a total storage capacity of

7.5 Gt [10] which gives an annual injection capacity corresponding to 167 Mt. However, according to model results, Italy exceeds their domestic injection capacity in 2040 leading to export of some 570 Mt to reservoirs in Poland yielding a marginal specific cost of € 24.0/ton.

Almost 2 Gt are injected on aggregate between 2020 and 2050 into three aquifers in the Paris basin; Buntsandstein, Lias and Dogger with annual injection peaking in 2050 at 169 Mt. This is close to the maximum injection capacity assuming a minimum injection period of 45 years (176 Mt per year).

Large amounts of CO₂ are also injected into aquifers in Poland, some 3.2 Gt in aggregate by 2050 but still well below the estimated maximum annual injection capacity of almost 390 Mt assuming a total storage capacity of 17.5 Gt. Figure 2 shows the final European transport system in 2050 for the scenario allowing storage in onshore aquifers.

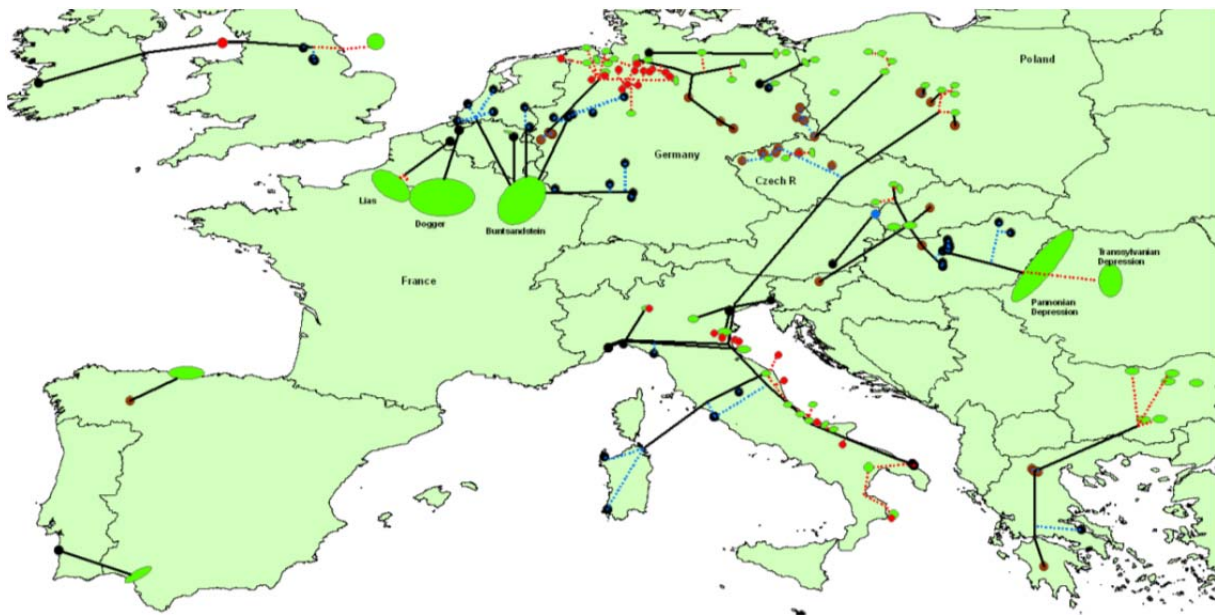


Figure 2. Final transport system in 2050 in the case where onshore aquifer storage is allowed. Blue lines indicate collection pipelines, black lines bulk pipelines, red lines distribution pipelines while gas, oil fields and aquifers are shown in red, blue and green respectively. Black circles denote coal plants while brown circles denote lignite plants.

In the case where storage in aquifers is restricted to offshore reservoirs, total pipeline length increases to 28,100 km including 6,200 km offshore pipelines, mostly in the North Sea. Total investments more than doubles to € 72.3 billion while corresponding specific cost reach € 12.2 per ton. Specific cost on national levels ranges from € 3.1 to 30.3 per ton. Italy, Germany and Hungary, all having large part of their storage capacity in onshore aquifers, are then forced to export large volumes of CO₂ to the North Sea; 1.0 Gt from Italy (plus 1.2 Gt to France and Spain), 2.1 Gt from Germany (of which 700 Mt in German aquifers in the North Sea) and 1.8 Gt from Hungary. It should also be noted that while this study analyses cost for transport only, cost for storage is also likely to increase markedly if large volumes have to be stored offshore. Figure 3 shows the European transport system in 2050 when aquifer storage is restricted to offshore reservoirs.

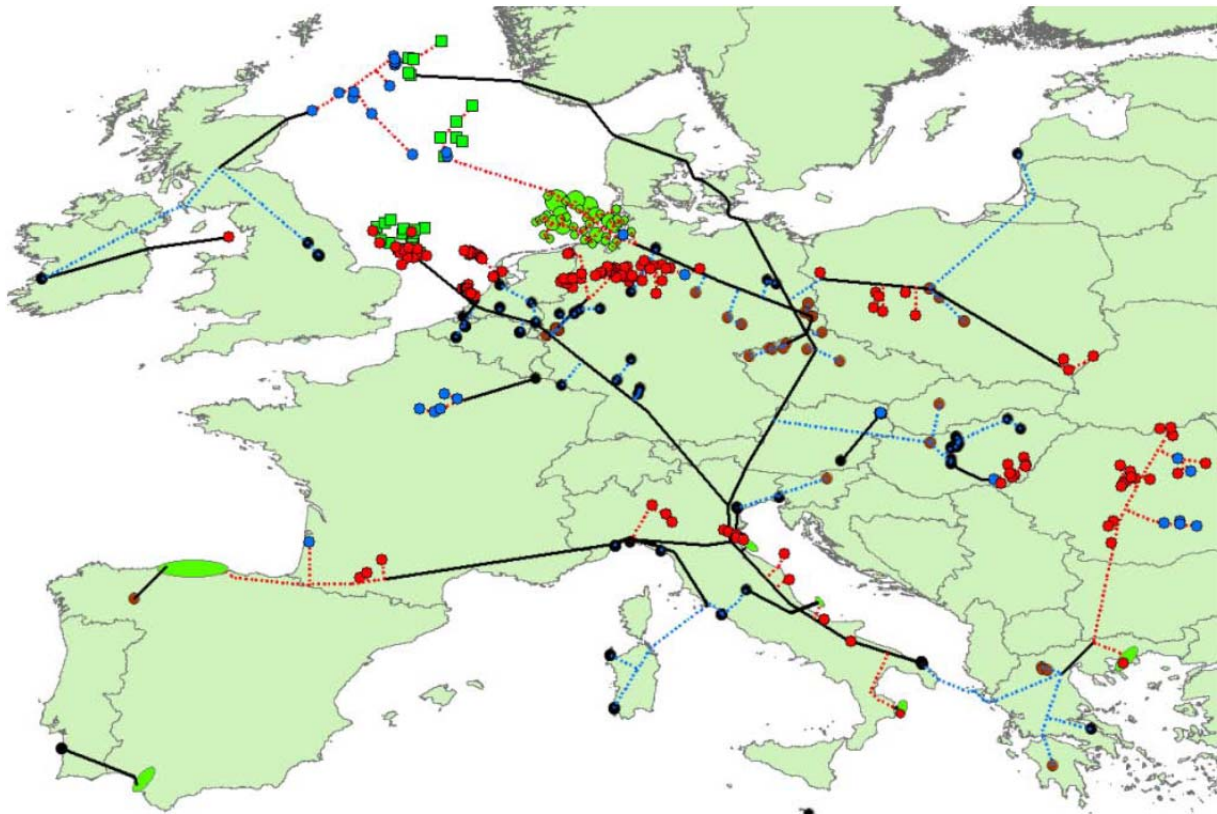


Figure 3. Final transport system in 2050 in the case where onshore aquifer storage is *not* allowed. The graphs correspond to the fully developed system in year 2050. Blue lines indicate collection pipelines, black lines bulk pipelines, red lines distribution pipelines while gas, oil fields and aquifers are shown in red, blue and green respectively. Black circles denote coal plants while brown circles denote lignite plants.

Discussion

In both scenarios, the collection and distribution networks account for 55% of the total system cost. The bulk system developed by InfraCCS refers to a cost minimized system while the corresponding collection and distribution networks developed by Chalmers have not been subject to cost minimization since all pipelines have been designed based on plateau flow. However, given the accurate location of both sources over time and storage sites applied in this study and the relatively rapid build-up of CO₂- volumes in combination with the fact that there is considerable economy of scale in pipeline transport, most pipeline systems calculated in this study should nevertheless have cost fairly close to the lowest possible cost.

As mentioned above, in the scenario where storage in onshore aquifers is allowed, large volumes of CO₂ are injected into aquifers in the Paris basin and in Poland. However, more recent storage data suggests that the estimated storage capacity in onshore Polish aquifers is almost 50% lower than previous estimated, yielding a capacity of only 9 Gt. Also, the applied storage capacity in aquifers in the Paris basin has, by GeoCapacity, been characterized as “theoretical conservative capacity” indicating that true storage capacity may be significantly lower. This is not at least demonstrated by the GeoCapacity project in the so-called “Resource-reserve Pyramid Concept” where theoretical capacities are quoted to “include large uneconomic/unrealistic volumes referring to regional estimates without storage efficiency”. In addition, several onshore storage projects in Europe have met considerable local opposition leading to that the project has been abandoned (e.g. Shell’s Barendrecht project in the Netherlands and RWE’s plans to store CO₂ in an aquifer in northeast Schleswig Holstein). In other words, considering 1) the large uncertainties related to true storage capacity in European onshore aquifers, 2) the experiences so far with regard to public and local acceptance of

onshore storage and 3) the large volumes of CO₂ considered in this report, it appears likely that large-scale penetration of CCS in Europe will require substantial offshore storage which in turn will lead to a significant cost increase as evidenced above. It could be argued that the storage capacity could be higher than GeoCapacity's conservative value but so far the experience has been the opposite, both in for instance Germany and Poland where the estimated storage capacity has been considerably reduced over time as more knowledge has been acquired.

The pipeline networks have in both scenarios been designed applying Chalmers databases of power plants and CO₂ storage sites assuming conservative and updated data on storage capacities while it has been assumed a minimum injection period of 45 years required to fill up a reservoir. Accurate data on storage capacity and injection capacity is vital for development of large-scale CO₂ transportation networks, in particular since such networks usually will require long periods for planning and implementation. Yet, data on individual reservoirs storage and injection capacity is highly site specific and in many cases it will probably require drilling in the reservoir to provide reasonably accurate estimates which, however, is unlikely to happen unless there are firm plans to actually capture, inject and store the CO₂.

A decision to install capture equipment on a facility will require large up-front investments and the investment itself as well as the *timing* of the investment will most certainly be based on company specific conditions, i.e. the spatial distribution of capture plants *over time* will be based on separate decisions made in each of the respective utilities and companies involved. This fact alone may limit the build-up of large-scale pan-European CO₂ pipeline networks unless some other party is willing to take the risks of building a large-scale pipeline being initially underutilised. Moreover, as the better storage sites are likely to be utilised first, the remaining stock of storage sites and storage capacity will deteriorate over time leading to longer transport distances and higher cost which may limit the future interest in CCS, i.e. the risk for long-term underutilised bulk pipelines increases over time. This is even more so since storage capacity figures to a large extent are highly uncertain and probably will remain so for most of the stock for a considerable time since few parties will be interested in taking the cost for a detailed investigation of the site until capture becomes a realistic mitigation alternative, in particular this applies to offshore sites where investigation cost are significant.

The spatial distribution of capture plants over time along with the location of storage capacity and injection capacity are the main factors determining the routing and timing of the network and therefore also network investments. The methodology applied in this paper to introduce CCS plants both geographically and over time attempts to develop a methodology for the design of large-scale CCS infrastructure systems

Conclusions

In order to analyze large-scale CO₂ transport systems in Europe this study has combined modeling of the role of CCS in Europe's electricity sector with a cost optimization tool for large-scale bulk CO₂ pipelines which, in turn has been re-designed adding a collection and distribution network utilizing Chalmers databases of CO₂-sources and sinks. Two scenarios were studied; with and without *onshore* aquifer storage.

The result shows that transport cost increase significantly when storage in aquifers is restricted to offshore reservoirs forcing large amounts of CO₂ to be stored in the North Sea, in fact total investments for the whole pan-European system more than doubles from € 31 billion when onshore aquifers can be utilised to € 72 billion in the case where onshore aquifers cannot be utilized leading to specific cost increasing from € 5.1 to 12.2 per ton. The results also show that the collection and distribution parts of the network account for a significant share of total system cost, in this study 55% in both scenarios.

The results of this work imply that uncertainties in timing for installation of capture equipment in combination with uncertainties related to accurate data on storage capacity and injectivity on reservoir level risk to seriously limit the build-up of large-scale pan-European CO₂ transportation networks. The methodology applied in this paper to introduce CCS plants both geographically and over time attempts to develop a methodology for the evaluation and assessment of large-scale CCS infrastructure systems during a ramp-up period. This information should be of high importance for society when evaluating the role of CCS as a climate mitigation measure.

References

- ARUP, 2010. Ove Arup & partners Ltd. Feasibility study for Europe-wide CO₂ infrastructures. TREN/327-1/C3/2009.
- BP, 2010. BP Statistical Review of World Energy June 2010. London: BP p.l.c.
- CO₂-Europipe. 2011. Developing a European CO₂ transport infrastructure. Deliverable 1.1, revision 19. Available on: www.co2europipe.eu
- Donda F., et al., 2011. CO₂ storage potential of deep saline aquifers: The case of Italy. International Journal on Greenhouse Gas Control, Volume 5, Issue 2, March 2011.
- EC, 2011. European Commission. Impact Assessment. Commission staff working paper to Energy Roadmap 2050, SEC (2011) 1565.
- Element Energy, 2010. One North Sea. A study into North Sea cross-border CO₂ transport and storage. Final main report.
- Geocapacity, 2009a. Storage capacity. Deliverable 16, WP2 Report. Project website: <http://www.geology.cz/geocapacity>
- Geocapacity, 2009b. Capacity standards and site selection criteria. Deliverable 26, WP4 Report. Project website: <http://www.geology.cz/geocapacity>
- IEA, 2005. International Energy Agency. Building The Cost Curves for CO₂ Storage: European Sector. Report No 2005/2, February 2005.
- IEA, 2007. International Energy Agency. Distributed Collection of CO₂. Technical study. Report No 2007/12, September 2007.
- Kjärstad J., F. Johnsson, 2007. The European power plant infrastructure – Presentation of the Chalmers energy infrastructure database with applications. Energy Policy 35 (2007).
- Knopf S., et al. Neuberechnung möglicher Kapazitäten zur CO₂-Speicherung in tiefen Aquifer-Strukturen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 60 Jg (2010) Heft 4. Available on www.bgr.bund.de
- List of German aquifers for CO₂ storage, available on www.greenpeace.de
- Morbee, J., Serpa, J., Tzimas, E., 2012. Optimised deployment of a European CO₂ transport network. International Journal of Greenhouse Gas Control 7: 48-61.
- Neele, F., Koenena, M., van Deurzen, J., Seebregts, A., Groenenberg, H., and Thielemann, T., 2011. Large-scale CCS transport and storage networks in North-west and Central Europe. Proceedings of the 10th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-10), 19-23 September 2010, Amsterdam, The Netherlands. Energy Procedia 4, 2740-2747.
- Odenberger M., F. Johnsson, 2010. CCS in the European Electricity Supply System – assessment of national conditions to meet common EU targets. Energy Procedia 4 (2011) 5869–5876.
- Personal communications with E. Lindeberg, Sintef, Norway.
- Tarkowski R., 2008. CO₂ storage capacity of geological structures located within Polish Lowlands' Mesozoic formations. Gospodarka Surowcami Mineralnymi 24/1, 2008, page 101-111.
- Wojcicki A., 2012. Storage opportunities in the Polish sector. Presentation at the conference “CCS in the Baltic Sea region – Bastor 2” in Stockholm, Sweden, September 19, 2012.

Prospects for radical reductions of CO₂ emissions from the industrial sector in the EU

27

In a previous chapter we presented the results from the analysis of the Swedish industry performed in the NEPP project, showing the opportunities and challenges for reduction of the CO₂ emissions. In this chapter we present the results from a project that is running in parallel with the NEPP project: the Pathways project (www.energy-pathways.org). This project demonstrates the opportunities and challenges for CO₂ emission reduction in the industrial branch in EU as a whole. As for the Swedish industry, this project shows great challenges for CO₂-emission reduction also for the European industry. This indicates that the results for the Swedish industry can be generalized.

This work provides a technology-based perspective on the feasibility of deep emission reductions in the EU industrial sectors. The emphasis has been placed on exploring the limits for CO₂ emission abatement within existing production processes. By deliberately excluding from the analysis mitigation technologies that are still in the early phases of development (e.g., CCS), we provide an indirect measure of the requirements for new low-carbon technologies and production processes. Our analysis confirms that EU's short-term goal for GHG emission reduction in the sectors covered by the EU Emission trading system, 21% reduction by 2020 compared to 2005, is attainable with abatement measures already available. However, despite optimistic assumptions regarding the potential for, and implementation of, available abatement strategies within current production processes, our analysis shows that the industry sectors will fail to comply with more stringent reduction targets in the medium- and long term. Thus, to realize the goals of further, extensive, emission reductions, efforts to develop, and deploy, low carbon production processes must be intensified.

For further information: Johan Rootzén and Filip Johnsson,
Chalmers University of Technology

This chapter is based on the paper: Rootzén, J., & Johnsson, F. (2013). Exploring the limits for CO₂ emission abatement in the EU power and industry sectors—Awaiting a breakthrough. *Energy Policy*, 59, 443–458. doi:10.1016/j.enpol.2013.03.057

Introduction

To achieve these emission reductions by 80%–95% by 2050, it is clear that all sectors of the economy will have to make major contributions. In recent years, a wide range of low-carbon scenarios, roadmaps, and pathways have been developed by academic groups, businesses, governmental agencies and NGOs, to explore how transition to a low-carbon economy could be realized. In most of the studies the focus has been on the transformation of the power sector. However, there is a need to extend the scope to other large stationary sources of CO₂, i.e. the industrial sector. In the industrial sectors, production is typically dominated by a limited number of production processes. Thus, the options to reduce CO₂ emissions are fewer and tends to be less-developed than those for the power sector.

To understand better the challenges associated with the transition towards lowered CO₂ emissions, there is a need to explore further the possibilities and limitations imposed by the current industrial structure. In this research, we assess how the prospects for future CO₂ emission reductions vary across three industrial sectors key sectors. Rather than addressing the issue of the prospects of new low-carbon technologies, we instead focus on exploring the limits for CO₂ abatement within current production processes. However, by comparing the emission scenarios with indicative emission trajectories for the period 2010–2050, we provide an indirect measure of the requirement for new low-carbon technologies and industrial production processes.

Methodology

A scenario analysis was applied to assess the prospects for CO₂ emission abatement in the three major CO₂-emitting activities of the EU industrial sector. The analysis covered petroleum refining, iron and steel production, and cement manufacturing in the EU-27 countries and Norway. By exploring factors relevant to future CO₂ emissions in each sector, such as activity level, the expected pace of capital stock turnover, structural changes, deployment of available abatement options, and market trends, emission levels trajectories for the period 2010–2050 were derived for each activity. In total, three scenarios were analyzed: one scenario each for the industrial sectors describing the future development of the production mix for each sector.

Scenario analysis in the context of GHG abatement typically involves speculation as to the long-term potential and performance of technologies in very different phases of development, ranging from well-established technologies to technologies that are still in the research and demonstration phases. In the present study, by disregarding assumptions related to the potential and performance of mitigation technologies that are not yet commercially available but that are assumed to significantly contribute to CO₂ emission reductions between now and 2050, we provide an indirect measure of the requirements for new low-carbon technologies and industrial production processes. Thus, for the industrial sectors, CCS is not included as an alternative and radically new iron and steel and cement production processes are not considered.

The sectors covered in the present study exhibit different characteristics in terms of production processes applied, industry structure, and available abatement options. Therefore,

the methodological approach used differs depending on the branch-specific conditions. The general methodological approach involves:

- 1) A thorough description and characterization of the current industry structure.
- 2) Assessment of the key factors and trends relevant to future CO₂ emissions in each industry.
- 3) Scenario analysis. By simulating capital stock turnover, scenarios have been generated for each sector that incorporate changes in technology stock, energy intensities, fuel and production mixes, and the resulting development of CO₂ emissions.
- 4) Impact analysis from the scenario outcomes with respect to the reductions in emissions achieved in each sector.

Description of the key characteristics of the industries

An important element of the analysis was to consider how age structure, fuel mix, activity levels, demand structure, and the types of production processes applied contribute to facilitating or hindering the shift towards less-emission-intensive production. The current status of each branch is described based on information obtained from the Chalmers Industry Database. These databases include facility-level data on key processes and plant components related to energy use and CO₂ emissions, and they provide CO₂ emission data at the installation level (2005–2010), as well as allocated emission allowances (2005–2012). Table 1 outlines the scope of the databases and the various data sources used to construct them.

Table 1. Components of the Chalmers databases applied in the current analysis.

	Scope
Petroleum refineries	- Includes 114 petroleum refineries from 22 EU-27 countries. - Classification of refineries according to configuration/complexity - Includes installation-level information on crude input, main process equipment, and process capacities for this equipment (Johansson et al., 2011; Oil and Gas Journal, 2007). - Information on age structure, defined by the year of commissioning of each refinery (European Commission, 2010b).
Iron and steel production facilities	- Includes 36 integrated steel plants (85 blast furnaces [BF] and 102 basic oxygen furnaces [BOF]) and 222 electrical arc furnaces (EAF), operating in EU-27 (Steel Institute VDEh, 2009) - Details of production routes and production capacities - Information on age structure of the capital stock, defined by the year of commissioning of the BF or EAF (Steel Institute VDEh, 2009)
Cement manufacturing	- Includes 250 cement plants with 406 cement kilns (Cembureau, 2001; GCD, 2009) - Includes installation-level information on kiln-types (including pre-heaters and pre-calciners), main fuel, and production capacities (Cembureau, 2001; GCD, 2009). - Information on age structure of the capital stock, defined by the year of commissioning of the cement kilns (Cembureau, 2001; GCD, 2009).

All the data used to describe the current status have been compiled and aggregated for the EU-27 countries and Norway. Table 2 summarizes the most important characteristics and trends that form the basis for the scenario analysis, exemplified with the iron and steel industry.

Table 2. Key characteristics and trends relevant to future levels of CO₂ emissions, exemplified with the iron and steel industry.

	Key characteristics and trends
Iron and steel production	<i>Age structure.</i> The age structures of the two major steel production routes differ considerably. Whereas more than 80% of the blast furnaces currently in operation in the EU were commissioned before 1980, most of the EAF currently in service were commissioned after 1980. <i>Activity level.</i> Average annual steel production for the period 2005–2010 was approximately 189 Mt crude steel/yr. With the exception of 2009, when production was down to 139 Mt crude steel/yr, annual production has been in the range of 172–210 Mt crude steel/yr. Even though the European share of the world steel market has gradually declined, the EU remains the second largest steel-producing region in the world. <i>Structure of production.</i> Although the iron and steel industry has a complex industrial structure, two production routes dominate EU production: - Integrated steel plants involve a series of interconnected production units (coking ovens, sinter plants, palletizing plants, BF, BOF and continuous casting units), which process iron ore and scrap metal to crude steel. - Mini-mills, in which scrap metal, direct reduced iron, and cast iron are processed in EAF to produce crude steel. While primary steelmaking (integrated route) dominates EU production, the secondary steelmaking route (mini-mills) has gradually gained market share. <i>Market characteristics.</i> The major inputs of iron ore, scrap metal, and coking coal, and the outputs of crude steel in different forms are all global commodities. However, the market conditions in the respective sub-markets vary. Whereas for iron ore and coke the EU steel industry largely depends on imports, scrap steel is typically supplied domestically. Downstream, primary steel (BF/BOF) accounts for approximately 58% and secondary steel 42% of the total output of crude steel in the EU-27 and Norway. As primary and secondary crude steel (EAF) differ with respect to quality, they are not perfect substitutes. Secondary steel does not meet the requirements of the high-quality segments of the market. <i>Fuel mix.</i> Coke, pet-coke, and oil dominate the energy mix in the integrated steelmaking route. Coke functions both as a fuel and as a reducing agent in the blast furnace. Electricity constitutes the primary energy input in secondary steelmaking.

Scenario generation approach and assumptions

As mentioned above, the current analysis is restricted to the technical potentials of available abatement options and thus, it largely ignores possible economical and institutional constraints. As a radical reduction in the levels of CO₂ emission is the principal objective in all the scenarios, other environmental aspects are not included in the present study. Figure 1 presents the general structure of the scenario generation approach. While some abatement strategies are applicable to all branches, i.e., fuel switching and energy efficiency improvements, the specific scenario setup varies for the individual branches. The individual scenarios have been generated based on branch- and technology-specific parameters and boundary conditions. Scenario inputs have been chosen to reflect a development in which ambitious measures are taken to *exploit the abatement strategies currently available in each sector*.

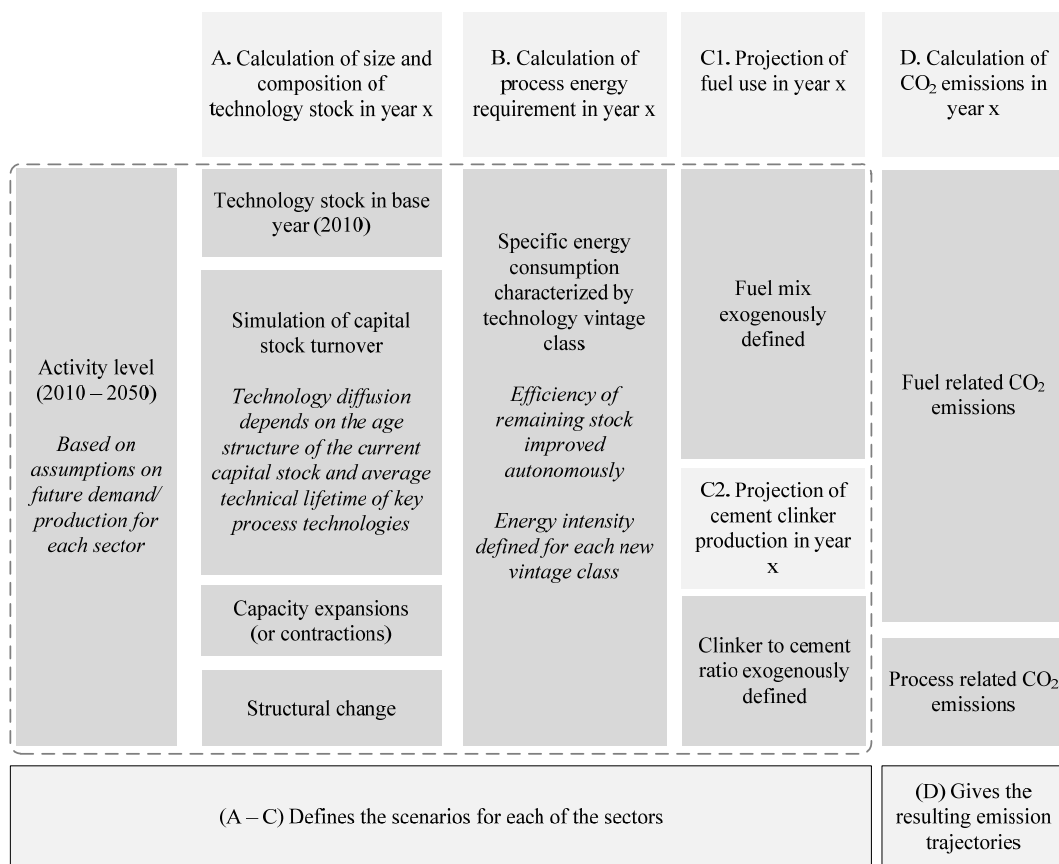


Figure 1. General structure of the scenario analysis approach. Capital stock turnover, expansions or reductions of capacity, and structural changes result in changes in the size and composition of the technology stock (A). The decommissioning of old capital, the introduction of state-of-the-art production processes, and gradual improvement in the efficiency of the remaining current capital stock reduce process energy requirements (B). Shifts towards less-carbon-intensive fuels contribute to reducing specific emissions (C1). For the cement industry, increased use of clinker substitutes contribute to reducing both fuel- and process-related CO₂ emissions (C2). The combined effects of A – C1, C2 as well as the assumptions made regarding the activity level in each year, give the annual CO₂ emissions (D).

A key parameter governing future activity levels and CO₂ emissions is the evolution of demand. With a time horizon of 40 years, any assumptions as to future demand levels are

subjective. Here, future activity levels have been exogenously defined based on a number of basic assumptions. Demand growth, primarily driven by the shift from fossil fuels to electricity, in key end-use sectors (such as the transport, residential, and industrial sectors) is assumed to override the effects of improvements in end-use efficiency. Accordingly, electrification of the transport sector and reduced demand for petroleum products in other end-use sectors are assumed to lead to an overall reduction in demand from 684 Mtoe in 2010 to 290 Mtoe in 2050. No major changes in the overall demands for crude steel and cement are assumed. Total steel production is assumed to increase from 170 Mt steel/yr in 2010 to 200 Mt steel/yr (comparable to the production levels prior to the current economic crisis) and thereafter remain constant throughout the studied period. Correspondingly, cement production is assumed to increase from 190 Mt/yr in 2010 to 240 Mt/yr in 2020 and remain constant thereafter.

Table 3 lists the exogenously defined parameter values, which describe future activity levels and emission caps. As a reference, the emission trajectories that result from each of the scenarios have been compared with indicative emissions caps for each branch. The emissions trajectories that define the emissions caps for the period 2010–2050 have been derived based on the emission cap for the EU ETS for the period 2010–2020 and the proposed reduction targets for 2050, for the period beyond 2020 (as outlined in the European Commission’s “Low-carbon economy roadmap”; European Commission, 2011b). This gives an assumed reduction in emissions of 85% for the three industrial sectors investigated with the reference year of 2010 (Table 3). The generous cap set for the period 2010–2020 for the industrial sectors reflects a development in which the sectors that are exposed to the risk of carbon leakage continue to receive a significant share of their emission allowances for free, and in which surplus allowances are carried over from Phase II to Phase III of the trading scheme.

Table 3. Exogenously defined parameter values, describing future activity levels and emission caps. All values are expressed relative to the values for Year 2010.

		2010	2020	2030	2050
Petroleum refineries	Activity level ^a	1	0.91	0.80	0.42
	Emission cap	1	0.97	0.59	0.14
Iron and steel manufacturing	Activity level	1	1.16	1.16	1.16
	Emission cap	1	0.97	0.59	0.14
Cement manufacturing	Activity level	1	1.26	1.26	1.26
	Emission cap	1	0.97	0.59	0.14

^a Assuming a decline in demand in all end-use sectors throughout the studied period and a drastic reduction in demand in the transport sector after 2030 (Europia, 2011; European Commission, 2011b).

A common feature of all of the branches assessed herein is an ageing capital stock that is heavily dependent upon the use of fossil fuels. Thus, a large share of the existing capital stock will need to undergo major refurbishment or replacement over the coming decades. Based on the age structure of the existing capital stock, as illustrated in Figures 3, and assumptions made as to the average technical lifetime of key process technologies, we simulated capital stock turnover up to 2050 for each branch. The assumption is that capital stock is retired as soon as it reaches the end of its technical lifetime. Possible capacity shortages are assumed to be covered by investments in new production capacities. In the iron and steel and the cement industries, retired production capacity is replaced with new production capacity in line with the dominating technological designs, albeit with improved performances in terms energy

efficiency and CO₂ intensity (technological options that are based on processes different from the existing processes have not been considered). In the refining industry, new investments are assumed to be in desulfurization units or advanced conversion units; no new investments in primary refining capacity take place.

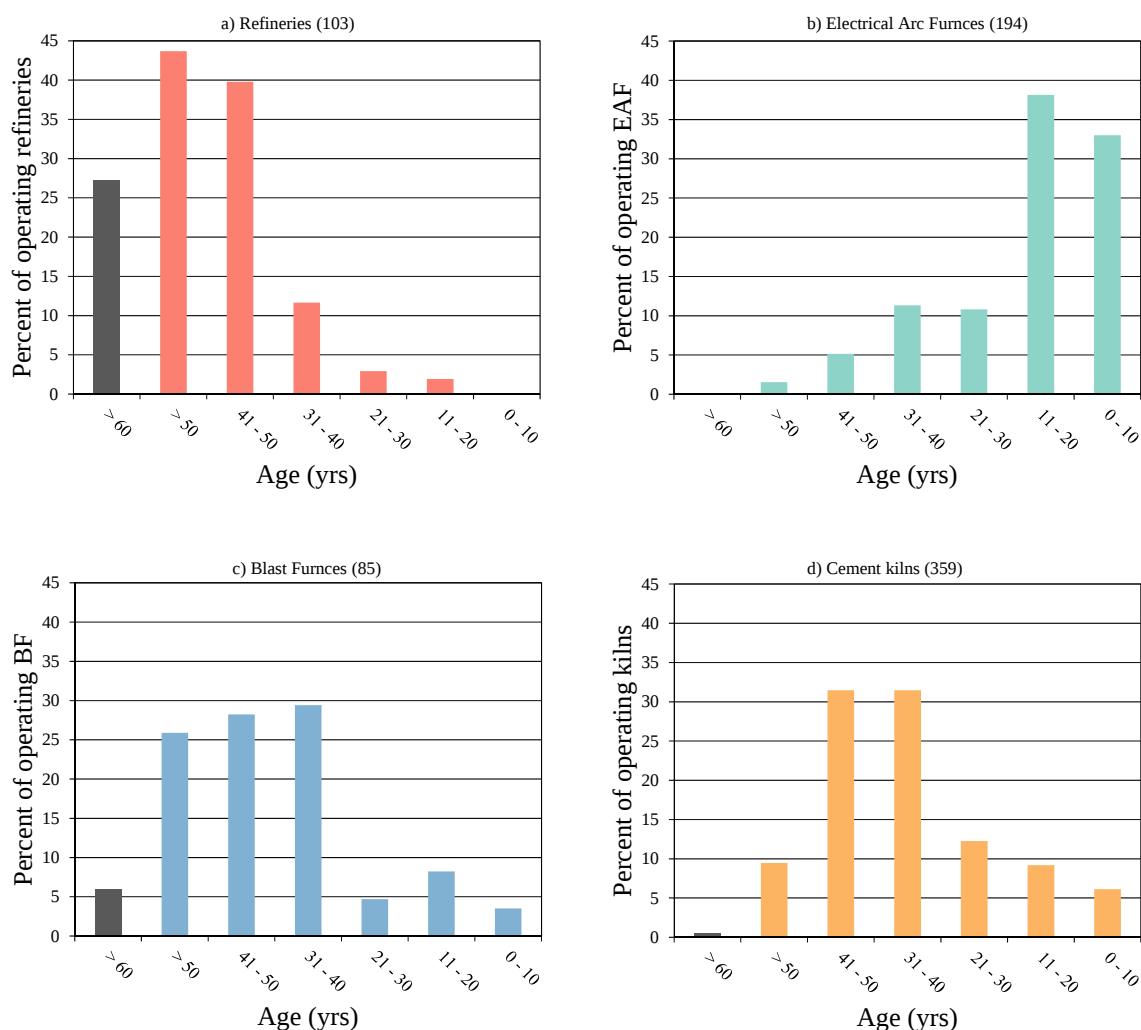


Figure 3. Age structures of petroleum refineries, iron and steel and cement industries in the EU-27 and Norway. a) The percentages of operating refineries commissioned in each decade; 98 of the 103 refineries were commissioned before 1980. b–c) The percentages of operating BF and EAF commissioned in each decade; 71 of the 85 BF were commissioned before 1980, while 161 of the 194 EAF were built after 1980. d) The percentages of operating cement kilns commissioned in each decade; 260 of the 359 cement kilns were commissioned before 1980.

Branch-specific scenario attributes

The assessed branches have various starting points and capabilities to deal with the challenges associated with CO₂ emission reductions. Consequently, the scenario generation approach has been adapted to reflect the conditions in the respective branches.

Petroleum refining

For the oil refining sector, the CO₂ emission trajectory has been derived based on the following assumptions: (1) a decline in demand in all end-use sectors throughout the studied period and a drastic reduction in demand from the transportation sector after 2030; (2) continuous improvements in energy efficiency and an increased share of natural gas in the fuel mix; and (3) continuous changes in fuel demand and fuel specifications in the transportation sector.

The capital stock turnover approach applied to the other sectors was not applied to the oil refining industry. Instead, the process energy requirement, here referred to as the ‘internal energy demand’, has been directly expressed as a function of the transformation output. Within the transportation fuel segment, the market for middle distillates (i.e., diesel and aviation fuel) is assumed to continue to expand at the expense of lighter distillates (i.e., gasoline). Simultaneously, the regulations governing product quality and environmental specifications (e.g., sulfur content and aromatics) are assumed to be progressively tightened. Both trends would involve increased processing intensity and consequently, increased energy use (Szklo and Schaeffer, 2007; Tehrani and Saint-Antonin, 2008; Concawe, 2008). Thus, the effects of energy efficiency improvements are in the present study assumed to be outweighed by expansions of the conversion and treatment capacities, and to result in increases in energy intensity. While residual fuels are assumed to continue to dominate the fuel mix, the share of natural gas will increase over time (for a more comprehensive review of strategies for CO₂ abatement in the EU refining industry, see Johansson et al., 2011).

Total annual CO₂ emissions have been calculated as a function of the fuel mix and internal energy demand in EU refineries, which in turn depend on total annual output. The scenario analysis is limited to the onsite CO₂ emissions and does not include either indirect CO₂ emissions from electricity production or emissions from the combustion of petroleum fuels in the end-use sectors (which account for the majority of total emissions from the fuel chain).

Table 7. The scenario assumptions and corresponding emission factors used to generate the CO₂ emission trajectory for the EU petroleum refining industry.

	2010	2020	2050	Fuel emission factors ^d (tCO ₂ /GJ)
Total transformation output^a (Mtoe/yr)	682	625	289	
Internal energy demand^b (% of total transformation output)	7.1	7.2	7.5	
Fuel mix^c (% of internal fuel consumption)				
- Refinery gas	55	55	59	0.057
- Residual fuel oil	17	17	10	0.078
- Other petroleum products	19	19	14	0.064–0.1
- Natural gas	9	9	17	0.055

^a Total transformation output in 2010 from (Eurostat, 2011b). The assumption regarding the output mix in 2050 is based on European Commission’s Global Climate Action Scenario (European Commission, 2011b).

^b Estimated based on (EUROPIA, 2011)

^c Fuel mix in 2010, estimated based (Eurostat, 2011c).

^d Estimated based on (EEA, 2006; Reinaud, 2005).

Iron and steel production

For the iron and steel industry, the development in the scenario is based on: (1) capital stock turnover; (2) continued structural changes from primary (BF/BOF) to secondary (EAF) steel production; and (3) reductions in specific emissions (tCO₂/t steel) driven by efficiency improvements and fuel substitution.

As described above, the pace of capital stock turnover was assessed based on the industry's age structure and the assumed average technical lifetime of key process equipment being set to 50 years. The age structures of operating BF and EAF are given in Figure 3.

The EAF share of EU steel production is assumed to continue to increase in line with the historical trend, from 42% in 2010 to 62% in 2050. Since 1980, the secondary steelmaking share of EU crude steel production has steadily increased at the expense of primary steelmaking in integrated steel plants (Eurostat, 2002; WSA, 2011).

The combined effects of continuous improvements to existing process technologies and the replacement of decommissioned capacity with new BAT processes will contribute to lowering the average thermal energy consumption and to reducing the levels of specific emissions (tCO₂/t steel). Specific emissions from the remainder of the existing capacities are assumed to be gradually reduced from 1.55 tCO₂/t steel in 2010 to 1.49 tCO₂/t steel in 2030, and thereafter to 1.33 tCO₂/t steel in 2050. Specific emissions from new state-of-the-art plants are assumed to be 1.33 tCO₂/t steel in 2010, 1.27 tCO₂/t steel in 2030, and 1.10 tCO₂/t steel in 2050. The lower estimates for specific emissions from new primary steel capacity include the use of bio-coke as a coke substitute (Fruehan et al. 2000; Carbon Trust, 2011).

Indirect emissions from electricity production and CO₂ emissions associated with coke production and the pelletizing and sintering of iron ore have not been included in the scenario analysis.

Table 8 summarizes the scenario drivers and assumed parameter values used to generate the CO₂ emission trajectory for the EU iron and steel industry.

Table 8. Iron and steel industry – scenario summary.

	2010	2020	2050
Structure of production^a			
Primary steel (BF/BOF) (Mt steel/yr); of which	100	108	77
- Existing capacity (%)	100	61	5
- New capacity (%)	0	39	95
Secondary steel (EAF) (Mt steel/yr); of which	72	92	123
- Existing capacity (%)	100	97	52
- New capacity (%)	0	3	48
Total crude steel production^a (Mt steel/yr);	172	200	200
Direct specific emissions^b			
Primary steel (tCO ₂ /t steel)			
- BF/BOF existing ^c	1.55	1.49	1.33

- BF/BOF new ^d	1.33	1.27	1.1
Secondary steel (tCO ₂ /t steel)			
- EAF existing ^e	0.10	0.10	0.10
- EAF new ^f	0.07	0.07	0.07

^a Data on crude steel production in 2010 are taken from (WSA, 2011).

^b Direct specific emissions do not include indirect emissions from electricity production or emissions associated with coking, pelletizing, and sintering.

^c Starting year value based on approximate levels of specific direct emissions from EU hot metal production (Ecofys, 2009a). The end-year value is based on benchmark values for hot metal production for installations included in the EU ETS (European Commission, 2011c).

^d Starting year value based on benchmark values for hot metal production for installations included in the EU ETS (European Commission, 2011c). The end-year value is based on estimates of minimum specific direct emissions from primary iron making (including use of bio-coke as a coke substitute) (Fruehan et al. 2000; Carbon Trust, 2011).

^e Estimated based on average performance of existing EU EAF (Ecofys, 2009a).

^f Estimated based on (Birat et al., 1999).

Cement manufacturing

For the cement industry, the methodological approach is similar to the approach used for the iron and steel industry. Thus, the scenario is based on: (1) capital stock turnover involving a continuous shift from wet to dry production processes; (2) increased utilization of alternative additives to replace cement clinker in the finished cement; and (3) a fuel shift away from coal and pet-coke towards increased use of biomass-based fuels.

Capital stock turnover is assessed based on the vintage structure of operating cement kilns (Fig. 3d) and the assumed technical lifetime of the cement kiln, here set at 50 years (OECD, 2000). Retired production capacity is assumed to be replaced with state-of-the-art dry manufacturing processes (New BAT), i.e., dry process rotary kilns with pre-heaters and pre-calciners. Similarly, retired white cement production capacity is replaced with new white cement plants (New White).

Most of the direct CO₂ emissions from the cement industry are due to the production of clinker. Approximately 60% of the CO₂ emissions are process emissions from the calcination, and the remaining CO₂ emissions are related to the combustion of fuels (IPCC, 2006; European Commission, 2010a). Consequently, by reducing the clinker content of the finished cement both the process and fuel-related CO₂ emissions can be reduced. Here, the average clinker content in the cement produced in the EU is assumed to be reduced from 75% in 2010 to 60% in 2050 (WBCSD, 2009).

Coal and pet-coke still dominate the fuel mix in EU cement kilns (European Commission, 2010a). In the analysis, the share of alternative fuels is assumed to increase from 18% in 2010 to 40% in 2050, with 40% consisting of pure biomass.

Total CO₂ emissions are calculated as the sum of process- and fuel-related CO₂ emissions. Indirect CO₂ emissions from electricity production are not included in the analysis. Table 9 summarizes the scenario assumptions and estimated parameter values used to generate the CO₂ emission trajectory for the EU cement industry.

Table 9. Cement manufacturing – scenario summary.

	2010	2020	2050	Fuel emission factors ^f (tCO ₂ /GJ)
Total cement production^a (Mt cement/yr); of which	190	240	240	
- Existing capacity (%)	100	64	6	
- New capacity (%)	0	36	94	
Thermal energy consumption^b (MJ/t clinker)				
<i>Existing capacity:</i>				
Dry rotary kiln with pre-heater and pre-calciner (PHPC)	3590	3550	3450	
Dry rotary kiln with pre-heater without pre-calciner (PH)	3740	3700	3590	
Dry long rotary kiln (DL)	3710	3670	3560	
Semi-wet/semi-dry rotary kiln (SW/SD)	3860	3820	3710	
Wet rotary kiln (WET)	5650	5590	5430	
<i>New capacity:</i>				
New BAT	3100	3080	3000	
New White	5500	5430	5200	
Average thermal energy consumption (MJ/t clinker)	3770	3490	3090	
Clinker to cement ratio^c (%)	75	71	60	
Process emissions^d (tCO ₂ /t clinker)	0.51	0.51	0.51	
Fuel mix^e (% of internal fuel consumption)				
- Pet-coke	40	38	32	0.1
- Coal	33	29	19	0.105
- Fuel oil	3	3	3	0.075
- Lignite	5	5	5	0.11
- Natural gas	1	1	1	0.055
- Alternative fuels	18	24	40	0.045–0.1 ^g

^a Cement production data for 2010 obtained from (Cembureau, 2011)

^b Thermal energy consumption of current kiln technologies was estimated based on published studies (European Commission, 2010a; WBCSD, 2011). Data on new capacities estimated based on (Ecofys, 2009b; European Commission, 2010a).

^c Estimated based on (WBCSD, 2009, Pardo et al., 2011).

^d The default cement clinker is assumed to have a 65% CaO fraction (IPCC, 2006).

^e Fuel mix in 2010 is estimated based on (European Commission, 2010a).

^f Estimated based on (EEA, 2006; WBCSD, 2009).

^g CO₂ emission factors for alternative fuels reduced over time as the share of biomass increases (40% biomass in alternative fuels in 2050)

Results

Petroleum refineries

Figure 5 shows the projected annual output of petroleum products and the resulting CO₂ emissions from EU refineries. Since investments in new conversion and treatment capacities are assumed to outweigh the effects of energy efficiency improvements and since fuel switching contributes only marginally to CO₂ abatement, the most feasible way to achieve

deep reductions in emissions in the refining industry is to target the end-use sectors. However, the envisaged drop in total output from EU refineries, from 682 Mtoe/yr in 2010 to 289 Mtoe/yr in 2050, would not be sufficient to meet the long-term emission reduction targets for the refinery sector. The estimated total annual CO₂ emissions would exceed the target by more than 20 MtCO₂/yr in 2030 and by more than 40 MtCO₂/yr in 2050.

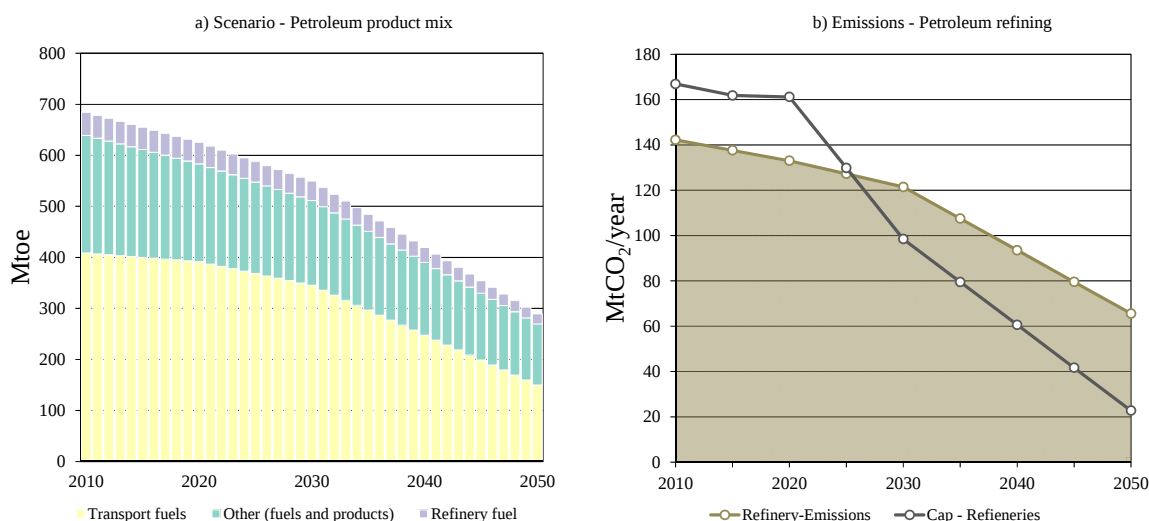


Figure 5. Total output (including own use) and CO₂ emissions from the EU petroleum refining industry in the period 2010–2050. a) The projected production mixes. Transport fuels include petroleum fuels for road, rail, aviation, and marine transportation. Other fuels and products include petroleum fuels for the power, residential, and industrial sectors and refined products for non-energy use. Refinery fuel refers to the fuels used internally in the refining process. b) The estimated CO₂ emissions from European refineries in the period 2010–2050.

Iron and steel industry

Figure 6 presents the hypothesized evolution of the EU steel sector and the projected CO₂ emissions trajectory. The simulated stock turnover suggests that a majority of the existing EU primary steel production capacity (BF/BOF-existing) will be replaced in the period up to 2030, and that only 5% of the current primary steel capacity will remain in 2050. Replacing retired capacity with BAT processes would result in a reduction of the average specific emissions from primary steel production from 1.6 tCO₂/t steel in 2010 to approximately 1.1 tCO₂/t steel in 2050. This reduction is primarily the result of the introduction of new capacities with superior thermal efficiencies. However, reducing specific emissions in line with the lower estimate would also involve the use of bio-coke as a coke substitute. Capital stock turnover, increased secondary steel production, and the introduction of bio-coke as a coke substitute would collectively result in a 40% reduction of CO₂ emissions by 2050 relative to the 2010 levels. Nevertheless, as the resulting emission trajectory shows, the cumulative effect of these measures would not be sufficient to meet the ambition of an 85% reduction in CO₂ emission by 2050.

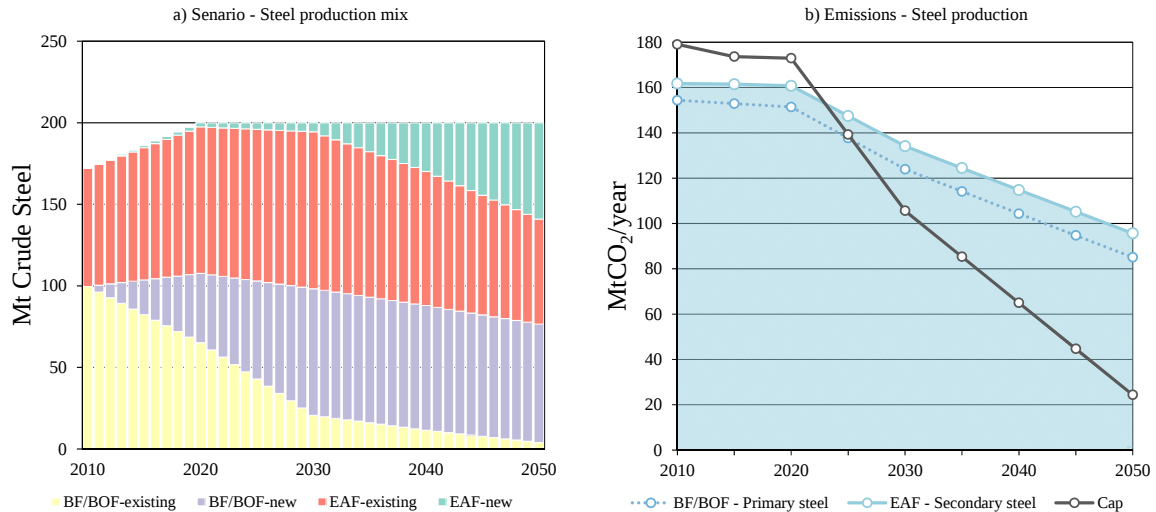


Figure 6. Evolution of crude steel production and resulting CO₂ emissions in the EU in the period 2010–2050. a) The contributions from existing and new primary (BF/BOF) and secondary (EAF) capacities, respectively. b) The estimated cumulative CO₂ emissions from EU steel production.

Cement industry

Figure 7 shows the share of EU cement production for each kiln type and the estimated annual CO₂ emissions over the period 2010–2050. The scenario for the cement industry is characterized by relatively rapid capital stock turnover. All the inefficient long dry kilns and wet production processes are phased out and replaced by state-of-the-art processes by 2030. In 2050, the plants that were commissioned after 2010 would account for 94% of the total output of cement (3% from new white cement plants), the remainder would come from plants built before 2010. This would result in a decrease in the average thermal energy consumption of the cement kiln stock, from 3770 MJ/t clinker in 2010 to 3090 MJ/t clinker. Improved thermal efficiency in combination with a reduction of the clinker content of the finished cement and an increasing share of biomass in the fuel mix would, despite the assumed output growth, lead to a reduction in combustion-related emissions, from 54 MtCO₂/yr in 2010 to 44 MtCO₂/yr in 2030 and 35 MtCO₂/yr in 2050. Although the process emissions are higher in 2050 than in 2010, in absolute terms, the increased use of clinker substitutes would contribute to reducing direct specific emissions from cement manufacturing. The emission trajectory describes estimated annual process- and combustion-related CO₂ emissions for the EU cement industry over the period 2010–2050. Despite the reduction in specific emissions, from 0.67 tCO₂/t cement in 2010 to 0.45 tCO₂/t cement in 2050, the assessed measures would not be sufficient to comply with the 85% emission reduction target.

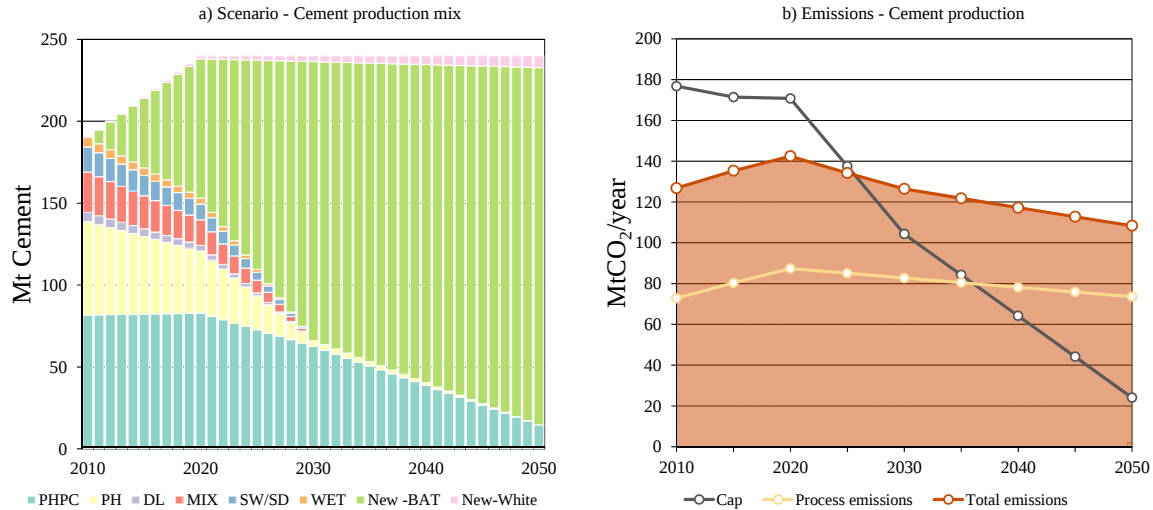


Figure 7. Evolution of cement production and corresponding CO₂ emissions from the EU cement industry, 2010–2050. a) The annual contribution to total output from each kiln type; dry rotary kiln with pre-heater and pre-calciner (PHPC); dry rotary kiln with pre-heater without pre-calciner (PH); dry long rotary kiln (DL); semi-wet/semi-dry rotary kiln (SW/SD); Wet rotary kiln (WET); new state-of-the-art kiln (New-BAT); new white kiln (New-White). b) The estimated annual CO₂ emissions from EU cement manufacturing. Total emissions include both fuel-related and process-related emissions.

Summary

To estimate the emission reduction potentials of the assessed measures, we compared the cumulative annual emissions for each of the scenarios with the emissions in the baseline case. In the baseline case, the technology and fuel mix are kept constant in all sectors throughout the studied period. Thus, while the levels of activity increase in all the sectors (with the exception of the refining sector), CO₂ emission intensities are frozen at Year 2010 levels.

Figure 8 summarizes the emission reduction potentials for each of the industrial sectors. Despite the extensive measures that are assumed to be implemented, the results indicate that the industrial sectors will fail to comply with the long-term reduction targets, unless a major breakthrough in new low-carbon process technologies materializes between now and 2050.

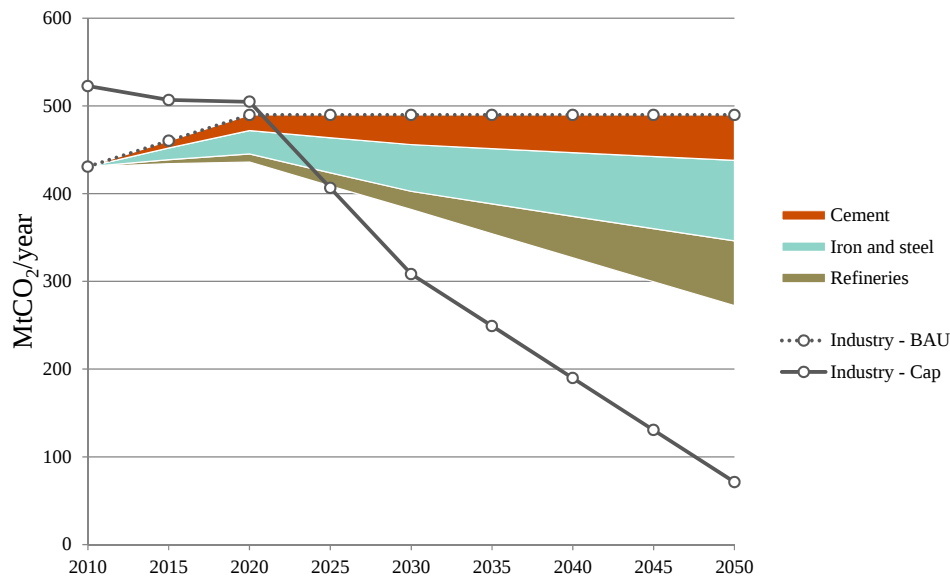


Figure 8. Emission reduction potentials relative to the baseline case in which technology and fuel mixes are frozen at 2010 levels..

Discussion

Assessment of the prospects for strong reductions in CO₂ emissions from the sectors investigated in the present work obviously involves speculation about the speed of technological change. Given the time horizon of this study, significant technological change is possible and indeed likely. Thus, it may seem unwise to restrict the analysis to currently available technologies. The reason for doing so is to emphasize that many of the technologies that are expected to contribute significantly to CO₂ emission reductions are still in the early phases of development. Transformation of the industrial sectors to radically reduce CO₂ emissions represent a double-edged challenge. The transition involves phasing out current carbon-intensive technologies, together with the phasing in of new zero- or low-carbon technologies to fill the capacity gap. While a sufficiently high CO₂ price is a prerequisite for both these events to occur, the development and large-scale diffusion of new low- or zero-carbon technologies require additional policy measures, including RD&D funding, support for niche markets, and the adaptation of infrastructure policies (Wilson and Grubler, 2011; Azar and Sandén, 2011).

Any attempt to suggest priorities with respect to the measures that would enable significant reductions in emissions from the assessed sectors is doomed to be subjective and incomplete. Nevertheless, based on the above analysis, we have identified some key priorities, as presented in Table 10. These priorities together with the results presented here may serve as the basis for further discussions. Many of the suggested measures may seem obvious but deserve to be repeated, while others are conceivably less-intuitive.

Table 10. Summary of key priorities and barriers to their implementation

	Priority	Key challenges
Petroleum refineries	Reduced demand in end-use sectors	Dependent on the development of alternative fuels/power-trains in the transport sector. May be difficult to develop credible substitutes in certain end-use sectors, e.g., fuels in aviation industry and non-fuels in petro-chemical industry.
	Fuel shift	Large-scale shifting to biomass fuels is unlikely, and the effects of a shift to natural gas are likely to be marginal.
	Develop CCS	CCS is still in its infancy (for a review, see Johansson et al., 2012).
Iron and steel	Improved thermal and electric efficiencies	Minimum thermal energy requirements are theoretically and practically limited (Fruehan et al. 2000).
	Fuel shift	Coke function both as fuel and as a reducing agent, and provides the flow characteristics required in the BF in the conventional process. Thus, substitutes must provide the same ‘services’.
	Structural change	Certain market segments require high-quality primary steel. Quality standards may limit the total share of secondary steel.
Cement	New steel-making processes (including CCS)	Alternative (low-CO ₂) steel-making processes are still in the early phases of development (ULCOS, 2012).
	Improved thermal and electric efficiencies	Minimum thermal energy requirements are theoretically and practically limited.
	Alternative fuel use	The maximum share of biomass that can be used in a conventional cement kiln is practically limited.
	Clinker substitution	Quality requirements may limit the use of clinker substitutes in the finished cement.

New cement-making processes (including CCS)	Alternative (low-CO ₂) cement manufacturing processes are still in the early phases of development (Croezen and Korteland, 2010)
---	--

The vintage-lifetime approach used in the present study to simulate capital stock turnover has certain drawbacks. The most important of these is the use of fixed lifetimes to represent the capital cycles of industries. The use of technical lifetime and age as determining factors in the retirement of industrial equipment has limitations. On the one hand, industries often have little economic incentive to retire existing plants and with regular maintenance, the capital stock may last decades longer than its nominal lifetime. On the other hand, stringent emission caps are likely to increase the rate at which old capital is retired.

In the present study, the ambition of the authors has been to make the analysis transparent and the underlying assumptions clear and explicit. However, the decisions as to what to include and what to leave out of the analysis always involve a compromise. An obvious and valid objection is that by not including economic considerations in the analysis we may have overlooked or underestimated important economic constraints and not captured the relative cost-effectiveness of the various abatement measures. Equally important, by focusing exclusively on the technological feasibility of achieving significant reductions in CO₂ emissions we do not capture the institutional and social complexities and inter-dependencies involved in the process of technological change.

Conclusions

This work provides a technology-based perspective on the feasibility of deep emission reductions in the EU industrial sectors. The emphasis has been placed on exploring the limits for CO₂ emission abatement within existing production processes. By deliberately excluding from the analysis mitigation technologies that are still in the early phases of development (e.g., CCS), we provide an indirect measure of the requirements for new low-carbon technologies and production processes.

The results show that considerable emission reductions could be achieved with current production processes. However, to meet the emission targets of 85% reduction in the industrial sectors by 2050 (relative to year 2010), efforts to develop and deploy new low-carbon production processes will need to be accelerated. Despite assuming moderate (steel, and cement) or negative (petroleum products) output growth, an almost complete renewal of the capital stock (with the exception of the petroleum refining industry) and extensive implementation of available abatement measures, in our “best case” scenario, the total emission levels in 2050 will exceed by more than twofold the targeted levels. The results indicate that unless a major breakthrough for new low-carbon process technologies materializes in the industrial sectors, the total emissions from petroleum refineries, iron and steel plants, and cement industries in 2050 will be 270 MtCO₂/yr, i.e., 40% below the 2010 levels. This implies that emissions from the industrial sectors alone will account for almost a quarter of the total GHG budget in 2050 (1120 MtCO₂-eq/yr).

The geopolitics of renewable energy and abundance of fossil fuels

28

This paper discusses to what extent technologies from renewable energy sources (RES) can be expected to substitute fossil fuels so that the actual use of fossil fuels is reduced. Of particular focus is comparison of the change in fuel mix in primary energy consumption and in electricity generation over the last decade between regions with large and little domestic fossil-fuel resources. It is concluded that in the developing countries rich in domestic fossil fuels, there is only moderate or no increase in primary energy from RES while large increases in primary energy consumption from fossil fuels. We identify a possible “fossil-fuel CO₂-mitigation curse”, implying that countries with large domestic fossil fuel resources cannot be expected to make these resources stranded assets.

Introduction

State-of-the-art research indicates that 50% to 70% reductions in GHG emissions are required to limit the global temperature increase to 2°C (for this target to be met with >66% probability with further reductions required after 2050 and the emission levels should peak not later than 2015 [1]). It is therefore obvious that achieving the 2 °C target represents a great challenge from the technical and political points of view. In order to mitigate climate change, investment in renewable energy technologies is a key mitigation option. In this work we separate non-hydro renewable energy (NHRES) technologies from hydro power. This, since in developed regions such as EU and the US, most expansion in renewable energy is expected to be in the form of wind and solar due to that in these regions there is limited potential to expand hydropower. Yet, recent decade has seen a strong growth in hydropower in countries like China and India [2] but in all, continued diffusion of NHRES-technologies is considered a key to decarbonize the energy system. As opposed to hydropower, NHRES electricity generation has the challenge of requiring balancing power in the form of hydropower, load following thermal generation or energy storage technologies.

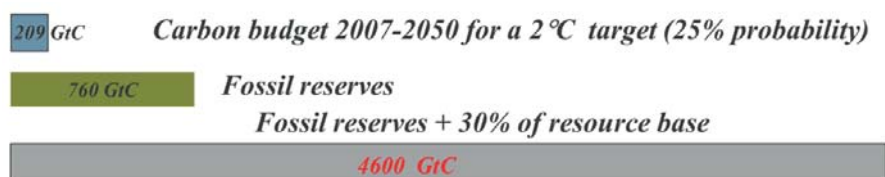
For further information: Filip Johnsson,
Chalmers University of Technology

In recent decade there has indeed been a strong expansion in NHRES technologies in several regions around the world, especially with respect to wind and solar power [3, 4]. In Europe, Germany, Spain and Denmark have been successful in expanding wind power, as a result of support schemes (feed in tariff systems). Generally, the main investments in NHRES has been in wind and solar power and in Europe there has been a more than fourfold increase in installed wind capacity over the last 10 years with 106 GW in EU27 at the end of 2012 [3]. Germany and Spain are leading with 54 GW combined but with a rapid increase in capacity also in other countries, including the North Sea region [3]. In recent years there has also been a strong expansion in wind power in China with 75 GW installed capacity at the end of 2012 [5]. In several countries wind power capacity additions (GW) have exceeded investments in thermal electricity generation [2, 5]. There has also been significant expansion in solar power and in 2012 the world's cumulative PV capacity was more than 100 GW [3]. Yet, the use of renewable energy is still small compared to the use of fossil fuels and the fossil fuels are abundant, with a continued and increased use in many regions. Fossil fuels still stand for more than 80% of the world primary energy supply [6]. Thus, considering that the main reasons for expansion in NHRES technologies are to mitigate CO₂ emissions and increase security of supply, an obvious question is if these can be expected to actually reduce the use of fossil fuels rather than adding capacity or, along with fossil fuels, contribute to meet increasing demand. To the authors knowledge there is no work in the scientific literature analysing this question.

There is research investigating how growth in economy in general relates to the amount of domestic resources. This research points to that developing countries rich in oil or other natural resources have shown smaller growth in economy than those without. This phenomenon is known as the Natural Resource Curse and has been obtained from econometric tests of the determinants of economic performance across samples of countries (see [7] and references therein). Literature gives a number of different reasons for the Natural Resource Curse [7, 8] as well as there are some works concluding the opposite that natural resources may not dampen economic growth [8]. When it comes to the energy system, Pfeiffer and Mulder [9] provide an investigation of the diffusion of NHRES technologies for electricity generation across 108 developing countries between 1980 and 2010 from which they conclude that high fossil fuel production appears to delay NHRES diffusion. It seems likely that developing countries with large domestic resources of fossil fuels will try to use these assets irrespectively how this will influence the economic development. At the same time there are only two options to mitigate CO₂ emissions from the use of fossil fuels: Not using the fuels at all, i.e. leaving them in the ground or apply Carbon Capture and Storage (CCS) Technologies [10, 11].

Figure 1 compares a 2 °C warming carbon budget with the carbon content in the fossil fuel reserves and the reserves with 30% of the resource base added. It is obvious that only a fraction of the fossil fuels available can be burnt if avoiding severe warming of the planet. Although this is to some extent obvious, literature provides surprisingly little scientific work related to the implications of the abundance of fossil fuels on the possibilities to mitigate global warming in a geopolitical context.

Figure 1



The horizontal bars compare the carbon budget for a 2°C target (blue bar) as given by Meinshausen [12] (if restricting to 25% probability for more than 2°C warming) with the emission potentials from the global fossil fuel reserves (green bar) and reserves plus 30% of resource base (grey bar). Adopted after [13].

In this paper we consider the abundance of fossil fuels together with the above findings that countries rich in fossil fuels seem to invest less in NHRES technologies than countries without or little domestic fossil resources, or in a broader sense are likely to develop slower than countries without fossil resources. From this the question arises if there are any examples of countries which have replaced fossil fuels with the use of NHRES technologies (or with hydropower) in the sense that the extraction of their fossil fuel resources have been lowered correspondingly, i.e. leaving these in the ground. The aim of this paper is to discuss this issue by comparing the development of NHRES (and hydro) technologies and the use of fossil fuels in key regions including such with large domestic resources in fossil fuels and those with little such resources.

Methodology

The value of the domestic fossil fuel resources is compared with the fuel mix of primary energy consumption and technology mix for electricity generation. Countries and regions with large domestic fossil fuel resources are compared with countries with little such resources with respect to the growth in the different fuels for primary energy consumption as well as the growth in fossil based and NHRES based electricity generation. As indicated above, NHRES is here taken as wind, solar and biomass and “other renewables” but excludes hydropower assuming limited expansion in hydropower in developed regions (confirmed by the statistics used for the period 1990-2010). Yet, hydropower is also included since in developing regions, especially China there has in fact been a rather strong growth also in hydropower, and which is expected to continue [14]. The following regions have been assessed; China, EU27, Germany, India, Japan, Norway, Russia and the United States (US). Most of the data are taken from IEA [2, 15-17] with additional data from [18, 19].

The amount of domestic fossil fuels is given as reserves and reserves plus 30% of the resource base [2, 19]. The arbitrarily chosen 30% is to reflect the likelihood of that also part of the extensive resource base may be used, which, considering Figure 1, is obviously a large threat to mitigating human induced climate change [13]. Historically, there has been a constant shift from the resource base to the reserves, mainly due to technology advancement in mining and oil and gas extraction, new discoveries and increased prices. Thus, it is likely that such transfer will continue and as stated in [10, 11] it is unlikely that the abundant and therefore relatively low-priced fossil fuels will be left as stranded assets.

The economic values represented by the domestic fossil fuels are estimated by simply multiplying reserves and resources with the current prices of coal, oil and gas. Thus, this paper does not provide any solid analysis in the context of resource economics but merely focus on the trends in domestic fossil fuels and an approximate relation to their economic value and the resources available. As for the economic value of natural resources the term “resource rent” (% of GDP) is sometimes used (e.g.[20]), defined as the difference between the value of the resource at a world price and the total costs of production. Yet, such values are not straight forward to derive and, thus, will require work outside the scope of this paper to analyse in detail.

As for the prices, hard coal is based on OECD Steam Coal Import price 2011 [18] for all countries. Lignite price is set same as hard coal (USD 123.4) but corrected for the lower heating value. For natural gas the import price has been used; to Europe (for Russia, Germany, Norway and EU) and to Japan for China, India and Japan. For US, the domestic US natural gas price has been used. The oil price is taken from the Crude Oil Import Price as provided by [16]. GDP values are from World Bank [20].

The figures of fuel mix in primary energy consumption and for electricity generation are taken from IEA with additional figures from [21] for German electricity generation and from [22] for the 2004 figures applied to EU27. The sum of wind, solar PV and "other RES" has however been adjusted to correspond to the sum given by IEA.

Results and discussion

Table 1 lists key figures of the domestic fossil fuels (coal, oil and gas) for the regions investigated in this work. As can be seen, China, India, Norway, Russia and the US all have large amounts of domestic fossil fuel resources representing large economic values. Coal is the dominating fuel except for Norway where most of the domestic fossil resources are in the form of natural gas and where most of the economic value is realized by export. The economic value for one year production (year 2011) ranges between 3.3 and 34.6% of the GDP for these countries. Although this is a large span with the 34.6% value representing a large part of the GDP also 3.3% can be considered a significant amount of the yearly GDP since it represents a "single" industry; the fossil fuel industry. The economic value of the reserves plus 30% of the resources for the developing economies China, India and Russia is 33, 10 and 95 times the GDP. Thus, for these regions the domestic fuels obviously represent a very large value. In all, it should be clear that the large reserves and resources represent large economic assets for these countries.

For Germany and EU the picture is different with much less domestic fossil fuel resources with Germany having some lignite and EU a mix of mainly natural gas and lignite. For Germany and EU the economic value represented by the fossil fuels is significant but much less than for China, India, Norway, Russia and the US.

Japan has almost no indigenous fossil resources (only limited amount of gas) and has a high import dependency, i.e. a situation opposite that to Norway where the major part of the domestic fossil fuel production (gas and oil) is exported.

Table 2 gives the primary energy consumption excluding nuclear energy divided into fossil fuels, NHRES and hydro together with the trend in these over the last decade (2004 to 2010) for the countries investigated in this study (see above). For China and India, i.e. developing economies rich in fossil fuels there is no increase in the total primary consumption from NHRES (in fact a decrease in India), while a large increase in the consumption of fossil energy consumption (752 Mtoe and 156 Mtoe increase, respectively). Thus, the well-known strong growth in wind power in China (see below) is cancelled out by decrease in other NHRES such as reduced burning of biomass in the heating sector (although statistics may be associated with some uncertainties when it comes to small scale biomass burning). Yet, there has been a large (32 Mtoe) increase in hydropower in China over the last decade (as well as a slight increase in India). Russia gives a similar picture although with less growth in fossil fuels (due to lower economic growth). For EU27

there has been a reduction in primary consumption of fossil fuels and an increase in NHRES. This should be expected considering the ambitious targets on RES and GHG emission reductions in EU but the NHRES is still only around a tenth of the fossil consumption (cf. Table 1). Germany shows a somewhat more pronounced reduction in the primary consumption of fossil fuel and a significant expansion in the consumption of NHRES (little expansion in hydro). Thus, for Germany NHRES technologies can be considered to have actually substituted fossil fuel technologies so that the consumption of fossil fuels has actually been reduced. Yet, the use of the domestic lignite resource in Germany has been rather constant since year 2000 (170 Mt in 2000 and 176 in 2010). For the regions compared, second to Japan, Germany has the lowest amount of domestic fossil fuel resources. As for Japan with almost no domestic fossil fuel resources (cf. Table 1), there has indeed been a significant decrease in use of fossil fuels over the last decade (2000-2010) but on the other hand almost no increase in NHRES and hydro. This is mainly due to energy conservation measures and a low economic growth. The situation of nuclear power has obviously changed following the earthquake in 2011 and the use of fossil fuel is expected to increase at least in the intermediate time frame. Norway has indeed significant domestic resources of fossil fuels but a major part of its production (83%) is exported while the electricity is almost entirely produced by hydropower. In all, there are only moderate changes in the primary energy consumption in Norway over the last decade (cf. Table 2) but yet with a significant increase in fossil as a consequence of an increased use in industry and transport. Finally, in the US with very large domestic resources of fossil fuels, there has been a significant reduction in the primary consumption of fossil fuels as can be seen from Table 2. This is mainly due to energy conservation measures combined with increased use of NHRES and some increase in nuclear power together with a relatively slow economic growth. The increase in NHRS is moderate due to a significant increase in domestic shale gas production.

Table 3 gives a close up on the electricity generation sector for the same regions. From the values given it can be concluded that for the regions rich in fossil fuels (China, India, Norway, Russia and the US), the amount of electricity from NHRES is in the order of a few percent; China 1.7%, India 2.8%, and Russia 0.6%. Yet, China and India as well as the EU and Germany have seen a strong growth in NHRES electricity during the last decade. For the US the electricity from NHRES represents some 6.3% and has been established over a longer time period mainly in order to increase security of supply. Thus, as can be seen, although there is a large increase in NHRES in the US during the last decade, the level in 1990 was higher than in the other countries. Thus, a substantial fraction of the NHRES in US was installed as a response to the oil crises in the 70s. For Norway, there is only small amount of NHRES which, as indicated above is due to that Norway has almost all its electricity generated from hydro. The almost 100% renewable Norwegian electricity generation system was mostly established before Norway became a fossil fuel producing/exporting country.

Table 3 includes a comparison between the growth in fossil and renewable electricity generation from 2004 to 2010, thus reflecting recent development in the electricity generation mix. It is obvious that for the fossil-rich countries which can be considered developing economies (China, India and Russia) the growth in fossil electricity generation was much larger than the growth in NHRES generation in terms of growth in absolute number which is given in this work (TWh). Even in Norway, the growth in fossil generation was larger than in NHRES (but in both cases small values). Only in the US the recent growth in generation from NHRES is similar to that in fossil in spite of that the US has large amounts of fossil fuel resources. Yet, as indicated above, with the new technologies (reduced costs) for extracting shale gas it is a question if this growth pattern will prevail. For EU including Germany, i.e. regions with small amounts of fossil fuels the growth in electricity from NHRES is significantly larger than in fossil fuel generation. In fact, as can be seen from Table 2, there was a reduction in fossil generation in EU as well as in Germany in the period 2004 to 2010. Although Germany has started to transform the energy system according to the “Energiewende” targeting an electricity generation system more or less entirely based on renewable sources, the reduced coal prices have resulted in an increase in coal based electricity generation during last year’s [23]. It is therefore not clear what will happen with the German lignite fired power plants considering the slow-down in CCS development. If CO₂ emission reduction targets are to be met, the domestic lignite resources have to be made stranded assets at some point not so far into the future unless the lignite fired plants can be equipped with CCS technologies. However, there are presently low economic incentives for developing and implementing CCS, public acceptance towards CCS seems low in Germany, especially with respect to CCS schemes which involve on-shore storage.

In spite of that Japan has the lowest assets of domestic fossil fuels of the regions investigated the fossil generation has increased around three times more than the NHRES during the period 2004-2010. Thus, there has been continued increasing import dependency in Japan (also accelerated by the nuclear shut downs following the 2011 earthquake). It can be expected that Japan will put more efforts in developing NHRES technologies and energy conservation measures which fits the Japanese infrastructure, which will put challenges to the grid and balancing capabilities.

Table 1. Reserves and resources of domestic fossil fuels for the regions investigated in this work together with an estimate on the corresponding economic values and their relation to GDP.

Fossil fuels (Coal, oil and gas)	Energy content [EJ]		Economic value [billion USD]			Economic value as share of GDP	
	Reserves	Reserves +30% of Resources	Reserves	Reserves +30% of Resources	2011 production	2011 production	Reserves + 30% of Resources
China	5 254	48 627	26 164	239 058	643	0.088	33
EU27	1 066	5 784	5 935	28 651	156	0.012	2.2
Germany	372	1 185	1 683	5 366	14.8	0.004	1.5
India	2 584	4 462	10 821	19 144	131	0.07	10.2
Japan	10.2	120	59	578	2.6	0.0004	0.098
Norway	118	194	1 410	2 350	110	0.22	4.8
Russia	5 622	36 629	39 322	179 993	658	0.35	95
US	7 384	70 056	34 634	309 981	494	0.033	21

Table 2. Primary energy consumption [Mtoe] from fossil fuels, NHRES and Hydro.

Primary energy consumption [TWh]		1990	2004	2010	$\Delta(2004-2010)$
China					
	Fossil	670	1 362	2 114	752
	NHRES	200	221	222	1
	Hydro	11	30	62	32
EU					
	Fossil	1 351	1 433*	1 291	-142*
	NHRES	49.0	81.5*	152.0	70*
	Hydro	25.0	26.3*	31.0	4.7*
Germany					
	Fossil	305.0	285.9	258.1	-27.8
	NHRES	4.8	15.0	34.6	19.6
	Hydro	1.5	1.7	1.8	0.1
India					
	Fossil	175.0	346.0	502.0	156.0
	NHRES	133.0	214.0	172.0	-42.0
	Hydro	6.0	7.0	10.0	3.0

<i>Japan</i>					
	<i>Fossil</i>	<i>371.0</i>	<i>441.0</i>	<i>404.0</i>	<i>-37</i>
	<i>NHRES</i>	<i>8.0</i>	<i>10.0</i>	<i>11.0</i>	<i>1.0</i>
	<i>Hydro</i>	<i>8.0</i>	<i>8.0</i>	<i>7.0</i>	<i>-1.0</i>
<i>Norway</i>					
	<i>Fossil</i>	<i>10.9</i>	<i>14.2</i>	<i>15.0</i>	<i>0.8</i>
	<i>NHRES</i>	<i>1.1</i>	<i>1.4</i>	<i>1.5</i>	<i>0.1</i>
	<i>Hydro</i>	<i>10.4</i>	<i>12.0</i>	<i>10.9</i>	<i>-1.1</i>
<i>Russia</i>					
	<i>Fossil</i>	<i>822.0</i>	<i>579.0</i>	<i>643.0</i>	<i>64.0</i>
	<i>NHRES</i>	<i>12</i>	<i>7.0</i>	<i>7.0</i>	<i>0</i>
	<i>Hydro</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>14</i>	<i>-1</i>
<i>US</i>					
	<i>Fossil</i>	<i>1 655</i>	<i>2 006</i>	<i>1864</i>	<i>-142</i>
	<i>NHRES</i>	<i>76.0</i>	<i>82.0</i>	<i>108.0</i>	<i>26</i>
	<i>Hydro</i>	<i>23.0</i>	<i>23.0</i>	<i>23.0</i>	<i>0</i>

**Values for 2003 taken from [22]*

Table 3. Electricity generation [TWh] from NHRES technologies and fossil fuels.

<i>El generation [TWh]</i>		<i>1990</i>	<i>2004</i>	<i>2010</i>	$\Delta(2004-2010)$
<i>China</i>					
	<i>Fossil</i>	<i>523</i>	<i>1 830</i>	<i>3 393</i>	<i>1 563</i>
	<i>NHRES</i>	<i>0</i>	<i>2</i>	<i>57</i>	<i>55</i>
	<i>Hydro</i>	<i>127</i>	<i>354</i>	<i>722</i>	<i>368</i>
<i>EU</i>					
	<i>Fossil</i>	<i>1 462</i>	<i>1 776*</i>	<i>1 706</i>	<i>- 70*</i>
	<i>NHRES</i>	<i>25.0</i>	<i>133</i>	<i>321</i>	<i>188*</i>
	<i>Hydro</i>	<i>286</i>	<i>357</i>	<i>366</i>	<i>9*</i>
<i>Germany</i>					
	<i>Fossil</i>	<i>372.4</i>	<i>385.1</i>	<i>368.8</i>	<i>-16.3</i>
	<i>NHRES</i>	<i>4.9</i>	<i>43.0</i>	<i>92.7</i>	<i>49.7</i>
	<i>Hydro</i>	<i>17.5</i>	<i>19.6</i>	<i>20.5</i>	<i>0.9</i>
<i>India</i>					
	<i>Fossil</i>	<i>212.0</i>	<i>560.0</i>	<i>797.0</i>	<i>237.0</i>
	<i>NHRES</i>	<i>0</i>	<i>6.0</i>	<i>22.0</i>	<i>16.0</i>
	<i>Hydro</i>	<i>72.0</i>	<i>85.0</i>	<i>114.0</i>	<i>29.0</i>
<i>Japan</i>					
	<i>Fossil</i>	<i>532.0</i>	<i>671.0</i>	<i>706.0</i>	<i>35</i>
	<i>NHRES</i>	<i>13.0</i>	<i>23.0</i>	<i>34.0</i>	<i>11.0</i>
	<i>Hydro</i>	<i>89.0</i>	<i>94.0</i>	<i>82.0</i>	<i>-12.0</i>
<i>Norway</i>					
	<i>Fossil</i>	<i>0.1</i>	<i>0.4</i>	<i>4.4</i>	<i>4.0</i>
	<i>NHRES</i>	<i>0.4</i>	<i>0.3</i>	<i>1.3</i>	<i>1.0</i>
	<i>Hydro</i>				
<i>Russia</i>					
	<i>Fossil</i>	<i>798.0</i>	<i>604.0</i>	<i>696.0</i>	<i>92.0</i>
	<i>NHRES</i>	<i>0</i>	<i>2.0</i>	<i>4.0</i>	<i>4.0</i>
	<i>Hydro</i>	<i>166</i>	<i>176</i>	<i>166</i>	
<i>US</i>					
	<i>Fossil</i>	<i>2 213</i>	<i>2 961</i>	<i>3 060</i>	<i>99</i>
	<i>NHRES</i>	<i>106</i>	<i>102</i>	<i>192</i>	<i>90</i>
	<i>Hydro</i>	<i>273</i>	<i>271</i>	<i>262</i>	<i>-9.0</i>

*Values for 2004 taken from [22]

For China, India, and Russia which all have large domestic fossil-fuel resources and a significant economic development, primary energy consumption as well as electricity generation from fossil fuels have increased more than NHRES generation. In fact, when looking at primary energy consumption for these countries, there was no increase in consumption from NHRES over the last decade (significant decrease in India). Thus, for these types of countries we conclude that all point to that it is a great challenge to make renewable energy replace fossil fuels since leaving the fossil fuels in the ground will represent significant “stranded assets”. Similar to the expression of “Natural Resource Curse” we identify a possible “fossil-fuel CO₂-mitigation curse”, implying that countries with large fossil fuel resources cannot be expected to make these resources stranded assets. Thus, this represents a large threat to mitigate human induced global warming. We conclude that only a strong policy which imposes a sufficiently high cost of emitting CO₂ is likely to make renewable energy actually reduce CO₂ emissions by either substitute the use of fossil fuels by leaving these in the ground or applying CCS technologies on plants continuing to use fossil fuels. CCS therefore seems a key option, since leaving the fossil resources in the ground is unlikely. Yet, CCS is currently hampered by the slow-down in development of CCS technologies as a result of weak climate policy in EU and elsewhere and problems with public acceptance.

In summary, fossil fuels by nature have high energy content and until CO₂ emissions and other external environmental effects of extracting and using the fossil fuels are not priced sufficiently or RES technologies are available in abundance at a sufficiently low cost, it cannot be expected that the fossil assets will remain in the ground. Yet, a deeper analysis in a natural-resource economics perspective should be required in order to analyse the total impact and value on society such as expressed by the concept of natural (fossil fuel) resource rent. Such work should include analysis of the economic value of fossil fuels with respect to the geopolitics of climate change mitigation.

Conclusions

A discussion is provided on to what extent renewable energy technologies can be expected to substitute fossil fuels so that the actual use of fossil fuels is reduced. Of particular focus is comparison of the change in fuel mix in primary energy consumption and electricity generation over the last decade between regions with varying amounts of domestic fossil fuel resources.

We conclude that for the countries investigated with large domestic fossil fuel resources and developing economies, the primary energy supply as well as electricity generation from fossil fuels have increased more than from RES (Hydro and NHRES). In fact, in the developing regions investigated there is only moderate or no increase in primary energy from RES while large increases in primary energy consumption from fossil fuels. In the US there has indeed been a reduction in fossil fuel consumption over the last decade in spite of large fossil fuel resources, but with only a minor increase in NHRES and originating from a high potential in energy

conservations. We identify a possible “fossil-fuel CO₂-mitigation curse”, implying that countries with large domestic fossil fuel resources cannot be expected to make these resources stranded assets. Only in EU including Germany, for which there are relatively small amounts of indigenous fossil fuel reserves, there has actually been a reduction in the primary consumption of fossil fuel while expanding the consumption of NHRES and, thus, NHRES technologies can be considered to have substituted fossil fuel technologies so that the consumption of fossil fuels has actually been reduced. This effect is moderate in EU as a whole, but significant in Germany.

We identify a possible “fossil-fuel CO₂-mitigation curse”, implying that countries with large fossil fuel resources cannot be expected to make these resources stranded assets.

Acknowledgements

This work is co-funded by the project Pathways to Sustainable European Energy Systems and the North European Power Perspectives project.

References

1. Fee E, et al., Johansson, D. J.A. , Lowe, J., Marbaix, P., Matthews, B., Meinshausen, M., Scientific Perspectives after Copenhagen - Information Reference Document, Brussels, Belgium: European Union, 2010.
2. IEA World Energy Outlook, 2012
3. Wind in power, 2012 European Statistics, European Wind Energy Association (EWEA), 2013.
4. Global market outlook for photovoltaics, 2013-2017, European Photovoltaic Industry Association, 2013
5. Global Wind Energy Council, www.gwec.net, accessed September 2013.
6. DOE US Energy Information DOE/EIA Report 0484, 2010
7. J. D., Sachs, Warner, A., M., “Natural Resource and Economic Development – The curse of Natural resources”, *European Economic Review* 45, 2001, 827-838
8. van der Ploeg, F., “Natural Resources: Curse or Blessing”, *Journal of Economic Literature* 49, 2011, 366–420
9. Pfeiffer, B., Mulder, P., Explaining the diffusion of renewable energy technology in developing countries, *Energy Economics* Vol. 40, pp 285–296, 2013.
10. Johnsson, F., “Perspectives on CO₂ capture and storage”, *Greenhouse Gases: Science and Technology* 1 (2), 2011, 119-133.
11. Johnsson, F., Kjärstad, J., Odenberger, M., “The importance of CO₂ capture and storage - A geopolitical discussion”, *Thermal Science*, 2012, 655-668.
12. Meinshausen M., “Greenhouse gas emission targets for limiting global warming to 2°C”. *Letters to Nature* Vol 458, April 30, 2009
13. Kjärstad, J., Johnsson, F., “Fossil Fuels: Climate Change and Security of Supply”, *Int. J. of Sustainable Water and Environmental Systems*, 4, 2012, 79-87.
14. IEA, “Renewable Energy, Medium-term Market Report 2013, Market trends and projections to 2018”, OECD/IEA 2013.

15. IEA World Energy Outlook, 2006
16. IEA 2011 Country Review
17. IEA 2013 Country Review
18. OECD Steam Coal Import price 2011
19. BGR "Energiestudie 2012 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen"
20. The World Bank, <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.TOTL.RT.ZS>, accessed September 2013.
21. www.bmu.de
22. Eurostat, "Energy Yearly Statistics 2008", Eurostat Statistical books, ISSN 1830-7833, 2010.
23. <http://www.platts.com/latest-news/electric-power/london/german-coal-fired-power-rises-above-50>

The future potential and climate benefit of bioenergy depends on many factors

- including how societies formulate sustainability requirements

29

The future potential of biomass as a resource for energy products is determined by many factors; population, economic, and technology development - and evolution of consumer behaviour (e.g., food waste, material recycling, diets) - determine future biomass demands for food and other products, which translate into demands for land, water and other resources depending on: (i) the character of the food and forestry sectors (e.g., crop yields, water use efficiency, livestock feeding efficiency, adaptation to specific growing conditions); (ii) competition and complementarities of different forms of land use; and (iii) society's preferences with respect to trade-offs in environmental and socioeconomic effects. Trade patterns and logistics linking supply and demand, and development in feedstock conversion (notably to allow biofuels production based on lignocellulosic resources) can also significantly influence the bioenergy supply potential.

Furthermore, the way policies and regulations are formulated influences how land can be used for different purposes. A growing awareness of the direct and indirect effects of the rapidly growing bioenergy sector demands that the resources and feedstocks be put to best use, and that positive and potentially adverse environmental and social effects of changing production systems be understood as production grows. Sustainability of bioenergy systems realistically requires a balance of objectives among environmental and socioeconomic factors. Governance of bioenergy production systems is an essential component required to deploy systems that satisfy society's demands, and so legislation and regulation of bioenergy as well as voluntary certification schemes are required to guide bioenergy production system deployment. Certification schemes have been initiated that have relevance to parts or all of the supply chain, certain feedstock types or end uses, depending on the particular scheme. These governance systems can play a part in mitigating any negative impacts and promote best management practices, but they must be coupled with competitive business cases for a truly successful and sustainable bioenergy industry.

For further information: Göran Berndes,
Chalmers University of Technology

The impact of the choice of evaluation frameworks

The governance systems use different types of evaluation and accounting frameworks, and the choices of definitions, criteria and indicators to be used in these frameworks are critical for what types and volumes of biomass that can be produced in the future, how they can be produced, and where. A recent example, sustainability criteria for Solid and Gaseous Biomass for Generators, from the UK¹ restrict biomass sourcing by requiring that biomass must not come from “primary forests”, which depending on definition might rule out large areas of Canadian forests that are regenerated from natural disturbances and have not been under human management yet. Pellets coming from the Mountain Pine Beetle - killed stands may for example not qualify as sustainable, since the stands were mostly primary forests.

The example of short rotation coppice

Another example, short rotation coppice (SRC) is considered an important biomass supply option for meeting the European renewable energy targets. Different stakeholders along the along SRC bioenergy supply chains are affected by the sustainability criteria associated with the EU Renewable Energy Directive (RED). Producer manuals, Environmental impact assessments (EIAs), and voluntary certification schemes can all be useful for ensuring RED eligibility. However, they are currently not sufficiently comprehensive, neither individually nor combined, and it is desirable that bioenergy governance also stimulate SRC development beyond the requirements associated with RED: integration of SRC into agricultural landscapes can in many ways improve soil, water and biodiversity conditions and mitigate environmental impacts caused by today’s land use practices. An important task is to identify and reduce barriers - and to create incentives - for SRC systems that offer additional environmental benefits. Geographical information systems offer opportunities for administrative authorities to provide stakeholders with maps or databases over areas/fields suitable for RED-eligible SRC cultivation that can also help address concerns over impacts of the present agriculture production. However, proper consideration of all relevant aspects requires that all stakeholders in the SRC supply chain become engaged in the development of SRC production systems and that a landscape perspective is used.

¹⁾ www.ofgem.gov.uk/Pages/MoreInformation.aspx?docid=329&refer=Sustainability/Environment/RenewableBiomass/FuelledStations

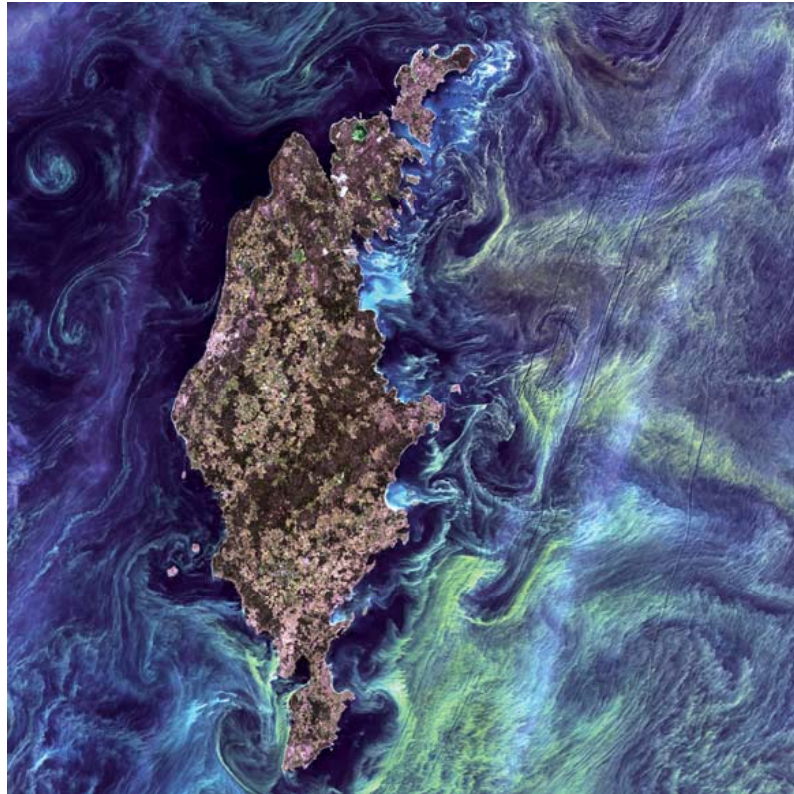


Figure 9: Algal blooms in the water around Gotland, a Swedish island in the Baltic Sea. Fertilizer run-off to the Baltic Sea from surrounding agriculture land contributes to a large nutrient load, primarily via river discharges. This run-off has changed it from an oligotrophic clear-water sea into an eutrophic marine environment experiencing summertime algal blooms. The integration of SRC and other bioenergy crops into the agriculture landscape can help reduce the nutrient load on the on the Baltic Sea. Photo credit: NASA's Goddard Space Flight Center/USGS.

The issue of land use change

A third example is related to how policy addresses concerns over negative impacts associated with land use and land use change resulting from bioenergy. Bioenergy projects can lead to direct and indirect land use change (LUC), which can substantially affect greenhouse gas balances with both beneficial and adverse outcomes for bioenergy's contribution to climate change mitigation. The causes behind LUC are multiple, complex, interlinked, and change over time. This makes quantification uncertain and sensitive to many factors that can develop in different directions—including land use productivity, trade patterns, prices and elasticities, and use of by-products associated with biofuels production. Quantifications reported so far vary substantially and do not support the ranking of bioenergy options and associated producer countries with regard to LUC and resulting emissions. There are however several options for mitigating these emissions, which can be implemented despite the uncertainties. As for the case of SRC discussed above, measures beyond what can be expected from the present RED are likely required for ensuring that bioenergy expansion brings positive outcomes concerning LUC.

The importance of timing when evaluating the climate benefit of biomass extraction for energy use

While commonly not considered LUC, changes in forest management and harvesting regimes that occur in response to bioenergy demand may influence the size and timing of forest C flows and C stock changes. The question how bioenergy incentives influence forest C stocks and flows - and how this in turn affects the GHG mitigation benefits of bioenergy - has during recent years become a topic for debate as governments and other authorities want to ensure that forest bioenergy initiatives contribute positively to climate change mitigation.

It is not questioned that long-rotation forest management with some level of biomass extraction for energy can be maintained on sustainable basis. Neither is there any disagreement on a conceptual level - i.e., that the CO₂ emitted when forest biomass is used for energy was earlier sequestered from the atmosphere and will be sequestered again if the forest bioenergy system is managed sustainably. It is rather the timing of net GHG savings that is debated and diverging standpoints can to a significant degree be explained by the different perspectives on bioenergy and climate change mitigation taken by the opponents. The disagreements arise because emissions and sequestration are not necessarily in temporal balance with each other and this leads to mitigation trade-offs between biomass extraction for energy use and the alternative to leave the biomass in the forest, either as forest residues decaying over time or (in the case of harvesting living trees for bioenergy) as a carbon store that could further sequester more carbon over time.

Beyond the issue of perspectives and methodology choices, it is however clear that the climate change mitigation benefit of forest will vary between different locations, due to variation in environmental and socio-economic factors: the change in forest management and harvesting regimes due to bioenergy demand depends on forest ownership and the structure of the associated forest industry; the carbon stock response to changes in forest management and harvesting depends on the characteristics of the forest ecosystem; and the character of existing energy systems determines the GHG savings achieved from bioenergy use.

Near-term vs long-term considerations

Many concepts and indicators in carbon accounting direct attention to the near term and complementary concepts might be needed to stimulate longer-term considerations. Near-term targets are only a means for inducing the far-reaching energy system transformation that is needed for meeting the long-term objective to keep the increase in global temperature below 2°C (Copenhagen Accord). Positions on bioenergy (or any other mitigation option) should balance near-term targets and longer-term objectives and can therefore not be based solely on project-level quantification of near-term greenhouse gas savings. Although emissions from LUC can be significant in some circumstances, the reality of such emissions is not sufficient reason to exclude bioenergy from the list of worthwhile technologies for climate change mitigation. Policy measures to minimize the negative impacts of LUC should be based on a holistic perspective recognizing the multiple drivers and effects of LUC.

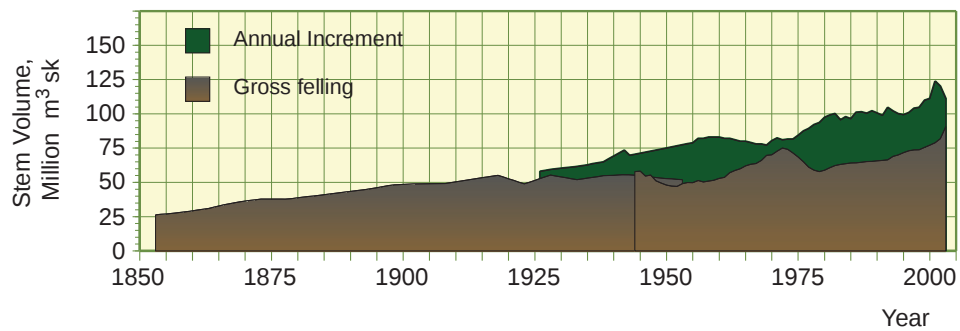


Figure 10: Historic overview of gross felling (1853–2003) and—placed behind the area showing gross felling—annual increment (1926–2003) in the Swedish forest. The method of estimating felling changed between 1945 and 1955, resulting in two overlapping curves. Sweden has during the recent decades had a very strong increase in bioenergy displacing much of the fossil fuel use in the stationary energy sector. At the same time as increasing volumes of biomass has been extracted from the forest there has been an increase in forest stocks, as a result of changing forest management and planning for a future with higher biomass demand for both materials and energy. Thus, increased biomass output need not take place at the cost of reduced forest stocks if the increased biomass extraction is accompanied by activities that promote regeneration and enhance growth. One could argue that the Swedish forest stock could have increased even more in the absence of woodfuel production. The counter argument would be that it is the increased demand for forest products – including woodfuels – that stimulates active forest management and makes activities that promote regeneration and enhance growth feasible.

Reducing non-CO₂ greenhouse gases in the energy sector and CO₂-emissions from using forest residues for energy

30

This chapter describes energy related data to be used for modelling Swedish energy and system and climate scenarios within the project North European Power Perspectives. Section 1 describes measures to reduce emissions from greenhouse gases other than carbon dioxide. Section 2 estimates CO₂-emissions from using forest residues for energy due to impacts on Reducing non-CO₂ greenhouse gases in the energy sector and CO₂-emissions from using forest residues for energy IVL report biogenic carbon stocks. Finally, section 3 gives an overview of three issues of relevance to the Swedish energy system, namely climate impacts from the use of peat for energy, short lived climate forcers, SLCF; and indirect land use changes, ILUC.

1. Measures to reduce emissions from greenhouse gases other than carbon dioxide

This chapter focuses on measures to reduce emissions from greenhouse gases other than carbon dioxide in the energy sector. The greenhouse gases that have been analyzed are methane, nitrous oxide, fluorinated greenhouse gases (f-gases) and short lived climate forcers (SLCF).

Table 1 below shows current emissions from different sources and the reduction potential for each source for the year 2020. Some of the emissions data is from older reports (*italic*). A short description of how the emissions occur and measures to reduce those is described below.

For further information: Lars Zetterberg, IVL

Table 1

Measures	Current emissions in Sweden [ktons CO ₂ e]	Reduction potential for the year 2020 in Sweden [ktons CO ₂ e] (percentage)	Reduction potential between the years 2005 and 2030 in EU-27 [Percentage]
Methane (CH ₄) from landfills	1 300 ¹	800 ² (62%)	61 % ⁶
Refrigerant leakage (HFC-135)	460 ³	440 ³ * (96 %)	91% ⁶
Nitrous Oxide (N ₂ O) from fluidized beds	500 ¹	100 ² (20%)	15% ⁶ **
Methane (CH ₄) leakage from transmission, distribution pipes	72 ¹	-	6% ⁶ ***
Methane (CH ₄) Incomplete combustion	70 ⁴	70 ⁴ (100%)	-
Leakage of SF ₆ from switchgear	31 ¹	10 ⁵ (32%)	73% ⁶
Leakage of Nitrous Oxide (N ₂ O) from catalysts	17 ¹	-	28% ⁶

Current emissions of non- CO₂ greenhouse gases in the Swedish energy sector and reduction potentials for the year 2020. Estimated reduction potentials in the EU are presented for comparison. Older data are given in italics.

**The reduction potential refers to year 2030*

*** The reduction potential is between the years 2010 to 2030*

**** Refers to long-distance gas transmission system.*

1 Swedish Environmental Protection Agency, 2012

2 Ministry of the Environment, 2009

3 SMED, 2012

4 Johansson L et. al. 2003

5 The Swedish Environmental Protection Agency, 2003

6 Höglund-Isaksson Et.al 2010

Methane from landfills

Landfills are the second largest emissions source of methane in Sweden after livestock farming. Landfills in Sweden emit almost 1300 ktons of carbon dioxide equivalents which is approximately 2 % of Sweden's total greenhouse gas emissions. Over the last 20 years the methane emissions from landfills have steadily declined, mainly thanks to policies against landfilling organic material and improvements in the methods of collecting methane gas (Swedish Environmental Protection Agency, 2012). With these measures emissions are expected to decrease to 500 ktons CO₂e in 2020 (Ministry of the Environment, 2009). This corresponds to a reduction potential of 62 %. For comparison, in the EU-27 the reduction potential between the years 2005 and 2030 is estimated to be 61 % (Höglund-Isaksson et. al., 2010).

Refrigerant leakage

The largest source of emissions of refrigerants is mobile AC systems. The most common fluorinated greenhouse gas in refrigerants is HFC-135 which has a GWP-factor at 1300¹. Emissions from mobile AC systems are estimated to be 460 ktons CO₂e equivalents. A new European directive (2006/40/EG) restricts the use of refrigerants which have a higher GWP-factor than 150. Svenska Miljöemissionsdata (SMED) estimates that f-gases emissions from mobile AC- systems will decrease from 463 in 2009 to 27 ktons CO₂e in 2030 (SMED, 2012). This corresponds to a reduction potential of 96 %. For comparison, in the EU-27 Höglund-Isaksson et. al (2010) estimate the reduction potential to be 91 % between the years 2005 and 2030.

Emissions of nitrous oxide from fluidized beds

Combustion in fluidized bed combustors (FBC) is a significant source of nitrous oxide emissions. FBC emitted 500 ktons CO₂e nitrous oxide in 2010 (Swedish Environmental Protection Agency, 2012). The emissions of nitrous oxide vary depending on the fuel, bed temperature and access to oxygen. A change in one of those parameters will also affect other emissions such as SO₂, NO and CO.

The measures to reduce emissions of nitrous oxide can be divided into two types; primary and secondary measures. Examples of primary measures include advanced staging and afterburning which affect the combustor conditions. An example of a secondary measure includes the installation of flue-gas cleaning systems. How effective the secondary measure is depends on the formation and reduction of nitrous oxide which in turn are related to the combustion chamber process. Knowledge about the combustion chamber process still needs to be developed and therefore primary measures are preferred (Leckner, 2006). According to the Ministry of the Environment (2009) the emission of nitrous oxide can be reduced to 400 ktons CO₂

¹ Global Warming Potential (GWP) describes the expected climate impact from the emission of 1 kg of the greenhouse gas in question compared to the emission of 1 kg carbon dioxide

in 2020. This corresponds to a reduction potential of 96 %. For comparison, in the EU-27 the reduction potential has been estimated to be 91 % between the years 2010 and 2030 (Höglund-Isaksson et. al., 2010).

Methane leakage from transmission and distribution pipes

Leakage of methane is today calculated using IPCC default emission factors. The annual emissions are estimated to be 38 ktons CO₂e from the transmission system and 34 ktons CO₂e from the distribution system (Swedish Environmental Protection Agency, 2012). This corresponds to a total leakage of 0.25 %. No estimates showing the possible emission reduction for Sweden have been found. However, according to Höglund-Isaksson et. al, (2010) in EU-27 emissions from long-distance gas transmission system can be reduced by 6% between the years 2005 and 2030.

Methane emissions from incomplete combustion

Incomplete combustion may lead to methane emissions. Combustion of biofuels and wastes generally generates higher emissions of methane compared to that of oil and energy gases. Combustion of biofuels in larger industry plants and in district heating plants results in lower emissions of methane than combustion in small-scale heating systems.

The emissions from small-scale boilers vary depending on the combustion conditions. Boilers without a thermal heat storage tank usually generate relatively high emissions. In 2003, boilers which were not environmentally certified² dominated the majority of boilers in the residential sector. Measures to reduce the emissions include installation of environmentally certified boilers, installation of thermal heat storage tanks, and to change the fuel to renewable alternatives such as wood pellets. Linda Johansson et. al. (2003) developed a scenario where 90 % of the boilers which were not environmentally certified were replaced with environmentally certified boilers and the remaining 10 % were replaced with pellets boilers. As a result of these measures, the emissions were reduced from 74 ktons to 1.4 ktons of methane.

Leakage of SF6 from electrical equipment

SF6 gas is used as insulation gas in switchgears and switchers. The total emission of SF6 from electrical equipment is estimated to be 31 ktons CO₂e (Swedish Environmental Protection Agency, 2012). Today both consumers and producers strive at reducing the emissions of SF6 by developing routines that avoid leakage. According to the Swedish Environmental Protection Agency (2003) the emissions can be reduced to 10 ktons CO₂e. This corresponds to a reduction potential of 32 %. For comparison, in the EU-27 the reduction potential is estimated to be 73 % between the years 2005 and 2030 (Höglund-Isaksson et. al., 2010).

² According to the Swedish National board of housing, building and planning

Emissions of nitrous oxide from vehicles in the road transport sector

In the road transport sector emissions of nitrous oxide are small compared to the emissions from CO₂, 0.5 % of the total greenhouse gas emissions from the transport sector originate from nitrous oxide gas which corresponds to 106 ktons CO₂. When catalytic converters were introduced the emissions of nitrous oxide increased due to incomplete combustion of NO in the catalyst (Swedish Environmental Protection Agency, 2012). On an EU-27 level Höglund-Isaksson et. al., (2010) estimate that the emissions from the road transport sector can be reduced by 28 % between the years 2005 and 2030.

2. Carbon dioxide emissions from using forest residues for energy due to impacts on biogenic carbon stocks

Are biofuels climate neutral?

When biomass is combusted the carbon that once was bound in the growing forest is released, thus closing the biogenic carbon cycle. For this reason bioenergy has often been considered CO₂ neutral³. For instance, CO₂ emissions from biofuels are not included in the EU emission trading system (European Commission, 2003). However, bioenergy production may influence biogenic carbon stocks and atmospheric CO₂ significantly in either a positive or negative way (IEA 2011). Forest residues are important biofuels in Sweden accounting for approximately 17 TWh (Swedish Energy Agency, 2006). Eriksson and Hallsby (1992) showed that using logging residues for energy, instead of leaving them on the ground, could lead to lower carbon storage in litter and soils. But this effect is of transient character. If forest residues or stumps are left on/in the ground, the major part would decompose and release CO₂ to the atmosphere. This is described in figure 1. The diagram is based on modelling of tops and branches from spruce forest in southern Sweden (Ågren 2011). The top curve (reference case) shows the case when the forest residues are left in the soil to decay naturally. The second curve from the top (utilisation case), shows the case when the residues are harvested. Net emissions, illustrated by the bottom curve have been calculated as the difference between the reference case and the utilisation case.

Net emissions (bottom curve) starts as an instant emission at the time for extraction and combustion, which is reduced over time approaching zero. After a few decades there is almost no residual effect. The reason for this is that if the residues were

³ In this paper, we define a system to be CO₂ neutral if the cumulative fluxes of CO₂ to and from a system over a given time period are zero. The concept of CO₂ (climate) neutrality and how it's used is discussed in for instance Holmgren et al (2007).

Figure 1

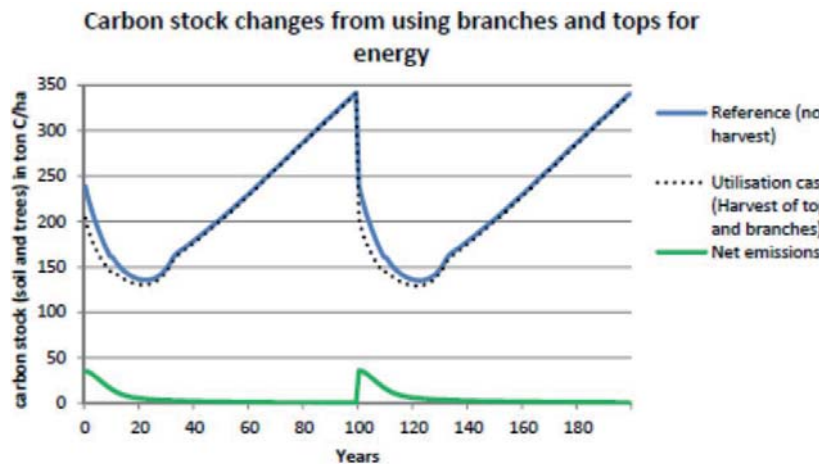
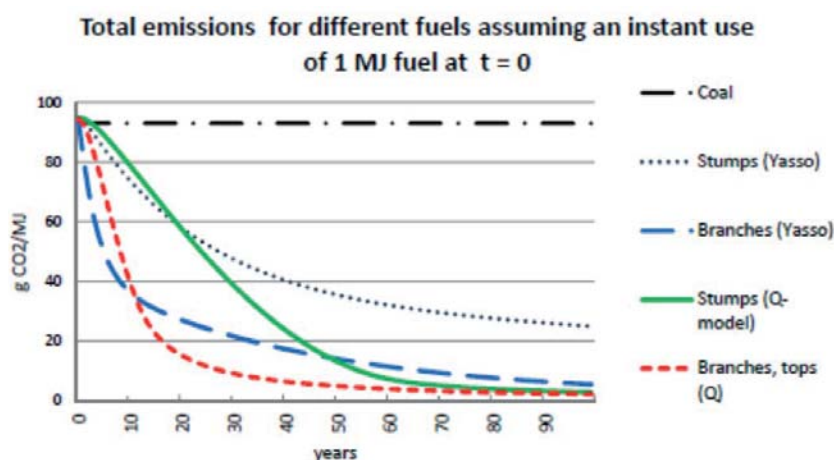


Illustration of how net emissions are calculated as carbon stock changes from the reference case (no harvest) minus carbon stock changes from the utilisation case (harvest of branches and tops). Data from Ågren (2011).

left on the ground, they would decay and release carbon to the atmosphere. Using forest residues and stumps for energy can be seen as shifting the emissions earlier in time compared to leaving them on the ground to decompose (Lindholm et al, 2010). Over time the emission related emissions are compensated due to the avoided emissions from decay and therefore over long time the extraction of forest residues is practically carbon neutral.

In addition to the impacts on biogenic carbon, the use of biofuels affects climate in other ways, for instance use of fossil fuels for harvest, transportation and drying the biofuels and emissions of other greenhouse gases. Different studies estimate these emissions to be approximately 1-3 g/MJ, which is relatively low compared to the carbon content of biofuels of approximately 95 g CO₂/MJ. In addition, there are indirect effects to consider, for instance the substitution effect of biofuels replacing fossil fuels or the displacement of food stock production.

Figure 2



Net emissions for different types of forest residues, assuming that 1 MJ fuel is combusted at $t = 0$.

Comparison of forest residues and coal

Figure 2 shows the net emissions for different types of forest residues, assuming that 1 MJ fuel is combusted at $t = 0$. The diagram shows emissions for branches and stumps, according to a Swedish model, called the Q-model and a Finnish model called Yasso. Net emissions are calculated using the same methodology as in figure 1 as the difference between extracting the residues compared to leaving them in the forest to decay. The corresponding emissions from using coal for energy are shown for comparison.

For all biofuels, the net emissions follow the same dynamic characteristic, starting with a pulse emission that decreases over time due to the avoided emissions from the reference case. In contrast, the emissions from using coal are constant over time. The figure shows that initially, the emissions from forest residues are as high as for coal, but decrease due to the avoided emissions from the reference case where the residues are left on the ground to decay. The time perspective over which the analysis is done is crucial for the climate impact of biofuels. Our results show that over a 100 year perspective the use of branches and tops are close to being carb neutral, while stumps may have a climate impact, depending on model. Over a 20 year time perspective branches and tops are significantly better than stumps, which in turn are better than coal. However over a 20 year time perspective the relative differences between the fuels are smaller.

In conclusion, there is a climate impact from using forest residues for energy, which depends on how the extraction of the fuels from the forest impacts on the biogenic carbon stocks in the forest. There is a difference between biofuels. Our analysis shows that branches and tops are better than stumps which in turn are better than coal. The time perspective over which the analysis is done has great importance for the results. Over 100 years biofuels are significantly better than coal. Over 10 or 20 years, the relative difference between the fuels is smaller.

Establishment of a new forest

Our results so far show that using forest residues for energy leads to a temporary increase of CO₂ in the atmosphere. However, there are bioenergy scenarios which may lead to decreased CO₂ in the atmosphere and have a cooling effect on climate. If, for instance a new forest is established on land that is previously used for agriculture this will lead to the creation of a new carbon stock and hence a decrease of atmospheric CO₂. In addition, when this new forest is mature for harvest, biofuels may be produced. However, since the newly established forest replaces crops, a relevant question to ask is how the crops are replaced. If the replaced crops are produced elsewhere through intensified agriculture or on new agricultural land, the analysis of the climate effects of the new forest should also include the net effects of relocating the crops.

How are land use related emissions accounted for in the Kyoto protocol?

Following the insights of how biofuels have an impact on forest carbon stocks, there has been a debate about the carbon neutrality of biofuels. For instance, Searchinger et al (2009) argue that there is 'a serious accounting error' when biofuels are considered carbon neutral. Is this the case?

The most important accounting system for greenhouse gas emissions from energy use in Europe is the Kyoto protocol and the EU emissions trading system. According to the Kyoto protocol, bioenergy is treated as CO₂-neutral in energy sector. However, the impacts on forest carbon stock are in fact accounted for, although separately and in the sector Land use, Land Use Change and Forestry (LULUCF). Fossil fuels used for the production of biofuels are reported in the energy sector. Non CO₂ greenhouse gases, such as Nitrous oxide, N₂O and methane, CH₄ are included in the agricultural sector. If this reporting format is followed, the greenhouse gas emissions from using biofuels will be correct. A problem is that only Annex I countries (countries that have an commitment according to the Kyoto protocol) are covered by this reporting. This means that land-use related emissions from imported biofuels from non-Annex I-countries are not included. Most countries do not

The EU ETS follows the accounting rules for the Kyoto protocol. This means that emissions from combustion of bioenergy are treated as CO₂-neutral. Land use related emissions due to the production of biofuels are not included in the trading system, but are accounted for in the non-trading sector. With the start of the second compliance period of the Kyoto protocol in 2013, emissions occurring in the LU-LUCF-sector are included in the EU and national commitments. This means that the loss of one ton carbon in the forest due to the extraction of biofuels will be equally important to the national commitment as an emission of 1 ton carbon from fossil fuels in the energy sector.

How can impacts on biogenic carbon stocks from the use of bioenergy be included in energy scenarios?

There is an increasing interest in developing national or regional energy scenarios with the objectives of minimizing climate impacts (see for instance Gode et al 2010, North European Power Perspectives 2013, IEA 2013). Some of these scenarios assume a substantial use of bioenergy. In order to give a correct description of the climate impacts of biofuels, one may argue that a life cycle approach needs to be applied including for instance the impacts on biogenic carbon stocks from the production and extraction of biofuels. Consequently, for fossil fuels, upstream effects such as leakage of methane in the production and distribution of the fuels should be included.

In the following, we show how emissions factors can be derived for forest residues that include the impacts on biogenic carbon stocks. A warning is in place here. Since changes in biogenic carbon pools are normally reported under LULUCF, including land use effects of biofuels in an energy scenario may lead to double counting. This may happen if an energy scenario is that includes biogenic carbon impacts is used in a more comprehensive national scenario, where land use effects also are reported in the LULUCF-sector. It is therefore very important that energy scenarios that include the land-use related emissions communicate this in a transparent way.

With this in mind, emission factors for forest residues that include impacts on biogenic carbon stocks can be estimated based on results presented in figure 2. These emissions have a temporal dependency making them more complex to describe than fossil fuels. One way to describe this is to designate a time integrated emission factor to the biofuel based on the average net CO₂-emission over a given time period. Based on the results in figure 2 we have calculated corresponding CO₂-emission factors for branches and tops and stumps for two different time perspectives: 20 years and 100 years. The resulting emission factors are presented in table 2.

Table 2 *Estimated emission factors for forest residues due to impacts on biogenic carbon stocks. In the UN framework these emissions are normally reported under LULUCF (Land Use, Land Use Change and Forestry).*

Emission due to expected impacts on forest carbon stocks	20 years [g CO ₂ /MJ _{fuel}]	100 years [g CO ₂ /MJ _{fuel}]
Branches and tops	15-27	2-5
Stumps	57-58	3-25

These emission factors can be compared with the emission factors for combustion of coal, 93 g CO₂/MJ or natural gas 56 g CO₂/MJ. These emission factors do, however, not include emissions from production and distribution of the fossil fuels. Comparing the biofuels with fossil fuels one may note that over a 20 years perspective the total emissions from using stumps is of the same order of magnitude as the emissions from combustion of natural gas.

3. Peat, short lived climate forcers and indirect land use changes

Short lived climate forcers, SLCF

Short lived climate forcers, SLCF/SLCP, is a generic term for methane (CH₄), black carbon, ozone (O₃) and hydrofluorocarbons (HFC). All pollutants except fluorinated greenhouse gases have a short atmospheric lifetime of weeks to months. SLCF impacts the climate change and some of the pollutants have also a negative effect on health and crop production.

Black carbon is an aerosol particle with the potential to contribute to global warming. A high proportion of soot is black carbon. Soot is a product from incomplete combustion of both fossil and renewable fuels. In Europe emissions from diesel engines are the dominant emission sources of black carbon while in developing countries emissions from combustion in residential heating, cooking and industry is a major source of black carbon emissions.

Black carbon effects the global warming in several ways. In the atmosphere black carbon absorbs solar radiation and emits heat which makes the atmosphere warmer. If the black carbon falls down on snow or ice the melting process will increase. Black carbon may also disturb cloud formation.

By installing particle filters on diesel vehicles, utilizing biomass boilers and prevent open burning of biomass the emissions of black carbon may decrease.

Tropospheric ozone is formed by a chemical reaction between sunlight and nitric oxide (NO_x), volatile organic compounds (VOCs) or carbon monoxide (CO). Tropospheric ozone is a reactive greenhouse gas and harmful to human health and crop cultivation. Over the last hundred years the amount of tropospheric ozone has tripled and on a global scale. Methane (a VOC gas) is responsible for approximately two-thirds of this rise (Institute for Governance and sustainable Development, 2012).

There are both anthropogenic and natural sources of emissions of nitric oxide, NO_x. The largest emissions source of nitric oxide is combustion of fossil fuels where the transport sector represents the primary source. Forest fires are a natural source of nitric oxide. The largest emissions sources for VOC are the transport sector and the petrochemical industry. The transportation sector and the incomplete combustion in small-scale boilers are the largest emissions sources of carbon monoxide.

Measures to reduce formation of tropospheric ozone include the reduction of substances which can give rise to ozone. Such measures include installation of flue gas cleaning systems, to introduce catalytic converters in vehicles and to reduce the leakage of VOC in the petrochemical industry (Zetterberg, Särnholm, 2007).

Peat and greenhouse gases

Globally, peatland accounts for approximately 3 % and in Sweden as much as 25% of the total land area. Peatland contains one third of the global solid carbon stock and have a major role in the global carbon balance. Peatlands also generally acts as a sink for carbon dioxide and a source for atmospheric methane.

Peat for energy purposes is used in heat and power plants to produce heat and electricity. Peat can also be co-combusted with other fuels in power plants to reach higher overall efficiency.

When determining the climate impact of energy peat it is important to consider i) the type of peatland used, ii) the production technology and iii) the after treatment method. These three factors have a large impact on total greenhouse gas balance from energy peat.

Moreover, the climate impact of energy peat depends strongly on which time perspective is chosen for the analysis. According to Hagberg & Holmgren (2008) the climate impact of peat utilization is comparable to coal during the first 30-40 years after combustion. Using peat from forestry drained peatland leads to a lower climate impact than if pristine mires are exploited. In order to reduce future emissions of greenhouse gases from peat utilization the following options are to be preferred:

- Focus peat production to peatlands with already high greenhouse gas emissions
- Use production technologies that minimize harvesting time
- Afforestation of the peatland after harvesting activities has ended

Indirect land use change due to the use of biofuels, ILUC

This chapter briefly describes the conflict between food and biofuel production. Production of biofuels from crops increases the demand of agriculture land worldwide. Indirect land use change is the result of land use changes induced by expansion of cropland for biofuel production during rising biofuel demand. One effect of indirect land use change is emissions of greenhouse gases. To avoid the negative impacts from land use change, the European Union has put forward a proposal to limit the use of biofuel from agricultural crops. In the transport sector in year 2020, the consumption of biofuels from rapeseed and wheat will be limited to 5 % of the 2020 target of 10 % of renewable energy in the transportation sector. The limitation can be compared to the current production of crops- based biofuel which is 4.5 % of the total energy consumption (European Union 2012).

The European Union target for 2020 states that 10 % of road transport fuel must originate from renewable sources of which a large share is expected to be produced from cropsbased biofuels. In order to meet this target, given the proposed limitation of 5 % agricultural based biofuels, the European Union is expected to promote primarily 2nd generation biofuels (biofuels made from cellulosic feedstock) after 2020. 2nd generation biofuel feedstock need less land to produce the same amount of biofuel compared to 1st generation biofuels. Technological and economic constraints however limit the production of 2nd generation biofuels today and only small amounts are available on the market.

References

Ågren, G., Personal communication. 2011.

Eriksson, H. and Hallsby, G. 1992. *Biomass fuels – effects on the carbon dioxide budget*. NUTEK, R 1992:10. Stockholm.

European Commission, 2003. *Directive 2003/87/EC of the European Union and of the Council of 13 October 2009 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC*. European Commission, 2012, *Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council relating to the quality of petrol and diesel fuels and amending Council Directive 93/12/EC and amending Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 003/30/EC*. October 2012

Gode, J., Särnholm, E., Zetterberg, L., Arnell, J., Zetterberg, T., *Pathways towards a decarbonised Swedish economy in 2050 and its implications on energy demand*, IVL report B-1955, December 2010.

Hagberg, L., Holmgren, K., 2008, *The climate impact of future energy peat production*, IVL Svenska Miljöinstitutet, IVL report B179.

Holmgren, K., Eriksson, E., Olsson, O., Olsson, M., Hillring, B., Parikka, M. 2007. *Biofuels and climate neutrality – system analysis of production and utilisation*. Elforsk report 07:35. www.elforsk.se

Höglund-Isaksson L., Winiwarter, W., Wagner, F., Klimont, Z., Amann, M, 2010. *Potentials and costs for mitigation of non-CO2 greenhouse gas emissions in the European Union until 2030 results*. Science for Global Insight

IEA, Bioenergy, *Land Use Change and Climate Mitigation*. 2010. IEA Bioenergy:ExCo:2010:03.

IEA, *Nordic Energy Technology Perspectives – Pathways to a Carbon Neutral Energy Future*. 2013. International Energy Agency, 9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France. www.iea.org/etp/nordic. Institute for Governance and Sustainable Development, 2012, *Primer on Short-Lived Climate Pollutants*, Institute for Governance and Sustainable Development .

Johansson L, Gustavsson, L, Tullin C, Cooper, D, 2003, *Emissioner från småskalig biobränsleeldning- mätningar och preliminära mängdberäkningar*, SP.

Leckner B, 2006, *Emissions of nitrous oxide from large combustion plants*, Second European Climate Change Programme .

Lindholm, E.-L., Berg, S., Hansson, P.-A. 2010. *Skörd av skogsbränslen i ett livscykelperspektiv*. SLU report 023. ISSN 1654-9406. Swedish University of Agricultural Sciences.

Ministry of the Environment, 2009, *Sveriges femte nationalrapport om klimatförändringar*, Ministry of the Environment.

North European Power Perspectives. 2013. www.nepp.se, accessed 2013-01-28.

Searchinger, T. D., Hamburg, S. P., Melillo, J., Chameides, W., Havlik, P., Kammen, D. M., Likens, G. E., Lubowski, R. N., Obersteiner, M., .Oppenheimer, M., Robertson, G.P., Schlesinger, W.H., Tilman. G.D. 2009. Fixing a Critical Climate Accounting Error, *SCIENCE* VOL 326 23 OCTOBER 2009.

SMED, 2012, <http://www.smed.se/luft/projekt-och-utredningar/pagaendeprojekt/1986>. Last accessed 2012-12-12.

Swedish Energy Agency. 2006. *Energiläget 2006*. Report ET 2006:45. Download available at www.energimyndigheten.se. In Swedish.

Swedish Environmental Protection Agency, 2012, *National inventory report Sweden 2012*, Swedish environmental protection agency.

Global biomass potentials in a European energy perspective

31

During the last decade, the use of biomass for power and heat production in Europe has increased as a measure to reduce GHG emissions. A substantial part (around 20 TWh) of this biomass consumption currently is long-distance import of pellets, mainly from North America and Russia. When looking at further reducing GHG emissions in Europe by 2030 and by 2050, import of solid biomass for energy purposes could grow to much higher levels if there is available biomass supply in other World regions.

Global biomass potentials

During the last 20 years, several studies have been undertaken regarding global biomass potentials for energy purposes. The studies vary e.g. regarding type of biomass included, time perspective, and limitations such as area available for energy crops, agricultural development, world population growth and dietary habits and technological, economic, environmental and ecological constraints.

One of the most comprehensive compilation and analysis of earlier performed global biomass studies is Slade et al (2011). The report reviewed more than 90 global studies that could be divided into four groups according to Table 1.

For further information: Mattias Bisaillon, Profu

Table 1

Common assumptions for low, medium and high biomass potential estimates (adopted from Slade et al 2011). Note that 1 EJ = 1 Exa Joule = 1000 Peta Joule = 278 TWh = 23.9 Mtoe

Grouping	Global biomass potential (EJ)	Essential pre-conditions
Low	0-100	Little or no land for energy crops (<0.4Gha total) High meat diet OR low input agriculture Limited expansion of cropland area AND high level of environmental protection Agricultural residues (<30EJ, not included in all studies)
Lower-mid	100-300	Crop yields keep pace with demand: < 0.5Gha land for energy crops (mostly nonagricultural) Low population OR vegetarian diet OR limited deforestation. All residues¹ (< 100EJ, constrained use, included in most studies)
Upper-mid	300-600	Crop yields outpace demand: >1.5Gha land for energy crops (includes >1Gha good agricultural land) Low population OR vegetarian diet OR extensive deforestation / conversion to managed forestry All residues (< 100EJ constrained use, not included in all studies)
High	600-1600	Crop yields outpace demand: >2.5Gha land for energy crops (includes >1.3Gha good agricultural land) High or very high input farming, limited, and landless, animal production with dung recovery Low population (<9bn) Vegetarian diet OR extensive deforestation / conversion to managed forestry All residues (< 100EJ constrained use, not included in all studies)

The figures in Table 1 can be compared to the **global primary energy supply**, which in 2008 amounted to roughly 550 EJ (Slade et al 2011) and which is estimated in the range 600-1040 EJ in 2050 according to Lysen et al (2008).

The potentials in Table 1 can be considered large to very large in comparison to the **current use of biomass for energy purposes**, which is estimated at 53 EJ by REN21 (2012) and split into the following categories:

- Almost 46 EJ for heating and cooling and for industrial applications. Out of this, 34 EJ is “traditional” biomass energy as firewood that is burned directly and usually in very inefficient devices.
- Almost 6 EJ for electricity generation and CHP
- Almost 2 EJ for production of liquid biofuels for road transport

The same goes when the potentials in Table 1 are compared to the current **global use of biomass for other purposes than energy**. According to Slade et al (2011) these were estimated to the following levels in 2000 (summing up to roughly 200 EJ):

- Pasture: around 75 EJ
- Food crop residues: around 60 EJ
- Cereals (grain): : around 40 EJ
- Industrial roundwood: around 20 EJ

Time perspective and different types of biomass

The studies reviewed by Slade et al (2011) mostly focus on the year 2050. For the time perspective 2000-2030 a total range of 0-200 EJ is identified and this is increased to 0-1600 EJ when looking at studies for the year 2050.

In general, there are three main groups of biomass included in biomass potential studies:

- **Wastes & residues:** Originating from forestry, agriculture and organic wastes (including the organic fraction of MSW, dung, process residues etc.).
 - o In Slade et al (2011), these potentials range from 0 to around 200 EJ.
 - o In another review by IPCC (2012), the technical potential ranges for the year 2050 from 40 to 170 EJ with a mean estimate of around 100 EJ.
- **Surplus forestry products:** Other than from forestry residues, mainly the net growth currently left unused.

¹⁾ Agricultural residues, forestry residues, wastes (dung, MSW, industrial)

- o In Slade et al (2011), these potentials range from around 50 to around 250 EJ.
- o In IPCC (2012), the technical potential for the year 2050 ranges from 60 to 100 EJ.
- Energy crops: Oil crops, starch and sugar crops and (ligno)cellulosic crops applied on different types of land such as surplus agricultural land, rest land, degraded land and pasture.
 - o In Slade et al (2011), these potentials range from 0 to around 1200 EJ.
 - o IPCC (2012) gives a lower estimate for energy crop production in the year 2050 on possible surplus, good quality agricultural and pasture lands at 120 EJ. Furthermore, the potential contribution of water-scarce, marginal and degraded lands could add another 70 EJ. Finally, assuming strong learning in agricultural technology for improvements in agricultural and livestock management possibly could add another 140 EJ, thus giving a total potential of $120 + 70 + 140 = 330$ EJ according to IPCC (2012).

Following different types of restrictions, IPCC (2012) concludes that potential deployment levels of biomass for energy by 2050 could be in the range of **100 to 300 EJ**. The same report states that:

“To reach the upper range of the expert review deployment level of 300 EJ/yr would require major policy efforts, especially targeting improvements and efficiency increases in the agricultural sector and good governance, such as zoning, of land use.”

By comparing Slade et al (2011) and IPCC (2012), it becomes clear that the biomass potentials denoted “Upper-mid” and “High” in Table 1 likely are very optimistic and very challenging to achieve, especially when considering possible conflicts over land use for production of food, raw materials (e.g. for replacing oil-based carbon in the petrochemical industry)² and energy.

The potentials presented by Slade et al (2011) are much higher in 2050 compared to 2000-2030, thus indicating that it will take time to establish, develop and expand the systems necessary for the biomass production. Much of this development must be made in the agricultural sector, since the energy crops amounts to around 60-70 % of the global potential in 2050. This differs a lot from the current situation in countries with a large forestry industry (e.g. Sweden and Finland) where the high biomass use for energy purposes is based on forestry by-products and forestry residues and only a small share comes from agriculture.

Potentials vs. global biomass energy demand

IPCC (2012) reviewed different studies modelling the global energy system in order to stabilise the CO₂ content of the atmosphere at different levels in the year 2100. These studies also included other types of renewable technologies (e.g. wind

power and hydro power) as well as other types of CO₂ mitigation measures (e.g. fuel shift from coal to natural gas, energy efficiency improvements and large-scale application of CCS).

Regarding biomass, 137 different scenarios were reviewed. The studies showed a large variation in the demand for biomass. For stabilizing the CO₂ content in the interval 440-600 ppm in the year 2100, the scenarios show the following demand:

- 2020: From around 40 EJ up to slightly more than 100 EJ (median: around 55 EJ)
- 2030: From around 40 EJ up to slightly more than 200 EJ (median: around 70 EJ)
- 2050: From around 40 EJ up to around 260 EJ (median: around 110 EJ)

For stabilizing the CO₂ content to be less than 440 ppm in the year 2100, the scenarios a higher demand:

- 2020: From around 40 EJ up to almost 150 EJ (median: around 60 EJ)
- 2030: From around 40 EJ up to around 175 EJ (median: around 85 EJ)
- 2050: From around 40 EJ up to around 300 EJ (median: around 155 EJ)

Consequently, in the IPCC study there is a fairly good match between the possible supply and demand for biomass on a global scale. The levels of production and use of biomass are still very challenging, since they have to increase 2 to 3 times compared to today's level in order to stabilise the CO₂ content in the atmosphere.

The European energy perspective

The EU-27 gross inland consumption of primary energy amounted to 74 EJ (1759 Mtoe) in 2010 (Eurostat 2013). In the same year, the consumption of biomass and wastes amounted to 4.9 EJ. Figure 1 shows that the consumption of biomass and wastes has almost doubled within the EU-27 during the period 2002-2011.

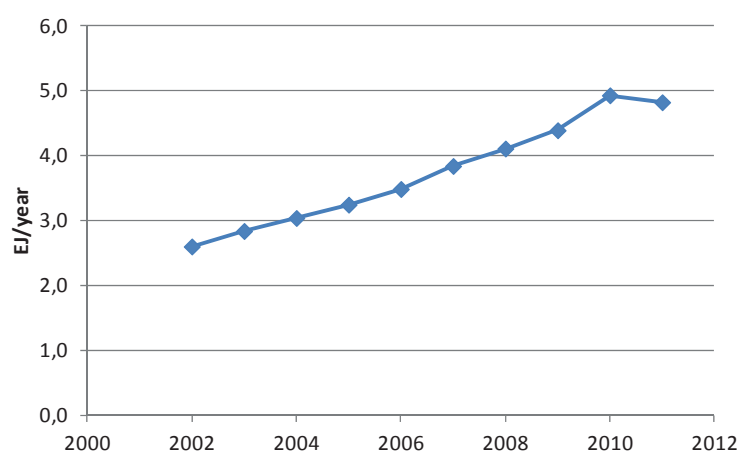
Rettenmaier et al (2010) presented a comprehensive review of biomass potential studies for Europe. Table 2 shows the result of this review on an EU-27 level. Most studies estimated technical potentials with different types of environmental constraints, i.e. very few studies included economic constraints.

²⁾ As an example, Swedish petrochemical refineries annually use around 16.6 Mtonnes of carbon from raw oil. This is more than twice the amount of carbon that the Swedish chemical pulp industry uses from woody biomass (Hylander et al 2013).

Table 2 *Summary of bioenergy potentials at EU-27 level, EJ/year (adopted from Rettenmaier et al 2010).*

	2000	2010	2020	2030	> 2050
Agricultural residues & organic waste	0.5-3.9	1.0-3.9	1.5-4.4	1.1-3.1	0.7
Forestry & forestry residues	0.7-4.5	1.6-4.4	0.8-4.2	1.6-3.7	1.7-2.2
Energy crops	0.1-1.6	0.3-9.6	0.5-14.7	2.0-18.4	15.4-19.9
TOTAL	1.3-10	2.8-17.9	2.8-23.3	4.8-25.2	17.8-22.8

Figure 1



Consumption of biomass and wastes within the EU-27 during the period 2002-2011. Consumption calculated as the net of Primary production + Import – Export – Stock changes according to Eurostat (2013).

It is interesting to note that even the most optimistic biomass potentials in Table 2 are well below the current consumption of primary energy in EU27. EU 27 thus differs from the global situation, where the most optimistic potentials are on the same level as the global energy supply.

Biomass import to Europe

On a global scale, Europe and especially EU-27 is the main importer of biomass and wastes for energy purposes. Furthermore, the global trade is small compared to current global production and use of biomass for energy purposes.

According to Hansson (2013), the global trade of solid biomass and wastes for energy purposes increased from 0.06 EJ to 0.3 EJ during 2000-2010. In 2010, around 2/3 of the global trade was undertaken within Europe. The global trade for energy purposes in 2010 could be split into (Hanson 2013):

- Pellets: 0.12 EJ
- Wood waste: 0.077 EJ
- Fuelwood: 0.076 EJ
- Wood chips: 0.017 EJ
- Agricultural and industrial residues: 0.009 EJ
- Roundwood: 0.0024 EJ

Pellets is the dominating solid biomass fuel being traded over long distances. The import to Europe from other world regions (mainly North America and Russia) has increased steadily and was estimated to some 0.07 EJ (4 Mtonnes) in 2012 (Teir 2013). Up to 2020 the European import from other world regions might increase up to 0.25-0.5 EJ according to Faaij (2013).

After 2020, IEA (2012) indicated that global trade in refined biomass (pyrolysis oil, torrefied wood pellets) will probably “grow rapidly and to supply large bioenergy power and/or heat plants in regions with limited feedstock availability”. The same source points out likely trade routes that are already being established today, such as:

- “Eastern Europe to Central Europe;
- Latin America to the United States, the European Union and Japan
- Australia may become a supplier to China;
- and other developing Asian and African countries could play an increasing role in the longer term in exporting feedstocks to Asian, European and North American markets”

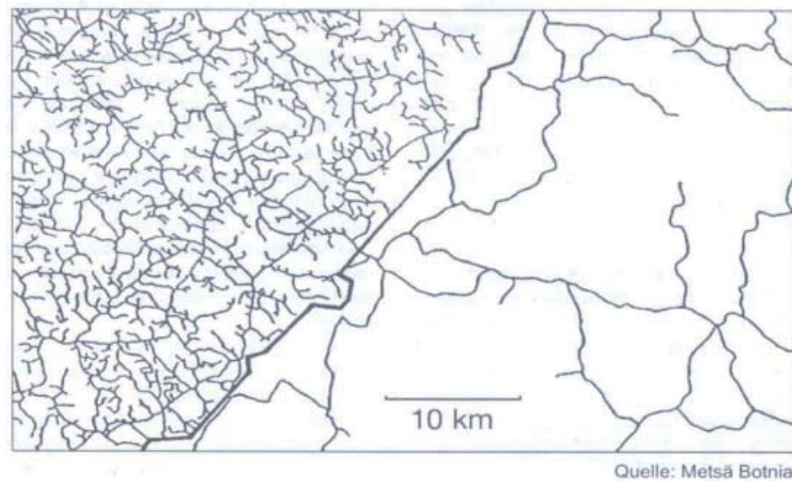
Junginger (2012) presented a long term outlook for bioenergy trade based on modelling studies. Considering “ambitious scenarios” (likely in respect to reducing GHG emissions), these results indicated for

- 2030: 14-26% (10-45 EJ) of global bioenergy demand is traded between World regions
- 2050: 14-30% (15-70 EJ) of global bioenergy demand is traded between World regions

Looking at the regional bioenergy trade balances presented by Junginger (2012), Western Europe has a net import in 2030 of around 0-9 EJ/yr (median around 5 EJ/yr) and in 2050 of around 5-10 EJ/yr (median around 7.5 EJ/yr). Other big importing regions are China and India. The main exporting regions are Russia, South America, Central & Rest Africa (excluding South Africa), and Canada.

The results presented by Junginger (2012) indicate a large possible bioenergy trade expansion compared to today's levels. At the same time, it is important to notice that existence of efficient infrastructure is vital for realizing such potentials. In the case of Russia, Figure 2 shows an example of the forest road grid along the Finnish-Russian border. On the Finnish (left) side of the border, the forest road grid is much more developed than on the Russian (right) side, which definitely affects the opportunities for utilizing the forest both for material and for energy purposes.

Figure 2



Forest road grid on both sides of the Finnish-Russian border (adapted from Nilsson 2013)

References

Eurostat (2013) Consumption of energy, http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Consumption_of_energy, data downloaded 2013-06-07

Faaij, A. (2013) Sustainable International Bioenergy Trade – Securing Supply & Demand, presentation at the NORDIC BALTIC BIOENERGY 2013, Oslo, May 2013

Hansson, J. (2013) Presentation av IEA-rapporten “Global Wood Chip Trade for Energy”, Hearing om: Konkurrens om skogsråvaran, Stockholm den 24 januari 2013

Hylander, N., Hjerpe, C-J. och Lundqvist, F. (2013) Drivkrafter, möjligheter och kritiska faktorer, presentation vid Skogsbaserade Kemikalier och Material, Göteborg, 21-22 mars, 2013

IEA (2012) Technology Roadmap. Bioenergy for Heat and Power, IEA, Paris

IPCC (2012) Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.

Junginger, M. (2012) (Solid) bioenergy trade – a long term outlook, presentation at the CanBio Annual Conference & Trade show, 28 November 2012, Vancouver, Canada

Lysen, E. and van Egmond, S. (editors) (2008) Assessment of global biomass potentials and their links to food, water, biodiversity, energy demand and economy, Netherlands Environmental Assessment Agency MNP, WAB Secretariat

Nilsson, S. (2013) DEMAND AND SUPPLY OF FOREST RAW MATERIALS IN A GLOBAL PERSPECTIVE, Hearing om: Konkurrens om skogsråvaran, Stockholm den 24 januari 2013

REN21 (2012) Renewables 2012 Global Status Report, Paris, REN21 Secretariat

Rettenmaier, N., Schorb, A. And Köppen, S. (2010) Status of Biomass Resource Assessments Version 3, Biomass Energy Europe

Slade, R., Saunders, R., Gross, R., and Bauen, A. (2011) Energy from biomass: the size of the global resource, Imperial College Centre for Energy Policy and Technology and UK Energy Research Centre, London

Teir, A. (2013) VIEWS ON THE ATLANTIC BASIN INDUSTRIAL PELLET MARKET UP TO 2030, presentation at the NORDIC BALTIC BIOENERGY 2013, Oslo, May 2013

Model analysis of alternative CO₂ emission coefficients of solid biomass

32

This chapter presents a set of energy-system model results based on the assumption that the use of solid biomass for energy purposes is related to net emissions of CO₂. This is in contrast to traditional assumptions and energy systems modelling where the emission coefficient of biomass, generally, is zero. Based on other research work, we have used alternative emission coefficients of solid biomass within a range of 100-200 kg CO₂/MWh and compared the model outcome to the default assumption of 0 kg CO₂/MWh. Given ambitious climate ambitions towards 2050, this would imply a relatively limited effect in the Nordic countries in terms of biomass use for energy supply. However, since a carbon cost would be added also to biomass in such a scenario, total costs of biomass would increase. This, in turn, would affect costs and prices of e.g. district heating.

Introduction

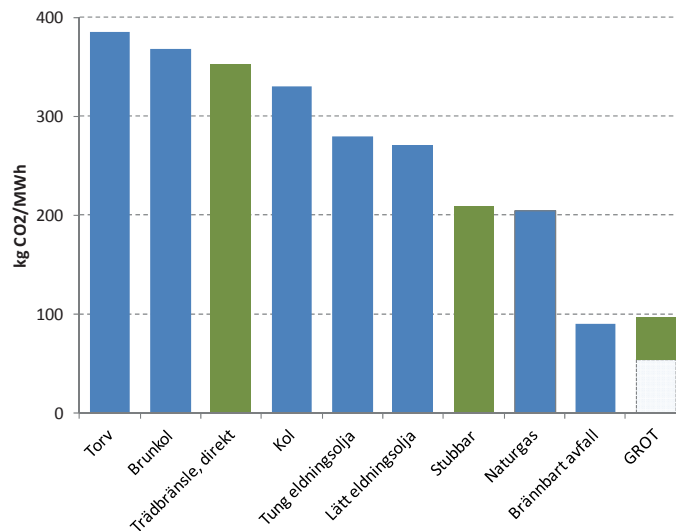
Whether the combustion of biomass leads to net greenhouse-gas emissions or not is subject to constant debate also within the research community. It is not the purpose of this paper to advocate for either side. We can, however, conclude that energy-systems modelling almost exclusively use greenhouse-gas emission coefficients of zero based on the assumptions made by e.g. IPCC. Yet, in some cases upstream emissions, through the use of fossil fuels for supplying biomass fuels, are also included in the analysis implying that emission factors could be larger than zero also in “traditional” analyses. In the present analysis, however, the objective is to assess the impact on the long-term development of the energy system in case that the incineration of biomass itself is considered to generate net CO₂ emissions. This means that the use of biomass would be associated with an emission coefficient larger than zero. In the context of the European emission-trading scheme, the EU ETS, this would, thus, add a carbon cost to the use of biomass for energy supply. This is in a sense subject to political decisions and such discussions have been held by e.g. the European Commission.

For further information: Thomas Unger, Profu

The choice of emission coefficient of biomass

The choice of an alternative emission coefficient of biomass is based on research made by the Swedish Environmental research Institute, IVL. Depending on a number of conditions and type of biomass, estimates range between almost zero and roughly 200 kg CO₂/MWh. The higher end of the range is related to the incineration of stumps. Emission coefficients of fossil fuels and the alternative emission coefficients of solid biomass used in this study are shown in Figure 1.

Figure 1



CO₂-emission coefficients, kg CO₂/MWh fuel, of different fossil fuels and of biomass. Default emission coefficient of biomass is zero. The values in this figure are used as alternative emission coefficients in this model analysis. (Figure in Swedish).

In this study, we have investigated the effect of using three different emission coefficients of solid biomass: 200 kg CO₂/MWh (“stumps”), 100 kg CO₂/MWh (“GROT”) and 0 kg CO₂/MWh. The first one, 200 kg/MWh, is likely to be considered as rather extreme. The second one, 100 kg/MWh is the upper end of a range between 50-100 kg/MWh valid for branches and tops. The third one, zero, is our default option. Thus, the alternative emission coefficients have deliberately been chosen as relatively high based on the research by IVL. Thereby, the model analysis takes on a somewhat of a “worst case” assessment. “Non”-solid biomass such as

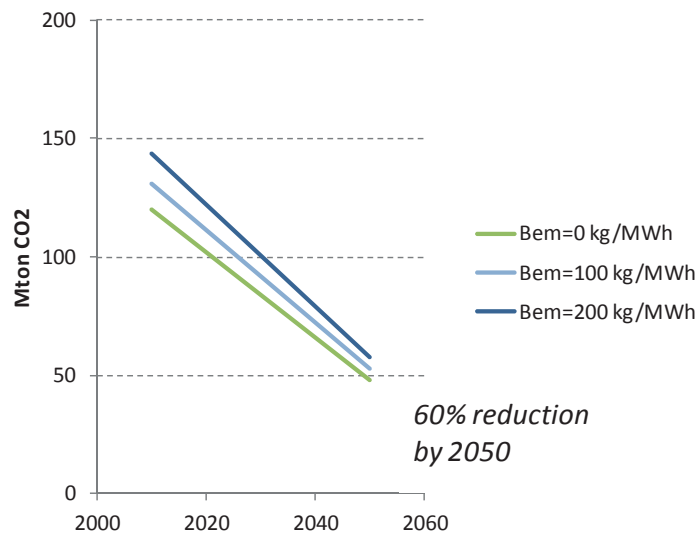
biogas and waste liquors in the pulp and paper industry are, however, related to zero emissions in all investigated cases.

Method

For the model analysis, we have used the MARKAL-NORDIC model including the entire stationary energy system, i.e. excluding transportation, of the four Nordic countries Sweden, Norway, Denmark and Finland. Furthermore, the electricity-supply systems of Germany and Poland are included. The time horizon stretches to 2050¹.

As mention above, three emission factors of solid biomass in the Nordic countries have been investigated. This has been done for a given CO₂-emission reduction target applied to the region in focus. In reality, this region is part of an EU-wide emission target. However, since the model does not include the entire European area and since we do not have the tools of properly estimating the effect on the European

Figure 2



CO₂-emission reduction paths for the stationary energy system of the Nordic countries and for the three different emission coefficients of solid biomass that have been analyzed in this study.

¹ The MARKAL-NORDIC model is described in more detail in the NEP report “Coordinated use of energy systems models in energy and climate policy analysis”, 2010.

carbon price of assigning net CO₂ emissions to the incineration of biomass, we have in this specific case chosen to apply a specified target to the Nordic region. Thereby, the system effects of assigning biomass with emission coefficients larger than zero are properly assessed but limited to the Nordic energy systems as a test ground. The common emission-reduction paths for the Nordic countries are shown in Figure 2. Emissions are reduced by approximately 60 percent by 2050 compared to emissions in 2010. Observe that the start level is increased with increasing emission coefficients of biomass. This is due to the fact that the starting level is chosen from actual emissions in the start year 2010. The actual emissions become, accordingly, higher if the chosen emission factors of biomass are larger than zero. A corresponding emission-reduction target is applied also to the German and Polish electricity generation systems included in the model.

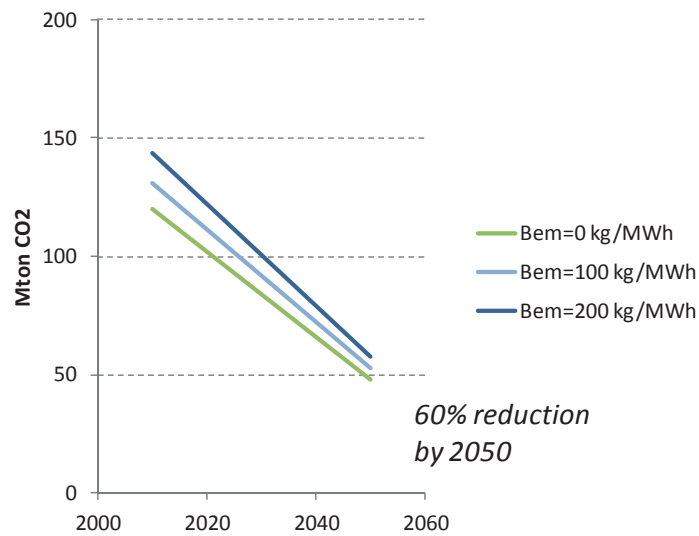
Model results

Demand for biomass

If solid biomass were to be assigned with emission coefficients larger than zero, this will have an impact on the future demand for biomass for any given climate target. This is also shown in Figure 3 where total demand of biomass (including also non-solid classes) in the Nordic countries towards 2050, is shown. If the emissions coefficient is set to zero, i.e. the default case, demand for biomass is rapidly growing up to approximately 350 TWh by 2030 in the Nordic countries. If, on the other hand, the emission coefficient of solid biomass is set to 200 kg/MWh, the demand for biomass is significantly lower, around 250 TWh in a long-term perspective. Using 100 kg/MWh as emission coefficient implies little difference from the default case up until 2030. After that, demand decreases.

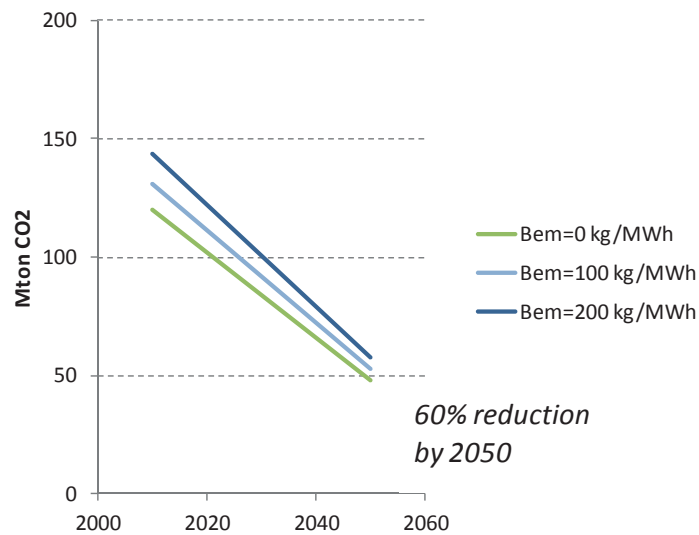
In the case where the emission coefficient is set to 200 kg/MWh, solid biomass has the same climate properties as natural gas. Even though climate targets are ambitious there is still a demand for biomass (and natural gas) in order to meet the demands for energy services. Furthermore, it is assumed here that renewable policy instruments such as electricity certificates in Sweden and Norway still support the use of biomass for electricity generation (as well as other means of producing renewable electricity) even though biomass combustion is related to net CO₂ emissions in two of our model runs. A parallel to this is the existing situation for peat in Sweden. On one hand, peat combustion for electricity generation benefits from support through the electricity-certificate scheme. On the other hand, peat combustion is subject to carbon costs through the EU ETS scheme.

Figure 3



Difference in primary energy use between the “100 kg/MWh”-case and the “zero”-case, and between the “200 kg/MWh”-case and the “zero”-case.

Figure 4



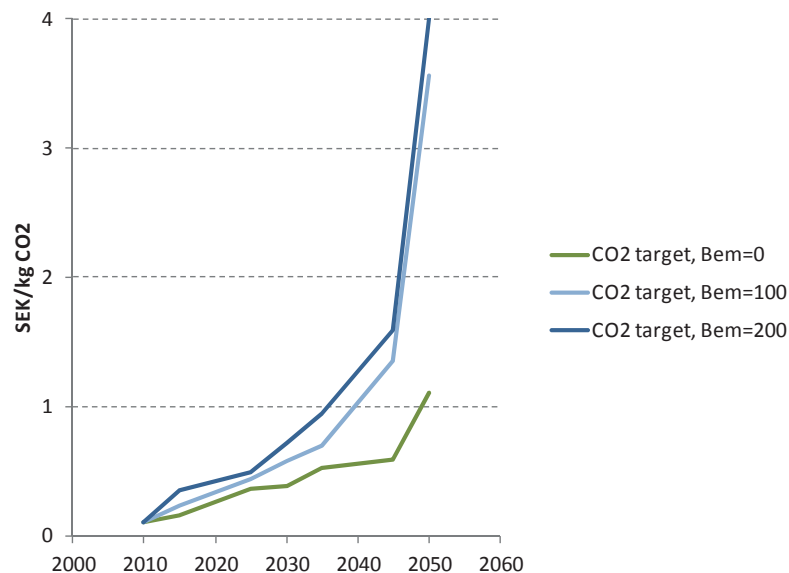
Difference in primary energy use between the “100 kg/MWh”-case and the “zero”-case, and between the “200 kg/MWh”-case and the “zero”-case.

In Figure 4, we present the difference in primary energy use, for the model year 2035, between the “100 kg/MWh”-case and the “zero”-case, and between the “200 kg/MWh”-case and the “zero”-case. In this figure it is shown that the reduced demand for biomass is replaced by an increased demand for primarily natural gas and other renewable energy sources. The reason that demand for fossil fuels such as coal may be reduced (cf. “Bem 100” in Figure 4) is that positive emission coefficients for biomass implies increased marginal costs of CO₂ abatement, which, in turn, affects all fossil fuels to various extent (see more in upcoming section).

Marginal costs of CO₂-reduction

Since we have applied a CO₂ target to the system, marginal costs of CO₂ abatement are obtained as model results. These are reported in Figure 5 below. In the default case (zero as emission coefficient for solid biomass), marginal abatement costs are less than 0,4 SEK/kg CO₂ until 2030. As we approach 2050, marginal costs continue to rise and reach 1 SEK/kg CO₂. Once again, this assumes that the Nordic countries jointly reduce their CO₂ emissions from the stationary energy system by 60 percent by 2050. If we, however, assign emission coefficients larger than zero to the incineration of solid biomass, marginal costs of CO₂ abatement increase significantly. Thus, climate policy (for the same given reduction target) has become more expensive since one of the major energy carriers in the Nordic countries, solid biomass, is considered a net contributor to anthropogenic greenhouse-gas emissions.

Figure 5

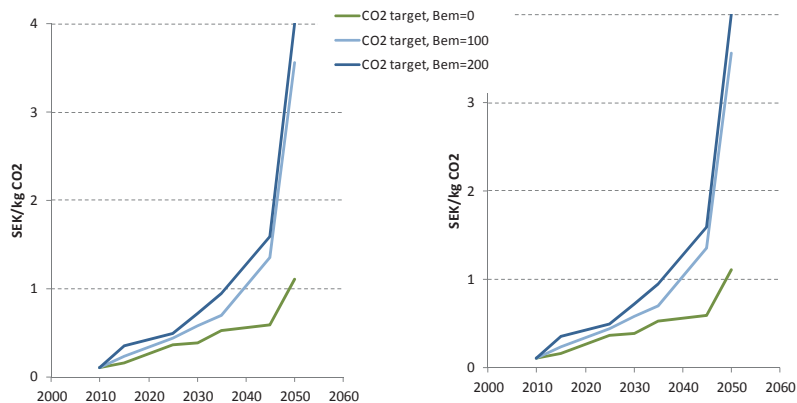


Marginal abatement cost of CO₂ in the Nordic countries for the given CO₂ target and the three alternative emission coefficients of solid biomass.

Energy prices

As in the case of marginal abatement costs of CO₂, energy prices are likely to be affected. This is not only true for solid biomass where a carbon cost is added but also for fossil fuels where the added carbon cost increases with increasing size of the emission coefficient of solid biomass. Thus, as biomass and fossil fuels become more expensive as the emission coefficient of solid biomass is increased, the competitiveness of biomass is unilaterally reduced only towards other renewable alternatives. Furthermore, since biomass is essential in the supply of district heating in all Nordic countries, especially in Sweden, the choice of emission coefficient of solid biomass will also have an important impact on the cost formation of district heating. This is shown in Figure 6 where marginal costs of solid biomass (left panel) and district heating (right panel) are presented ². In the default case, marginal costs of district-heating production are reduced somewhat over time. This is because the relationship between wholesale electricity prices, which increase over time, and the costs of biomass fuels mainly in combined heat and power schemes enable a press downward on the marginal costs of district heating. If, however, solid biomass is associated with emission coefficients larger than zero, marginal costs of district-heating production may increase significantly.

Figure 6



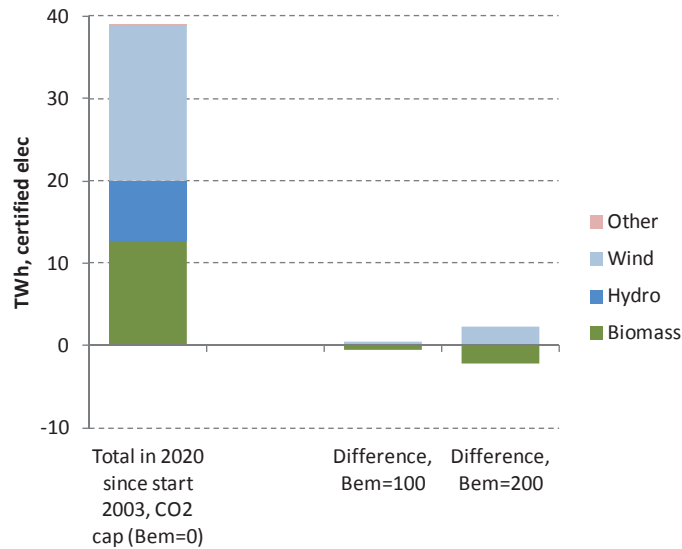
Marginal costs of solid biomass (left panel) and district-heating generation in Sweden (right panel) for the given CO₂ target and the three alternative emission coefficients of solid biomass

² The model includes one aggregated district-heating system in each of the four Nordic countries. In reality, district heating systems are local and may differ significantly from each other. However, the general trends observed in this study for the modelled national systems should be applicable, in a qualitative context, also on a local scale.

The Swedish-Norwegian electricity-certificate scheme

Even though the use of solid biomass is associated with net CO₂ emissions in two of our three investigated cases, solid biomass is still considered as a renewable fuel. Thus, the use of biomass benefits, regardless of the choice of CO₂-emission coefficient, from renewable energy policy instruments such as the Swedish-Norwegian electricity scheme. Even though we concluded above that solid biomass unilaterally reduces its competitiveness towards other renewable energy carriers such as wind power, our model calculations indicate that this would have little impact within the Swedish-Norwegian electricity-certificate scheme (see Figure 7). In the “worst outcome” for biomass, i.e. 200 kg/MWh, the electricity generation based on biomass in 2020 would be around 2 TWh lower compared to our default case (zero net emissions from solid biomass). Accordingly, since the electricity-certificate target is given and fixed, wind power would generate around 2 TWh more. This is relatively small compared to the total volumes of biomass-based electricity generation, around 12 TWh, that are expected to be generated within the electricity-certificate scheme.

Figure 7



Impact on the Swedish-Norwegian electricity-certificate scheme given that solid biomass is related to an emission coefficient larger than zero, 100 kg CO₂/MWh and 200 kg CO₂/MWh, respectively

Final remarks

As we mentioned in the introduction, this study is not about whether it is reasonable or likely that the incineration of solid biomass will be associated with a positive CO₂ emission coefficient rather than zero. Instead, this study focuses on systems effects if such a development would take place. The model analysis has been applied to a limited geographical area, the Nordic countries, with a given climate-mitigation target. Since energy supply based on biomass is especially important in the Nordic countries the effects of assigning biomass with an emission coefficient larger than zero should be particularly pronounced in this region. Given that solid biomass receives an emission coefficient corresponding to the values that have been analyzed here, solid biomass still would keep a certain status as a CO₂-lean fuel, most probably significantly less CO₂-intensive than competing fossil fuels including natural gas. Depending on the size of the emission coefficient, future demand for biomass may be affected. Since we deliberately have used a “worst case” approach, i.e. we have investigated the upper end of the estimated interval of emission coefficients for solid biomass, it is reasonable to believe that if a positive emission coefficient would be assigned to biomass it will probably be relatively low, maybe less than half of that of natural gas. In such a case, the model analysis indicates that the impact on future demand for biomass is rather limited, especially until 2030. However, since a carbon cost is added to biomass, biomass as a fuel becomes more costly and loses some of its competitiveness, especially in the time frame 2030-2050. However, since marginal costs of CO₂ also are likely to be affected, assuming a given climate target, fossil fuels will also become more expensive.

Roadmap for a fossil-independent transport system by 2030

33

The Swedish government has formulated a goal for reduced dependence of fossil fuels in the transport sector: "By 2030 Sweden should have a vehicle fleet independent of fossil fuels".

Exactly how this should be interpreted is still unclear. The goal has however been used as a basis for a project with the ambition to describe a transport system with considerably less use of fossil fuels, and how to get there. The project was initiated by Elforsk and Swedenergy, financed by Elforsk and carried out by Profu. The title is "Roadmap for a fossil fuel independent transport system by 2030". The project has been carried out in close co-operation with more than 40 organisations and companies.

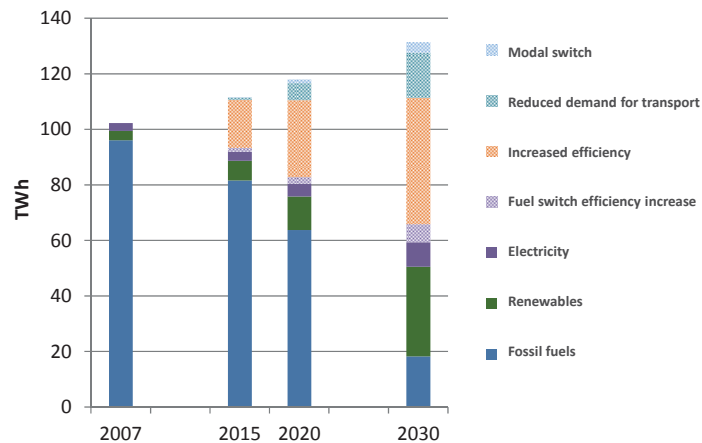
Although the project has a distinct Swedish focus, the results could be used as a basis for estimates and analyses from a broader European perspective. In this chapter we present major findings from the project together with a simple up-scaling of some of the results to a European level.

We start by presenting six important conclusions about the transformation of the transport system with direct or indirect connection to the electricity market:

1. It is possible to reduce the use of fossil fuels by 80% by the year 2030, compared to today
2. All types of measures are needed
3. Electricity as energy source for both cars and heavy vehicles is of great importance for the conversion of the transport system
4. Second generation bio-fuels will be important in order to obtain required volumes of bio-fuels
5. The development will not happen spontaneously
6. Swedish ambitions are partly limited by what happens outside the country's border

The study deals with domestic transport, including non-road mobile machinery. The roadmap scenario is compared to a static projection scenario assuming constant vehicle efficiency and fuel mix. The energy use in the roadmap scenario is shown in the diagram.

For further information: Håkan Sköldböck, Profu



The roadmap results in a dramatic reduction in the use of fossil fuels, as a consequence of a combination of different measures. Increased use of biofuels and electricity are important examples. The use of fossil fuels is reduced by 80 % by the year 2030. Already decided measures would merely keep fossil fuel use constant. This indicates that powerful policy instruments will be needed to facilitate the roadmap development. The study also highlights the dependence on ambitions and policies outside Sweden. The efficiency of vehicles is an example of measures that is decided on an global, or at least European level. No car manufacturer develops a car exclusively for the Swedish market. Related to the decreased use of fossil fuels the roadmap also leads to a large reduction in the emission of greenhouse gases, - 65 % by 2030.

For the NEPP project it is interesting to get a first view on how the transformation of the transport system on a European level would influence the use of electricity and biomass. In this chapter such estimates are presented. If the roadmap results for road transport in Sweden are scaled-up to the EU-27 level, electricity use would increase by 175 TWh to 2030. This corresponds to 6 % of the 2010 total EU-27 use of electricity. The assumed dramatic increase in the use of electric vehicles thus only leads to a moderate increase in the total demand for electricity.

The scaling-up to the EU-27 level of bio fuel use indicates an increased demand for biomass of 2100 TWh by 2030. This is almost a tripling of the total present demand for biomass in EU-27 and it would exhaust the identified potential for biomass within EU. This would make it impossible to increase biomass use for other purposes, for example electricity and heat generation. This indicates that such a large increase in the European use of biofuels for transport is not feasible. Either the role of biofuels in the transformation of the transport system must be limited or else a large part of the biofuels must be imported from other regions.

Introduction and important conclusions

In Sweden as well as in the rest of Europe, a rapid transition of energy systems towards a reduced use of fossil fuels is taking place. Some sectors have progressed very far, but others have barely started the transformation. An area with moderate progress is transportation. But different analyses indicate that a substantial change is possible even in this sector. Several of the areas of actions that then will be necessary are directly or at least indirectly associated with the European electricity market. To understand the conditions for the development of the electricity market it is therefore important to grasp the picture of the possible development of the transport sector.

As an assignment from Elforsk and Swedenergy, Profu has during 2012 developed a roadmap for a fossil independent transport system in Sweden by 2030. The aim of this work, carried out in close collaboration with approximately forty other organisations and companies, has been to show which measures, choices, decisions and policy instruments that are necessary for the transformation.

We will begin by presenting six conclusions from the project that show direct or indirect connections between transportation and the electricity market.

- 1. It is possible to reduce the use of fossil fuels by 80 % compared with today.** As shown in our roadmap scenario, it is possible to achieve a very massive transformation of the Swedish transport system by 2030, provided it is started immediately and that very powerful policy instruments are introduced. The scenario calculations show that a reduction of the use of fossil fuels by up to 80 % compared to today is possible. Similar conclusions are drawn by the Swedish Transport Administration (Trafikverket) in their research regarding “the fossil independency target”.
- 2. All types of measures are needed.** To accomplish a transformation of the transport system as fundamental as in our roadmap, all types of measures must be taken into consideration and used. Merely optimising vehicles and substituting fuels is not enough. Also a reduction of the transportation demand, which can be achieved through a more transport efficient community planning and transfer to more energy efficient transportation means, will be necessary if we are serious about transforming the transport system and reducing its impact on the climate and the environment. This conclusion is supported not only by the investigations done by the Swedish Transport Administration, but also by EU’s white paper and by organisations like IEA and EEA. The requirements expressed in EU’s white paper, that mobility should not be restrained, which is often cited in the debate (“curbing mobility is not an option”), is not necessarily contradicting a development towards a more transport efficient society. People’s mobility is not the same thing as travelling by car. Mobility can be realised through a well established and well functioning public transportation system. A transport lean community in the sense that cities are built in a way that reduces the transportation demand (condensation, proximity to public transportation and services) doesn’t have to lead to a limitation of people’s mobility. It might rather give people a change to save unnecessary long distance travelling, which will make cities attractive and enhance accessibility for people living there. Private cars will however, in a sparsely populated country like Sweden where many people live outside cities, continue to play an important role in the transport sector in the foreseeable future.

- 3. Electricity powered private cars and heavy vehicles are of great importance to the transformation of the transport system.** Thanks to its energy efficiency as a fuel, and the possibility to reduce the use of fossil fuel even in the electricity production, electricity is regarded as of vital importance to the transformation of the transport system. According to our roadmap scenario the private car fleet will use 2.5 TWh electricity by 2030, equivalent to approximately 1 million electric vehicles. To make such a huge introduction possible by 2030 it is vital that the expansion starts immediately. Purely electric vehicles as well as hybrids will be used. In the roadmap scenario, electric powering is introduced also in heavy vehicles, and the transport sector's total use has by 2030 increased from 3 TWh today to 9 TWh. The major impediments to a large scale introduction of electric vehicles today are pricing, technical limitations regarding battery operation and lack of charging infrastructure.
- 4. Second generation biofuels are important in supplying the required quantities of biofuels.** Biofuels will play an important role in reducing the use of fossil fuels. In the roadmap scenario, over 30 TWh of biofuels are used by 2030. To arrive at the amounts of biofuels needed to reach really far in the transition to a fossil independent transport system, the production of second generation biofuels needs to get up to speed the coming ten years. State aid to demonstration plants will likely be needed.
- 5. Development will not happen spontaneously.** To accomplish such a massive transformation of the transport system, and to some extent, how we view transport and mobility, requires commitment and willpower, not only from politicians but from all citizens. Clear goals and powerful policy instruments are needed, and these policy instruments must be implemented quite immediately. The transformation will not happen spontaneously. As with all societal changes it will involve giving up some of our conveniences and it will challenge our readiness to change.
- 6. Sweden's ambitions are partly restricted by what is happening outside the nation's border.** As a small nation we are to a high degree dependent on what is happening in the surrounding world, and our ambitions are in parts limited by the ambitions in the world outside us. As an example, the development of vehicles is directed by what is demanded by the larger markets like the EU. In EU's white paper for the transport system, co-ordination on EU level is stressed, since possibilities to travel problem-free in EU would be restricted if some countries change to a system highly different to the rest of EU. However, it is possible for Sweden to be a driving force and take the lead. That way, new opportunities for technology development and innovation are created which can be of benefit to Sweden.

In the following chapters we will discuss and back up these conclusions from a Swedish perspective. Lastly, we will look at Europe to get a perspective on what impact the transformation of the transport sector can have on the electricity market. As mentioned, this report is based on a roadmap for a fossil independent transport system by 2030. In our roadmap we describe a conceived development, as a scenario, towards a far-reaching transformation away for fossil fuel dependency by 2030, and necessary steps to achieve that goal. We also present pictures for 2015 and 2020.

The basis for the roadmap is the government's statement in the climate and energy proposal of 2009 (prop. 2008/9:162) regarding a fossil fuel independent transport sector in Sweden by 2030.

”The work reducing the climate impact from the transport sector is under development and Sweden should, by 2030, have a vehicle fleet that is independent of fossil fuels.”

In the proposition different steps to reach this goal are mentioned, e.g:

”Investments in renewable fuels and more energy efficient vehicle technology, hybrid electric cars and electric cars...”

System boundary, traffic categories and measure grouping

The system boundary applied to the roadmap is ”Domestic transport, including non road mobile machinery”. Figure 1 below shows the distribution of energy use in the transport sector using the chosen system boundary.

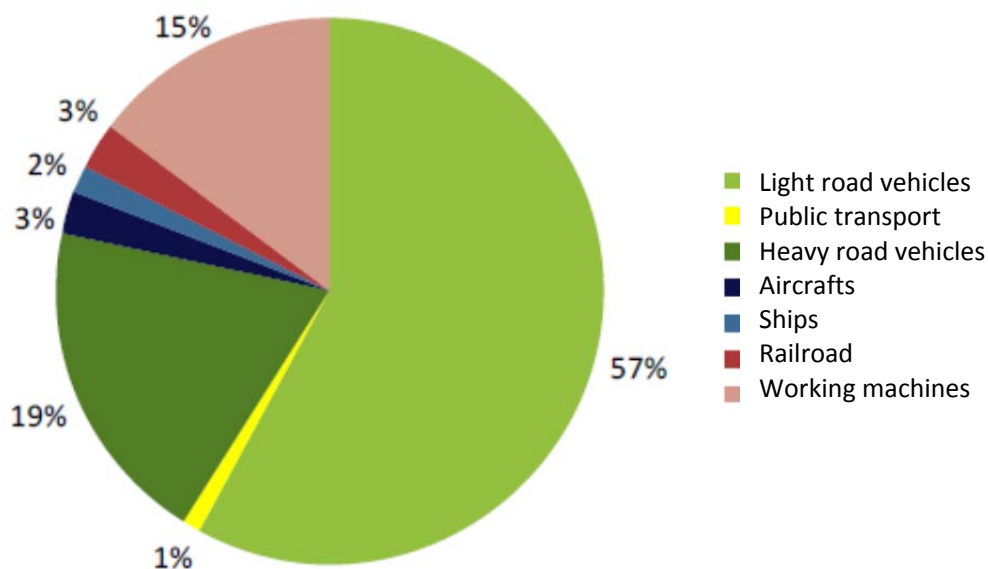


Figure 1 Energy use in today's domestic transport system in Sweden.

The development of the transport sector as described in our roadmap is based on considerations for each of the different traffic categories. In this work assumptions and analyses are made for the following categories:

- Private cars
- Moped and motorcycles
- Light trucks
- Heavy trucks
- Buses
- Shipping
- Aviation
- Railways
- Non road mobile machinery

In the analysis of how the transformation can be carried out we have subdivided the measures to be taken into four categories:

- Reduction of transportation demand
- Modal switch (from one traffic category to another)
- Improved vehicle efficiency
- Fuel substitution

The basis of the analysis is formed by the picture of the transport sector's energy use of today (2007¹) and the development up to 2030, as it is described in the long term prognosis from 2010 from the Swedish Energy Agency (Swedish Energy Agency, 2011), together with complementary information from personal contacts with the agency. We have added to the figures for energy demand presented by the Swedish Energy Agency to neutralise vehicle efficiency improvements included in their prognosis. This gives us an "extrapolation scenario" showing the development based on the current vehicle efficiency and fuel mix.

The main reason for developing this kind of scenario is that we want to identify the effects of optimisation and fuel substitution from where we stand today but taking into consideration a changed traffic work. We also show what impact already taken decisions will have on energy use and emissions, thereby illustrating what can be expected to happen "spontaneously" without further actions.

The development of energy demand is in line with other material, e.g. the Swedish Transport Administrations' work with the capacity investigation (Trafikverket, 2012a). For heavy trucks we have elevated the starting point for the energy use in the scenario to get a better consistency with the national prognoses from the Swedish Transport Administration as well as with Profu/Elforsk's vision project from 2010.

The level for the target 2030?

A question raised at the working group meetings, is why we have chosen not to go all the way for a transport system 2030 totally independent of fossil fuels. There are a couple of reasons for taking this decision. One is that there is no political target set that says that Sweden shall become totally free from the use of fossil fuel by 2030. In its report "*Målbild för ett transportsystem som uppfyller klimatmål och vägen dit*" (2012:105), the Swedish Transport Administration sees the target with a fossil independent vehicle fleet as a reduction of fossil energy by 80 % from 2004 to 2030. Our roadmap leads to reduction of the same magnitude. Also, there are indications that the costs associated with reducing carbon dioxide (and the use of fossil fuels) are lower for other sectors. EU's target for reduced energy use and reduced CO₂ emission from the transport sector also reflects moderate expectations for 2030, even in their more ambitious scenarios. They have reductions of less than 20 % from today to 2030.

Moreover, the remaining close to 20 TWh fossil fuels by 2030 is approximately as far as we consider feasible with the measures and potentials we have identified. It is therefore reasonable to believe that fossil fuels are still used to a certain degree in the transport sector by 2030. Thereafter the transport system will continue to evolve to be fully climate neutral by 2050.

Development towards 2030

In this chapter we will describe the development of the transport system that will be the result from our roadmap. We will present the development of the energy use and the resulting emission of greenhouse gases. Also some indications will be given about what costs that are associated with the development described in the roadmap.

Energy use

Initially, we show how the transport sector's energy use is developing in our roadmap. This is done, besides 2030, even for 2015 and 2020. The measures and potentials assumed are presented in the appendices to this report.

The results from the roadmap scenario are summarised in the bar chart below, showing how the energy use in the transport system is developing from today, over 2015 and 2020, up to 2030. Also, the measure categories behind the reduction of energy use, is presented.

For every analysed year there is also a bar for the energy use in an extrapolation scenario, figure 2. This scenario is based on the assumptions that the transport system is evolved without further policy instruments or decisions and that we will see no change in vehicle efficiency or fuel mix. These "extrapolation bars" form the starting points for calculating the roadmap scenario. To estimate the development of the energy use in the extrapolation scenario we have, as already mentioned, adjusted for the optimisation included in the long term prognosis 2010 from the Swedish Energy Agency. We also have completed with some of our own estimations.

The main reason for establishing this extrapolation scenario is that we want to identify the effects of optimisation and fuel substitution, based on the picture today, but with the changes in transport activity taken into consideration. However, in reality, as a result of already taken decisions, there is an ongoing "spontaneous" optimisation of vehicles and, to a certain degree, changes in the fuel mix, leading to reductions in the use of fossil fuels. We will come back to the consequences of this development.

Figure 2 shows how the energy use in the Swedish transport system, with the chosen system boundary, would develop up to 2030 without measures taken like reduction of transportation demand, transfer to other traffic categories, optimisation and fuel substitution. As seen in the picture the result is a use of fossil fuels of 120 TWh by 2030. It is the height of these bars that forms the starting points for the energy use described in the roadmap scenario, Figure 3. It is from the levels in the extrapolation scenario we reduce energy use and changes fuels by taking different measures.

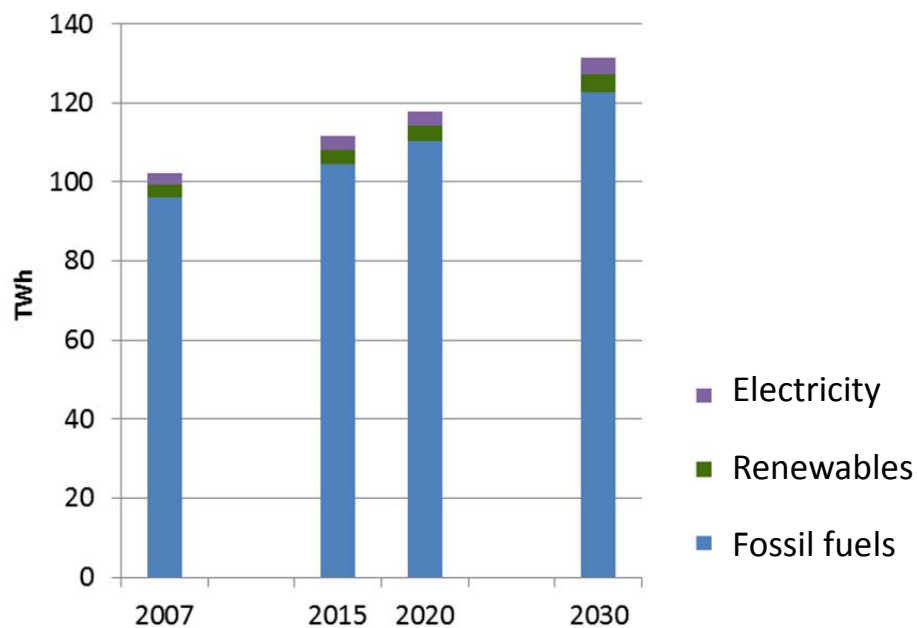


Figure 2 Total energy use (TWh) in an extrapolation scenario without vehicle efficiency improvements or fuel switch.

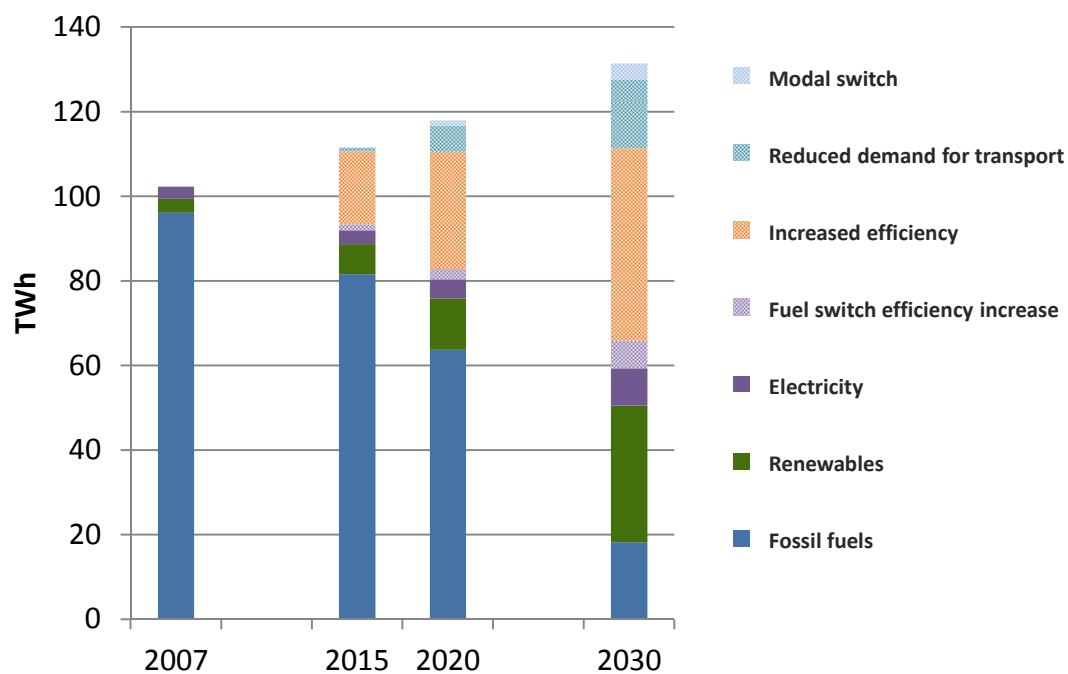


Figure 3 Total energy use (TWh) in the Roadmaps scenario, including an explanation of how the extrapolation scenario's energy use is reduced. ("Fuel switch efficiency increase" refers to reduced energy use due to fuel switch, leading to efficiency improvement, e.g. gasoline to electricity.)

Figure 3 demonstrates the massive reduction of the use of fossil fuels that can be achieved by measures included in our roadmap. Compared with the levels today (2007), the use of fossil fuels will already by 2015 be reduced by 15 %. By 2020 the reduction is 35 % in spite of an underlying increase in traffic and transportation work. Finally, by 2030, the reduction is 80 % as compared with today. Compared to the use of fossil fuels in the extrapolation scenario, the percentage reduction by 2030 is even bigger, 85 %.

What would the “spontaneous” development, given the already decided measures, look like? Figure 4 is taken from the Swedish Transport Administration’s “ Underlag till Färdplan 2050” (Swedish Transport Administration, 2012b).

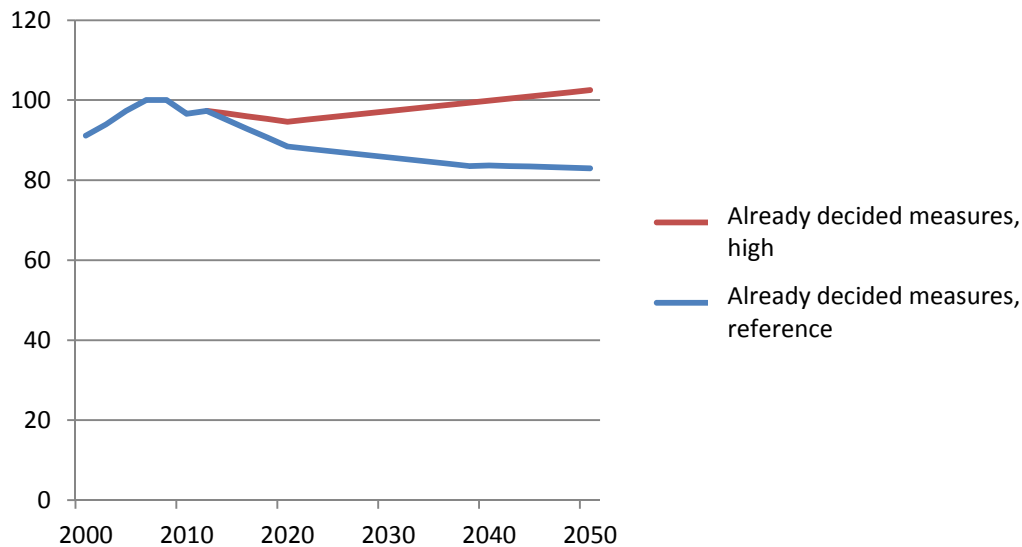


Figure 4 Development of road transport fossil energy use assuming already decided measures [%]. Source: ”Trafikverkets underlag till Färdplan 2050” (Trafikverket, 2012b).

The Swedish Transport Administration’s prognosis for the use of fossil fuels is only including road traffic. Since road traffic represents more than $\frac{3}{4}$ of the energy use with the system boundary we have applied, it is a good indication of the development even for the transport system in our analysis. The difference between the two lines in the figure is primarily that the red line represents a faster traffic growth. We can see that the use of fossil fuels is expected to decrease slightly by 2020 and 2030, provided the effects of already taken decisions. A reduction of approximately 10 % compared with today is estimated. If we compare the Swedish Transport Administration’s estimation with the already taken decisions and our roadmap scenario with the extrapolation scenario without Improved vehicle efficiency and fuel substitution, we can conclude from the 85 % reduction by 2030 (the roadmap scenario compared with “the extrapolation scenario”) that the already taken decisions will contribute with $\frac{1}{3}$ of the reduction of fossil fuels. The need for additional measures is obviously big. A conclusion that is supported by the fact that the already decided measures, contributing with $\frac{1}{3}$, are likely to be those that are easiest and most inexpensive to take.

Emission of greenhouse gases

The energy use described in the previous chapter results in different types of emissions. We will concentrate on the emission of greenhouse gases. The emission coefficients for the different biofuels are taken from EU’s Renewables Directive (EU,2009) and Börjesson et al (2010) as well as our own processing of these data, see figure 5 below. The emission coefficients include all emissions from

source to incineration (the “well to wheel” perspective). Production of biofuels is often associated with use of fossil fuels, while the incineration itself is considered as not giving any contribution of CO₂. For the Swedish energy crops, Börjesson et al take into consideration possible changes in the use of land, which is reflected in the emission coefficients in figure 5. Biofuels based on forestry fuels or sugar canes are not included in these considerations though.

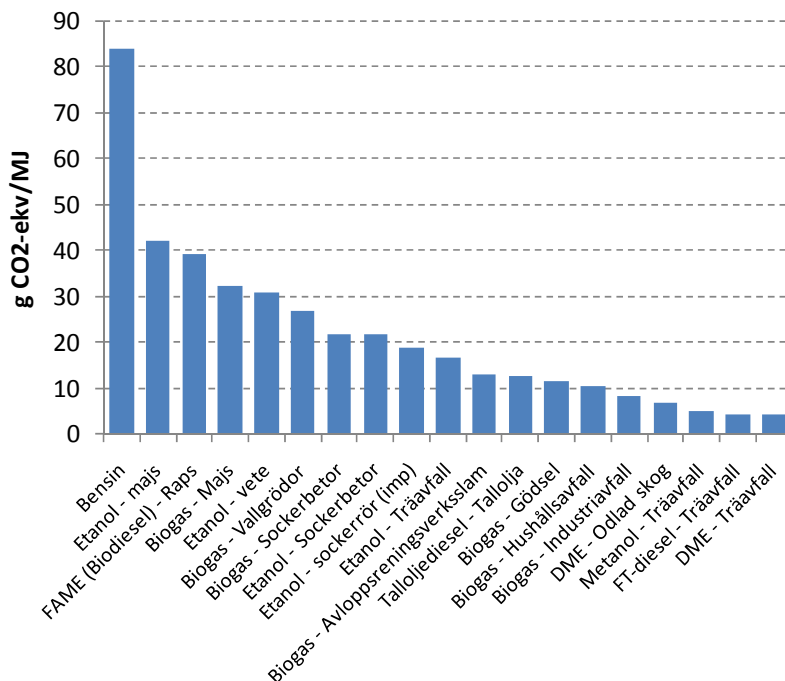


Figure 5 Emission coefficients for bio fuels and gasoline (in Swedish). Source: The EU’s renewables directive, Börjesson et al. (2010) together with Profu’s further processing of these sources.

For the fossil fuels the emission coefficients are taken from “Miljöfaktaboken” (Värmeforsk, 2011), still according to the “well-to-wheel” principle

Emission consequences for electricity are difficult to define. The reason is that electricity by itself causes no emissions. The emissions are rather associated with characteristics of the production of electricity. Characterising the production of electricity is not an easy task since it is produced in a large number of plants with very different features. The electric power plants are interconnected in a Northern European network. The resulting production mix is affected by changes in electricity use.

Several different views are existing when it comes to the emission characteristics of electricity. A selected subset of these are presented in the brochure from Elforsk, “Miljövärdering av el – med fokus på utsläpp av koldioxid”. The five approaches presented are:

- Short term marginal view (snapshot)
- Average view (backward-looking)
- Long term marginal view (forward-looking)
- The emission allowance trading perspective
- Consumer driven perspective

In the brochure is discussed when different approaches are most appropriate. In our roadmap work we are forward-looking and compare different investment alternatives to each other, a case for which the brochure recommends the long term marginal view. Others suggest that under these circumstances the emission allowance trading perspective should be used. Besides these views there are several others, all with their respective promoters.

Since so many different views exist, we have chosen to describe the consequence of a couple of them. Our main approach can be called the long term marginal approach. Its basis is that the effects of an additional electricity use (increased number of electric vehicles) on the production mix, can be identified through model based calculations. The additional electricity use will have impact on how the existing electricity system is operated as well on how it is extended over time. The methodology is feasible for identifying the consequences when different investment alternatives are compared to each other, which is in line with our roadmap work. The electricity production system is developing over time, mainly as an effect of policy instruments like emission allowance trading and electricity certification systems, which will cause an improvement of the emission characteristics for electricity. The European electrical industry, for example, has set the target that electricity production shall be carbon dioxide neutral by 2050.

In the roadmap scenario, our main assumption is that the electric specific carbon dioxide emissions will be reduced from 800 kg/MWh today to 400 kg/MWh by 2030. This is based on model calculations and the assumption that the emission allowance prices in the same period will rise from less than 10 €/ton today to more than 30 €/ton by 2030.

Applying these emission factors on the energy use described will give an emission development as seen in figure 6.

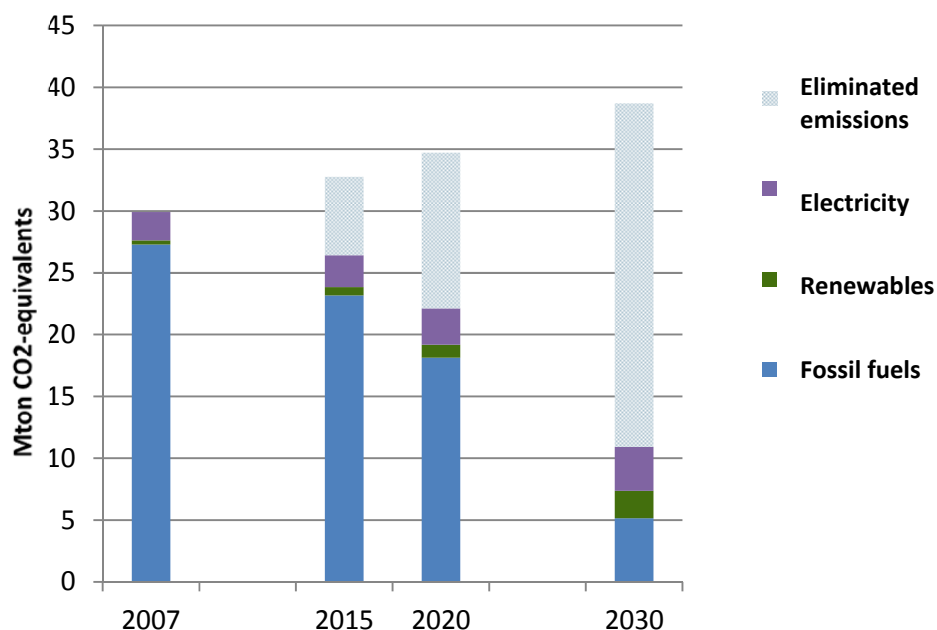


Figure 6 Emission of greenhouse gases (Mton CO₂-equivalents) in the roadmap scenario.

As seen in the picture, all measures together will result in a very massive reduction in emissions of greenhouse gases (CO₂-ekv). The reduction up to 2030 is 65 % compared to today and over 70 % as compared to the extrapolation scenario.

Even with assigning a specific greenhouse gas emission of 400 kg/MWh to electricity by 2030, it will still contribute to a reduction. This in spite of the fact that the specific emission from e.g. diesel oil is only 285 kg/ MWh. The reason that electricity still is superior is its superior energy efficiency. Since an electric motor requires approximately half the amount of energy compared to a combustion engine to produce the same output, the emission per kilometre is lower for electricity than for diesel.

The reduction in the emission of greenhouse gases assumed from today up to 2030 will most likely continue after 2030. This means that when electric vehicles are starting to take larger parts of the market, the associated emissions from the electricity production will be substantially reduced from today and even lower than in 2030. The long term target (by 2050) for the European electricity production is that it should be without net emission of carbon dioxide.

Our roadmap scenario results in a dramatic reduction of the use of fossil fuels as well as of emission of greenhouse gases. The reduction of emissions is however less than the reduction of fossil fuels. The reason for this is that the fossil fuels are reduced not only because of reduced traffic work and optimisations, but also because they are substituted for other fuels. These substitutes are not free from emission of greenhouse gases, even if they will lower the emissions significantly.

Alternative approaches for the emission characteristics of electricity

Our main assumption for the emission characteristics of the electricity results in a specific emission by 2030 of 400 kg/MWh. This level is based on the assumption that the North European electricity production system is changed as a result of rising prices for emission allowances for CO₂. The main assumption is that the price of allowances rises gradually from the level today to just over 30 €/ton by 2030. If a rapid rise is assumed, to for instance over 40 €/ton, the outcome will be different. Then the emission from electricity will end up at approximately 200 kg/MWh by 2030. This would be a scenario with very high climate ambitions within EU and with the prerequisite that these ambitions are materialised as high allowance prices already within 10 years from now.

With emission levels at 200 kg/MWh for electricity we will get a development for emissions as seen in figure 7. (The only difference between figure 6 and 7 is the characteristics of the emissions from electricity.

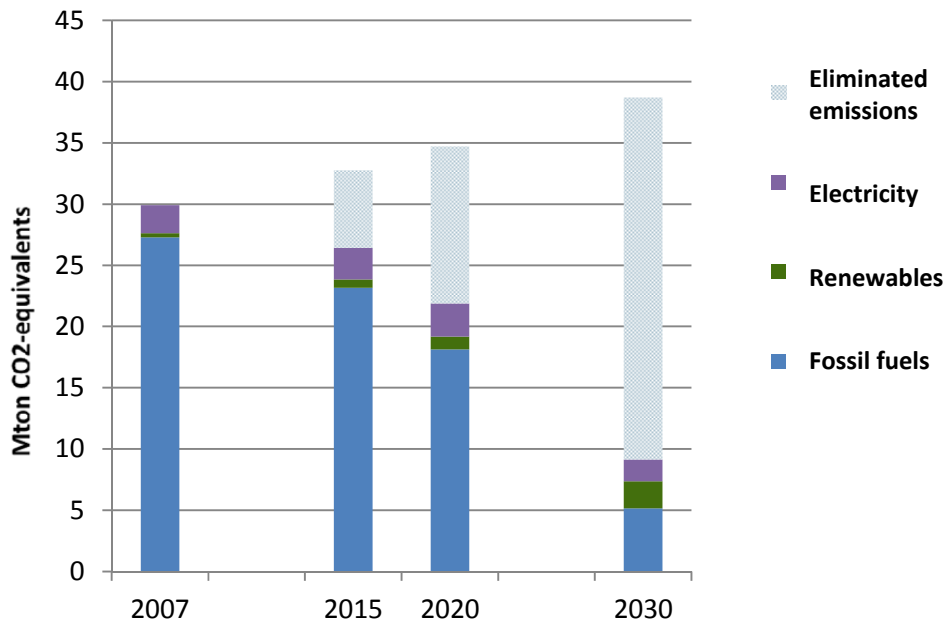


Figure 7 Emission of greenhouse gases in the roadmap scenario (Mton CO₂-equivalents), alternative assumption on emissions related to electricity (200 kg CO₂/MWh 2030 instead of the base assumption 400 kg CO₂/MWh).

There are views with even lower emission of greenhouse gases from electricity. The emission allowance trading perspective is based on the premise that there is a limit for the emissions in the sector doing the trading (where the dominating part of the fossil fuel based power plants can be found). If one of the plants increases their emission, another one in the system will reduce its emission by the same amount. With this view, increased use of electricity will not result in further emission. Either the increase is produced from renewable sources or a corresponding reduction of emissions takes place somewhere else in the allowance trading system. A drawback with this view is that it gives the impression that “nothing matters”. Other concerns raised deal with the power of politicians to tighten the emission bubble and the risk that the system is not “watertight”. However, if this view is applied, the increased electricity use by electric cars will not result in any increase of greenhouse gas emission at all.

Another view resulting in zero emission is the so called consumer driven perspective. If the consumers buy electricity with guarantee of origin for their electric vehicles and what they buy is CO₂ free, this is the characteristic that should be assigned to the electricity. Against this stands the viewpoint that it is only valid for the individual electricity consumer and not from a total system perspective.

Important measures, choices and decisions in different areas

In this chapter we describe which measures our roadmap is based on to accomplish the transformation we aim at for the transport system.

The most important choice

Maybe the most important choice to make is to define what a fossil independent transport system by 2030 really means. How high are the political ambitions for phasing out fossil fuel from the transport sector? Since many of the necessary decisions are associated with large investments and will take long

time before they have an effect, predictable long term goals and rules are important. To achieve this, a broad political support for these goals is necessary.

Which measures are used?

The concrete measures taken in our roadmap to reduce the use of fossil fuels in the transport sector, are presented category wise in several appendices in the roadmap report. Besides 2030, figures are also presented for 2015 and 2020. The measures taken, including the estimated effects are taken from literature. Complementary information has also been obtained in the working group of the roadmap project. In this section we will briefly discuss which measures are taken in the different measure groupings.

Regarding the measure group "Reduced demand for transportation", the objection has been raised that restricted mobility for industry or citizen is not wanted. This is in line with the EU commission's "Curbing mobility is not an option". The intention with this measure group is not primarily to restrain transport, rather to optimise the transport system and make alternatives to travelling available. The measures will also result in enhanced accessibility, not only for those with access to a car. City planning will lead to shorter travels but also to that other means of transportation than cars are used. Example of measures for a reduced demand for transportation:

- Travel-free meetings by use of IT
- City planning giving a reduced demand for travelling to and from work
- Route planning and joint distribution

A reduction of the demand for transportation does not necessarily give a reduction of traffic work in absolute terms, rather a reduction as compared to a "business as usual" scenario (our extrapolation scenario).

When it comes to the measure group "Modal switch", the situation is very different depending on what is transported. The overall view is that it is unlikely that policy instruments will bring any substantial changes to the areas studied. Above all we have studied the potential to transfer private car traffic to public transportation (buses and railways), move goods transport from trucks to railway and a change from private cars to bicycling and pedestrian traffic.

Compared to The Swedish transport administration we have, in our roadmap, a lower impact on the use of fossil fuels from these two measure groups ("Reduction of demand for transportation" and "Modal switch").

Improved vehicle efficiency gives a large contribution to the reduction of fossil fuel use. The technical optimisation varies between different types of vehicles. By 2030 the vehicle efficiency improvement will vary between 15 and 40 %, least for railways and shipping, most for private cars and light trucks. Examples of what is contributing are various motor optimisations, automatic transmission, better aerodynamics, weight reduction and low-friction tires.

Moreover, there are optimisations from behavioural changes like "eco-driving", gaining up to 5-15 % depending on type of vehicle. Intelligent Transport Systems (ITS) is supposed to make road transports 5 % more efficient.

Electric powering of private cars as well as heavy vehicles is of great significance for the transformation of the transport system. The expansion must start immediately to enable a substantial contribution by 2030. Both purely electric vehicles and hybrids must be utilised. Electric powering will by 2030 represent 20 % of the mileage of private cars. Which equals an electric car fleet of 1 000 000 vehicles. These private cars will use approximately 2.5 TWh electricity. By 2020 electric powering is supposed to represent 3 % of the mileage and 150 000 electric cars. To arrive at this target, electric cars must rapidly reach a significantly larger market share of the new sales than the modest levels of today. This will become even more pronounced in the period 2020 to 2030.

Electric powering is supposed to increase not only for private cars, but also for buses and heavy trucks. For these types of vehicles, electricity use is estimated to be approximately 1.8 TWh by 2030. This includes vehicle with batteries – plug-in hybrids and purely electric vehicles – and vehicles continually taking electricity from e.g. an overhead line over certain road sections. Obviously, we will also see an increase in electricity use for railways as transport volumes are growing. A substantial increase of electricity use is also estimated for non road mobile machinery. Our estimations of the future electric powering in the transport sector are of the same magnitude as those The Swedish Transport Administration presents.

In our work we have made the assumption that the choice between different fuels is made on an open market. This means that we are not presuming that all fuel supply is based on Swedish production. Biofuels can be exported as well as imported. In our roadmap we have, however, calculated on the domestic resources to identify the amount of biofuels that can be utilised to reduce the use of fossil fuels. The competition for biomass resources between different sectors and areas of application will be an important factor in the development ahead.

The use of biofuels was 3.5 TWh in 2007, of which 70 % consisted of low fraction mix of ethanol in gasoline and FAME in diesel. In 2011 it had grown to 6 TWh. In our roadmap it will grow further to 7.1 TWh by 2015. By then fossil fuels will still dominate the use of fuels in the transport sector and low fraction mix of ethanol and FAME in gasoline/diesel will still constitute 70 % of the use of biofuels. By 2020 the use has increased further and reaches 11.4 TWh. At the same time the use of fossil fuel has been reduced significantly and thus the portion of low fraction mix of the biofuels is lowered to 35 %. The mix of biofuels will consist of equal amounts of biogas from waste, first generation ethanol and biodiesel.

During the period 2020-2030 the real big step in the introduction of biofuels will take place. By 2030 it will be 31 TWh. Besides a continued growth in the use of the already used fuel types, large volumes of biogas from crops and second generation biofuels based on cellulose will be used. Compared to the Swedish Transport Administration, we have, in our roadmap, calculated on a larger future use of biofuels.

The increased interest taken by the chemical industry in basing their production on renewable resources might result in integrated plants where biofuels, electricity and district heating can be produced alongside the chemical products. Such a development could facilitate the introduction of second generation biofuels. The petro chemistry industry in Stenungsund, as an example, has a vision for 2030 including plans for biofuel production combined with petro chemistry.

So, where are these biofuels used? In our roadmap it is mainly in road transports where biofuels are introduced across a broad front. The fastest development is seen for buses. By 2020, 20 % of the energy used for road transports will be biofuels. The really rapid growth will appear between 2020 and 2030. By 2030, biofuels will represent 70 % of the energy used for road transportation. A substantial

growth of biofuels is estimated also for non road mobile machinery. For this group, one half of the used energy will be biofuels by 2030.

Other positive consequences

The focus is in our roadmap laid on the reduction of fossil fuels and emission of greenhouse gases. It is of importance though, to emphasise all the additional positive effects that come with the assumed measures. Examples are:

- Reduced emission of other substances, e.g. NO_x and particles
- Reduction of noise
- Reduced congestion in cities
- Positive public health from increased exercising (bicycling and walking)
- Fewer and less serious road accidents (from better adherence to speed limits)

These are all effects that come with no cost when transforming the transport system aiming at reduced emission of greenhouse gases and reduced use of finite resources.

Dependency of the surrounding world

The presented roadmap scenario shows a very massive reduction in the use of fossil fuels by 2030. Thus, the ambition is high. Meanwhile, we are aware that Sweden cannot carry out a transformation of the transport sector independently of what is going on in the world around us. An obvious example is the development of vehicles. It is totally unlikely that an international car manufacturer would develop cars for Sweden solely. Our market is too small. It should be assumed that a market at least of the size of EU is needed. This means that the vehicles we will have at hand will rather be developed according to the requirements and desires expressed at EU level. So, what do EU's ambitions in the transportation area look like? A hint can be found in EU's Energy Roadmap 2050. The figures below show the development in different scenarios.

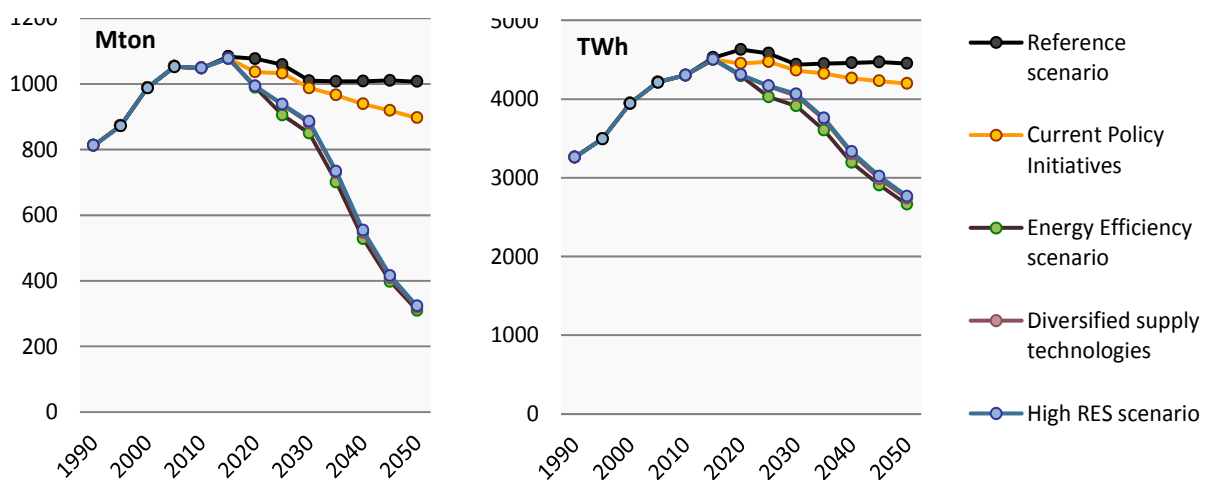


Figure 8 Total CO₂ emission (left) and energy use for the total (right) transport sector in the EU's Energy roadmap 2050.

In the most ambitious scenario in EU's Energy Roadmap, the energy use in the transport sector will be reduced by 10 % from today to 2030, and CO₂-emission will be reduced by 20 % in the same period. This reflects a much lower ambition than the one presented in our roadmap scenario. With reference to our dependency on the world around us, this indicates possible difficulties, at least when it comes to development of vehicles. An increased ambition level in EU would improve the chance to realise our Swedish roadmap.

Necessary policy instruments

Powerful policy instruments will be needed to accomplish a substantial transformation of the transport system. A list of applicable policy instruments has been developed in the project. The working group meetings have been important resources in identifying these policy instruments. Inspiration for this work has been taken from, amongst others, The Swedish Transport Administration's "*Målbild för ett transportsystem som uppfyller klimatmål och vägen dit*", our work 2011 with building blocks for an action plan for a fossil fuel independent transport sector by 2050 (*Tio konkreta åtgärder och tio "långt hängande frukter"*), and from the combined experience in the team.

The conclusion from the working team meetings is that the challenges are of the magnitude that requires a mix of many different policy tools. The limited resources in the project has hindered us from defining the level for the different policy instruments and also from specifying in any detail which effect each instrument is supposed to have.

The team members all agree that the vast majority of the proposed policy instruments needs to be implemented as soon as possible, if a transformation of the transport system by 2030 is the intention. The final level of the instruments should be defined at periodic control stations, where the outcome from the instruments is checked against the goals. From this the spectrum of policy instruments and their power can be fine-tuned.

The outlook for 2050

In our roadmap scenario we reach far on the way towards a Swedish transport system not using any fossil fuels. With the measures we have identified as possible to implement to 2030, taking technical, economic, behavioural and time constraints into account, we will reach a reduction of the use of fossil fuels by 80 % compared to 2007.

The long term Swedish goal (or vision) for 2050 is that we will have no net emission of climate gases. This is interpreted as if even the emission from the transport sector should be close to zero. (Alternative views exist with a zero net emission achieved through international allowance trading, which means that Sweden can have emission of climate gases even by 2050).

With the goal set to reach a zero net emission of climate gases by 2050 even from the transport sector, further reduction of the emission from this sector is needed in our extended roadmap scenario. It is likely that the necessary measures will become more and more costly over time, since the less expensive steps already have been taken during the period of the roadmap scenario up to 2030.

With respect to the very ambitious target for 2050, a development as in our roadmap scenario, with a significant change in the transport system already by 2030, will be of great value. Starting the transformation of the transport system too late, will increase the risk of ending up in a development that will become increasingly difficult and costly to turn back from.

How can we manage to take away the last 20 % of fossil fuels? As we see it, it is probably hard to increase the use of biofuels beyond the already challenging 30 TWh reached by 2030. With an expected increase in the underlying transport demand, it is reasonable to believe that continued efforts in the measure groups “Reduction of transportation demand” and “Modal switch” can only help keeping the energy demand from the transport sector at a constant level between 2030 and 2050. A certain degree of reduction is likely to be achievable through a continued improvement in vehicle efficiency. We believe though, that most of the technical potential is realised already in 2030, and that the additional contribution will not be of any great significance.

An opportunity still remaining for eliminating the last remainder of fossil fuels is a continued transfer to electric vehicles. If we presume, as an example, that a bit less than the roadmap scenario’s 20 TWh by 2030, is to be replaced, let’s say 15 TWh. Then the resulting increase in electricity use can then be estimated to another 7 TWh. The total electricity use would then be of the magnitude $9 + 7 = 16$ TWh/year. From an electricity supply perspective this is a relatively moderate volume, a bit more than 10 % of the Swedish production today. Since electricity system calculations made in other long term studies indicate a very large Swedish net export of electricity, perhaps 30 – 50 TWh/year, this additional electricity demand will merely result in a smaller export of electricity.

It is worth emphasising that predicting the development 40 years ahead is difficult. New technology can, in such a long perspective, have impact on the development of the transport sector. As an example hydrogen powered vehicles can be mentioned. We might also see effects from technology we are not even aware of today.

Above is discussed how the last fossil fuels can be phased out from the transport system by 2050. This does not necessarily mean the end of emission of greenhouse gases from the transport sector. The Swedish goal with zero net emission from the transport sector can be problematic, if it means that the goal shall be met from a well-to-wheel perspective. If so, biofuels as well as electricity should be free from such emission. For the electricity system, the development towards an even lower emission of greenhouse gases, are likely to continue. For EU to reach really far, powerful policy instruments giving incentives for development will be needed. A broad implementation of CCS is probably also necessary. Renewable energy sources alone cannot alone meet the electricity demand by 2050. Eliminating the “well-to-wheel” emission from biofuels by 2050 will also be quite demanding.

We have already mentioned Sweden’s dependency on the development in the surrounding world. Realising very far-reaching Swedish ambitions can be seriously obstructed if the rest of Europe has significantly less ambitious goals. Vehicle development aims at a global, or at least a European market, and if a larger market doesn’t drive forward extremely efficient vehicles, it is unlikely that such vehicles will become available on the Swedish market. Figure 9 below shows the Swedish goals for the use of fossil fuels in road traffic, and the corresponding goals for EU as a whole. It also shows the use of fossil fuels with already taken decisions. As seen in the figure, the Swedish goals are considerably more far-reaching, especially for 2030, but also for 2050.

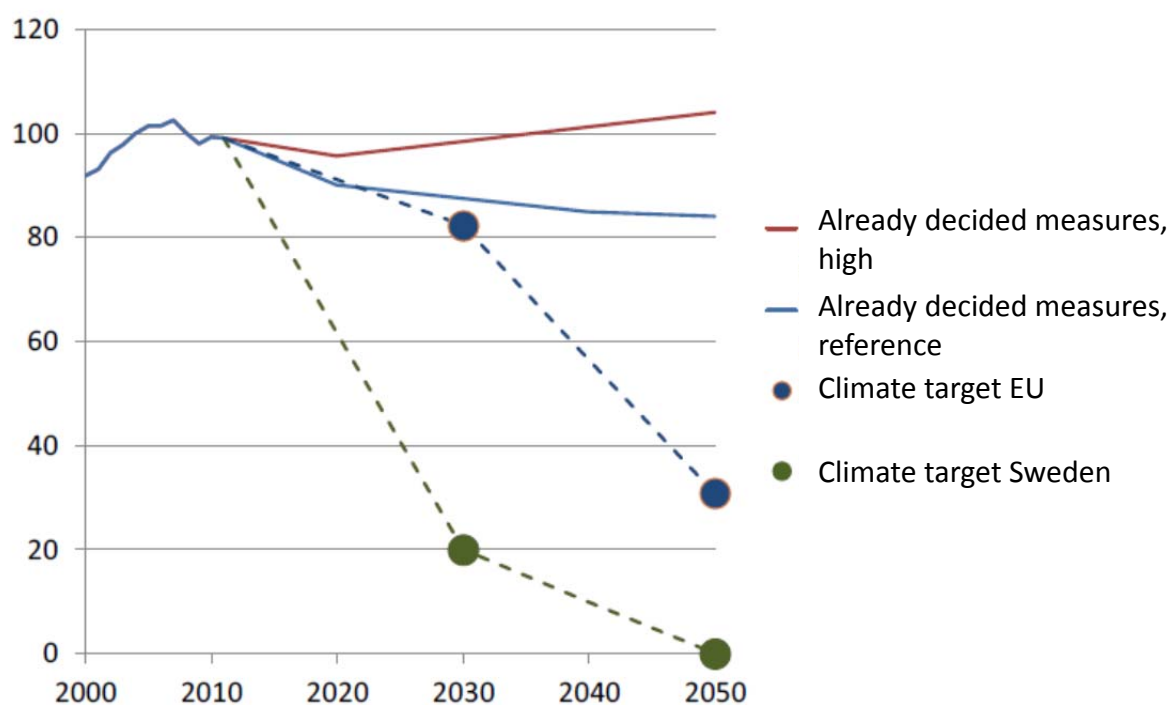


Figure 9 Development of road transport fossil energy use assuming already decided measures compared to climate targets [%]. Source: "Trafikverkets underlag till Färdplan 2050" (Trafikverket, 2012b).

Electricity and biofuels for road transportation scaled-up to EU level

As mentioned, the first five subchapters in the chapter describe a roadmap for the transformation of the Swedish transport system. Electricity and biofuels play an important role in this transformation. In the roadmap, the electricity use in road transports will increase from close to zero today to 4.3 by 2030, while biofuel use for road transports by the same year will reach 26 TWh.

The project also presents a rough estimate of the electricity use in the transport sector by 2050. It indicates an increase by further 7 TWh. In these 7 TWh is included other areas besides road transports, e.g. non road mobile machinery. The estimated additional use of electricity is 4 TWh, which means an electricity use for road transports of $4.3 + 4 = 8.3$ TWh by 2050. For biofuels it is estimated that the volumes will stay at the 2030 level.

If we, as a thought experiment, suppose that EU goes the same way as Sweden, significantly larger quantities of electricity will be used in the transport sector. In EU-27, 3330 TWh gasoline and diesel was used in the transport sector in 2010 (EU2013b). In the same year, 82 TWh of these fuels were used in Sweden. We use the ratio between these two amounts of fuels as a basis for a very rough calculation of the possible electricity use in EU-27's road transportation. This would result in an electricity use for road transports in EU of 175 TWh by 2030 and 340 TWh by 2050.

This is a considerable amount of electricity. But in relation to the total use of electricity in EU-27 by 2010, 2830 TWh, the increase represents 6 % by 2030 and 12 % by 2050 (EU 2013a). The presumed very massive expansion of electric vehicle will thereby not create any considerable stress in the European electricity production system.

Estimating the EU-27 amounts of biofuels using the same approach (3330/82) will result in very large volumes. EU would then, by 2030 use 1060 TWh of biofuels. Since biofuel production is associated with losses, the demand for biomass will be significantly larger. The degree of efficiency varies greatly between different fuels, substrates, processes and also how by-products are thought about. If we roughly estimate the degree of efficiency to be 0.5, the demand in EU27 for biomass for fuel production will be 2100 TWh by 2030. To give a perspective, it can be compared to the total amount of biomass and renewable waste in EU-27 by 2010, which was 1370 TWh (of which 150 TWh were biofuels for the transport sector). Largely speaking, we will see almost a tripling of the total biomass use, solely as a result of the increased use in the transport sector.

According to EU's Biomass Action Plan from 2005 (EU 2005), the potential for all biomass for energy purposes within EU is 3600 TWh by 2030. See the figure below (1Mtoe = 11.6 TWh).

EU biomass production potential⁴²

<i>Mtoe</i>	Biomass consumption, 2003	Potential, 2010	Potential, 2020	Potential, 2030
Wood direct from forest (increment and residues)	67 ⁴³	43	39-45	39-72
Organic wastes, wood industry residues, agricultural and food processing residues, manure		100	100	102
Energy crops from agriculture	2	43-46	76-94	102-142
TOTAL	69	186-189	215-239	243-316

Biofuels would thereby fully use up the remaining potential. This means that other additional use of biomass for energy purposes, e.g. production of electricity and heat would not be possible. This makes such an increase of biofuels production in EU less likely. Either the biofuel's role in the transformation of EU's transportation system has to be limited or a large part of the biofuels supply has to be based on import.

References

Börjesson, P., Tufvesson, L. & Lantz, M. (2010). Livscykelanalys av svenska biodrivmedel. LTH, Inst. För Teknik & Samhälle, avd. för miljö- och energisystem. Rapport nr 70.

Energimyndigheten (2011). Långsiktsprogno 2010. ER 2011:03.

EU (2005). EU Biomass Action Plan, Brussels 7/12, 2005, COM(2005) 628 final

EU (2009). Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.

EU (2013a). EU Energy in figures - Statistical pocket book 2012,
http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/2012_energy_figures.pdf

EU (2013b). EU Transport in figures - Statistical pocket book 2012,
<http://ec.europa.eu/transport/facts-fundings/statistics/doc/2012/pocketbook2012.pdf>

Profu (2013). Roadmap för ett fossilbränsleoberoende transportsystem år 2030, Elforsk rapport 12:68

Trafikverket (2012a). Målbild för ett transportsystem som uppfyller klimatmål och vägen dit. Publikation 2012:105.

Trafikverket (2012b). Delrapport Transporter – underlag till färdplan 2050, Trafikverket rapport 2012:224.

Värmeforsk (2011). Miljöfaktaboken 2011. Uppskattade emissionsfaktorer för bränslen, el, värme och transporter. Värmeforsk, Anläggnings- och förbränningsteknik, Rapport 1183.

Nordic Energy Technology Perspectives (Nordic ETP)

34

Nordic Energy Technology Perspectives is the first ever regional edition of the IEA's renowned global publication Energy Technology Perspectives.

While based on the same global scenarios to limit average temperature increase to 2°C, the Nordic edition includes an even more ambitious Carbon-Neutral Scenario, exploring how the Nordic countries can achieve their national emission reduction targets for 2050.

The Carbon-Neutral Scenario calls for a complete decarbonisation of Nordic electricity generation. Improvements in grid infrastructure will be important in facilitating this, and with the right pricing in place, the Nordic region could achieve annual electricity exports of 50 to 100 TWh over the longer term. Existing Nordic hydropower resources can play an increasingly important role in regulating the North European power system.

Achieving the required 7% drop in energy demand between 2010 and 2050 requires significant energy efficiency improvements in buildings, industry and transport. Average energy use per square meter in buildings must drop by 35% from current levels. The necessary reductions in industrial emissions rely on Carbon Capture and Storage (CCS).

Transport will require the greatest emission reductions of any sector, to just an eighth of its current level by 2050. To achieve this, sales of electric vehicles must double every year for the next decade. Biofuels will underpin freight transport, accounting for half of energy use in all Nordic transport in 2050.

The region could become a net importer of biomass, highlighting the need to secure a sustainable supply and the potential for Nordic technology development in the area.

The project is a cooperation between the IEA, leading research institutes from Sweden, Denmark, Finland, Iceland and Norway, Nordic Energy Research and the Nordic Council of Ministers. **NEPP has been the Swedish partner in the Nordic ETP working and reference group.**

För mer information: Bo Rydén, Profu

Power generation and district heating

The development of the power and district heating systems is central for the Nordic decarbonisation pathways. The transition towards an almost fully regionally decarbonised power and district-heating sector could be achieved by 2050.

- Nordic countries have already implemented policies and drawn up long-term political objectives that support the continued expansion and development of both these sectors.
- The Nordic region's technological strengths have led to the greater use of various sources of power including: hydropower; wind power; efficient biomass use; co-generation; geothermal; and nuclear power.
- The region is endowed with substantial sources of renewable energy and technological advancement has meant that renewables can expand significantly and strengthen their position within the Nordic energy mix. Wind power competitiveness is strengthened, in all scenarios, as advanced technological learning worldwide reduces the cost of investment. The scenarios also reveal an increased use of nuclear power, mainly in Finland.
- Traditional power consumption is stagnant, but new demand from electrification could drive overall power consumption especially on the road to decarbonisation. Low-carbon electricity via electrification is crucial for reducing emissions in sectors such as in the transport and buildings.
- The Nordic power markets and regulatory set-up are well developed and integrated in the region. This can facilitate efficient trading opportunities in power and balancing services, which are particularly important for decarbonisation.
- The Nordic power grid, with the exception of Iceland, is highly interconnected internally and with Continental Europe. In all scenarios, the Nordic region becomes a major net exporter of electricity to Continental Europe and the United Kingdom. This export is driven by higher electricity prices in surrounding regions. However, in order to facilitate export, transmission capacity needs to be strengthened.
- Increased volumes of variable power generation (*e.g.* wind power) highlights the regulating and capacity issues. Nordic hydropower will be increasingly valuable in the regulation of the North European power system.
- District heating will continue to play a central role in transforming the Nordic energy system away from fossil fuels and towards lower carbon dioxide (CO₂) emissions. Future expansion will, however, be limited due to a high market share and a decline in demand for heating in buildings.
- The synergies between the district heating system, power generation, the municipal waste management system and industrial energy systems are significant. Efficient combined heat and power production (co-generation), waste incineration with heat recovery (and co-generation), and the use of industrial waste heat will all facilitate these synergies and are increasingly used.

Five central challenges

The Nordic ETP identifies five central challenges that the countries face in a carbon-neutral energy system.

- **Energy efficiency improvement remains a priority policy area.** Policies to ensure rapid and sustained energy efficiency improvements will be necessary in all scenarios, especially in buildings and industry.

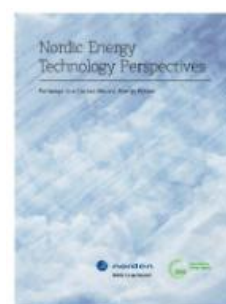
- **Infrastructure development will be a critical policy challenge.** The significant need for new infrastructure in electricity grids and generation will not only pose technological and financing challenges, but will also require social acceptance.

- **Carbon capture and storage (CCS) plays an important role, especially in industry.** Progress in this technology has been slow and uncoordinated between countries. Governments must scale-up policy action for this technology to realise its full potential.

- **Bioenergy will be the single largest energy carrier in 2050, raising questions over its supply.** The Carbon Neutral Scenario projects a net import of bioenergy to the Nordic region, making sustainability criteria all the more important.

- **Nordic co-operation is a prerequisite to reducing the cost in achieving the scenarios.** Regional co-operation in infrastructure development, RD&D and in strategies for transport and CCS would offer significant benefits.

The report “*Nordic Energy Technology Perspectives*” can be downloaded from <http://www.nordicenergy.org/>



EU Energy Efficiency Directive

35

The points below summarises a number of - for NEPP - important parts of the directive. In the following chapters more detailed descriptions for some of the points may be found.

- 20 % savings compared with prognoses (from 2007) for 2020 which are completely based on calculations using the PRIMES energy system model. The prognosis for 2020 shows a primary energy use in EU of 1842 Mtoe. A 20 % reduction will give 1474 Mtoe (excluding use for non-energy purposes).
- Member states shall state guiding national targets in dialogue with the commission and in reform programmes describe how these will be achieved. The member states may take into consideration national factors affecting primary energy use, e.g. remaining potential for cost effective measures, BNP development, changes in energy import/export, exploitation of renewable sources, nuclear power, CCS and so called early measures. All sectors are included: buildings, transports, products and processes.
- Public services at national, regional and local level should set good examples. 3 % of the surface in state-owned buildings shall from 2014 be renovated each year. This may be done in other ways if the same effect is achieved.
- The targets do not have to be reached using “white certificates”. National quota obligation systems or other alternative policies may be used.
- Energy delivery to industrial operations listed in annex I to the directive 2003/87/EG about emission trading may be excluded from the efficiency targets since they may be subject to significant risks of carbon dioxide leakage.
- High-efficiency CHP as well as district heating and district cooling have a great potential to save primary energy but is largely unexploited in the union. Union members should carry out an overall assessment of the potential for high-efficiency CHP, district heating and district cooling.
- The definition of high-efficiency CHP should be based on the savings realised through a combined production rather than separate production of heat and electricity.
- Individual measuring, smart meters and load balancing are mentioned as methods for enhanced energy efficiency.

For further information: Håkan Sköldberg, Profu

Guiding national targets

Each member state shall state a guiding national energy efficiency target based on either primary or final energy use, primary or final energy savings, or energy intensity. They shall also state it as a definite level of the primary and the final energy use 2020 and explain how and from which data the calculations are made. When defining targets, member states shall take into consideration that the union 2020 must have a primary energy use of maximum 1474 Mtoe and a final energy use of maximum 1078 Mtoe. National factors may be considered, see above.

The commission shall at latest 30 June 2014 evaluate the progress made and estimate the likelihood for the union to, by 2020, reach a primary energy use of maximum 1474 Mtoe or a final energy use of maximum 1078 Mtoe. The sum of the member state's targets is then evaluated to judge if the process is on track .

Member states shall establish a long term strategy to stimulate investments in renovation of the national stock of residential houses and commercial buildings, public and private.

Member states shall ensure that those responsible for transmission and distribution systems – when delivering electric power – give priority to electricity from high-efficiency CHP, to the extent consistent with a safe operation of the national electric power system. When member states give prioritised access or delivery of high-efficiency CHP they may stipulate order of precedence between and within different types of renewable energy and high-efficiency CHP and they should at least ensure that the prioritised access or delivery of energy from various renewable energy sources is not hindered.

Replaces earlier directive

This proposal for directive is suggested to supersede the former directives 2004/8/EG (promotion of CHP) and 2006/32/EG (The energy services directive). It is assumed that the objectives in these two directives are covered by the proposed new directive. Some definitions:

- Primary energy use: The domestic gross use, excluding other usage than energy.
- Final energy use: All energy delivered to industries, transportation, households, services and agriculture. Exceptions are delivery to the energy conversion sector and to the energy industries themselves.
- CHP: Simultaneous production in one process of thermal energy and electric or mechanical energy.
- CHP produced electricity: Electricity produced in a process in connection with utilised heat and which is calculated in accordance with the methods described in annex I.
- High-efficiency CHP: CHP complying with the criteria described in annex II.

- Electricity-heat relationship: The relationship between CHP produced electricity and utilised heat at full CHP operation and using operational data for the specific boiler.
- Small scale CHP boiler: CHP boiler with an installed capacity of maximum 1 MWe.
- Micro CHP boiler: CHP boiler with a maximal capacity of maximum 50 KWe.
- Efficient district heating and district cooling: A system for district heating or district cooling that uses at least 50 % renewable energy, 50 % waste heat, 75 % CHP or 50 % of a combination of these forms of energy/heat.

Quota obligation or alternative system

Each member state shall establish a quota obligation system for energy efficiency. This system shall ensure that quota obliged energy distributors and/or companies selling energy as retailers will reach the target for accumulated energy savings in the final use at latest 31 December 2020. This target shall as a minimum equate to new savings each year – from January 2014 to 31 December 2020 – of 1.5 % by volume of the annual delivery of energy to consumers from all energy distributors or all companies selling energy as a retailer, as an average for the last three years period before January 1, 2013.

Sales in volume of energy used in transportation may fully or partly be excluded in this calculation. (a lower percentage may however be applied for the first years, 2014 – 2017).

As an alternative to quota obligation systems, the member states may decide to implement other policies to obtain energy savings at consumer level provided they meet the stipulated criteria. The annual new energy savings achieved through these measures shall be equivalent to the level of new energy savings required in the quota obligation system. Provided equivalence is maintained, the member states may combine quota obligation systems with alternative policies, including national programmes for energy efficiency.

Examples of such policies may be

- Energy or carbon dioxide taxes leading to a reduction in final energy use.
- Systems and instruments for financing or tax incentives resulting in use of energy efficient technology and reduced final energy use.
- Regulations or optional agreements leading to use of energy efficient technology and lowered final energy use.
- Standards and norms aiming at improving energy efficiency of products and services, including buildings and vehicles, excluding those that are mandatory and applicable in member states according to EU legislation.

- Energy marking systems, excluding those that are mandatory and applicable in member states according to EU legislation.
- Vocational or other training, including energy counselling programmes leading to use of energy efficient technology and lowered final energy use.

Measures

The member states shall (six months prior to incorporation) report to the commission which policies they plan to implement and present how they are going to achieve the required savings. In the policies it shall be provided at least two intermediate periods up to 31 December 2020 and the measures shall result in achieving the level of ambition describes in point 1.

The member states shall promote access for all consumers to high-quality and cost-effective energy inspections that are performed independently by qualified and/or authorised experts and complying with qualification criteria, or are performed and surveyed by independent authorities and within the framework of national legislation.

The member states shall ensure that consumers of electricity, natural gas, district heating, district cooling and hot water for household use, as far as technically possible, economically reasonable and proportionate to the saving potential, have individual meters that, at competitive pricing, register the consumers' actual energy use and time of use.

The directive also stipulates what type of information that shall be provided with invoices.

The member states shall ensure that the information about accessible energy efficiency mechanisms and about the financial and legal frameworks is clearly presented and broadly spread to all parties concerned, e.g. consumers, design engineers, engineers, environmental accountants, energy surveyors and installation engineers installing building components according to directive 2010/31/EU. Member states shall promote that banks and other financing instruments are informed about the opportunities to participate in financing of investments for better energy efficiency, also through the establishment of public-private partnerships.

Cost-Benefit Analysis

When calculation of potential, the member states shall perform a cost-benefit analysis based on climate conditions, economic feasibility and technical applicability according to part 1 in annex VIIIa (where details about how to perform the analysis can be found).

It is required from member states that they ensure energy companies perform cost benefit analyses:

- When new electricity production with an input effect of 20 MW is planned it shall be evaluated if high-efficiency CHP should be employed. (The same goes for an existing electricity power plant of similar size going through extensive renovation).
- When an industrial plant with an input effect of 20 MW generating waste heat of suitable temperature is built or going through an extensive renovation, utilising the waste heat for CHP and/or connecting to a district heating/district cooling network shall be considered.
- When planning for building of a new district heating system or for building of a new energy production plant of more than 20 MW within an existing network, using waste heat from adjacent industrial plants should be considered.
- Peak load- and backup plants with less than 1500 hours of operation and nuclear power plants are excluded from these requirements.

CHP

The member states shall at latest December 31 2015 perform and report to the commission an overall assessment of the potential for application of high-efficiency CHP as well as efficient district heating and district cooling, by supplying the information in annex VII . If a comparable assessment has already been made this should be reported to the commission.

In the overall evaluation full consideration must be given to the analysis of the national potential for high-efficiency CHP carried out according to directive 2004/8/EG. Such an evaluation can be found in the district heating committee's report "Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden" SOU 2005:33.

Några nyckeltekniker med koppling till smarta elnät – teknik- och marknadsutveckling

36

I detta kapitel redovisas översiktliga bedömningar av teknikutveckling och tillämpning inom nyckelområden som ställer nya krav på att elnäten utvecklas. Fyra nyckeltekniker behandlas:

- a) Elfordon
- b) Vindkraft
- c) Solceller
- d) Energilagring

Teknikerna redovisas i var sitt delkapitel. Där återfinns också kontaktpersoner att vända sig till för kompletterande information.

Elfordon - Teknik- och marknadsutveckling

36a

Begreppet elfordon rymmer ett flertal olika typer av elektrifierade fordon. Här ingår t.ex. tvåhjuliga elfordon, ultralätta elbilar, personbilar av typen rena elbilar och laddhybrider, elektrifierade bussar och lastbilar, med mera.

Det faktiska antalet elbilar i världen är mycket begränsat, långt mindre än en procent av den totala fordonsflottan. Marknadsutvecklingen för elbilar bestäms av ett flertal faktorer, där kostnadsläget och fordonens prestanda kommer att vara helt avgörande.

Kostnaden för inköp av elbilar är idag väsentligt högre än för motsvarande konventionella fordon med förbränningsmotorer. Det beror i första hand på höga kostnader för elbilens batterier. Mycket talar dock för att kostnaden för batterierna kommer att sjunka under de närmaste åren vilket innebär att kostnaderna för elbilarna på sikt kan antas bli väsentligt lägre än idag.

Helt avgörande för marknadsutvecklingen för elfordon i Sverige, Europa och resten av världen är – förutom pris/prestanda för fordonen – i vilken utsträckning energi- och klimatpolitiken inriktas mot att minska koldioxidutsläppen från transportsektorn och transportsektorns beroende av olja. I praktiken kommer det att krävas kraftfulla styrmedel som på olika sätt gynnar fordon med små eller inga koldioxidutsläpp om elfordonen ska kunna bli ett betydande inslag i fordonsparcken.

År 2011 publicerade EU en färdplan för transportpolitiken i Europa med målet att bl.a. minska utsläppen av växthusgaser från transportsektorn med 60 procent fram till 2050. I Sverige har riksdagen angivit den långsiktiga prioriteringen att Sverige år 2030 bör ha en fordonsflotta som är oberoende av fossila bränslen. Dessa visioner/mål bidrar till att driva på en omställning av transportsektorn i riktning mot ökad elektrifiering. Den Europeiska bilindustrin intresseorganisation ACEA gör bedömningen att försäljningen av elfordon kommer att ligga mellan 2-8 procent av nybilsförsäljningen i Europa under 2020-talet givet dagens förutsättningar.

Om hälften alla personbilar i Sverige (ca 4,4 miljoner) på sikt ersattes med rena elbilar och laddhybrider så skulle elbehovet uppgå till ca 7 TWh el. (Hela

För mer information: Stefan Montin, Elforsk

den årliga svenska elanvändningen uppgår till närmare 150 TWh/år). Om samtliga dessa fordon laddades på ett icke styrt sätt i samband med att de är parkerade uppskattas effektbehovet öka med upp mot 2000 MW. Om däremot laddningen sker på ett mer kontrollerat och styrt sätt uppskattades effektökningen hamna kring 1000 MW. Dessa nivåer kan jämföras med den totalt installerade elproduktionskapaciteten i Sverige på 36 000 MW och det maximala uppmätta timeffektbehovet på 26 500 MW (år 2011).

Inledning

Fordonstillverkarna världen över har under de senaste åren fokuserat stora delar av sina forsknings- och utvecklingsresurser mot att effektivisera fordonens bränsleförbrukning. Skälet är dels önskemålet om att minska transportsektorns oljeberoende, dels allt strängare miljökrav bl.a. vad gäller utsläppen av växthusgaser från trafiken. En låg bränsleförbrukning är dessutom ett viktigt försäljningsargument i takt med allt högre oljepriser

Ett viktigt led i denna utveckling handlar om satsningar på elbilar och hybridfordon, dvs. fordon som drivs via en kombination av en el- och förbränningsmotor. Genom elektrifiering och hybridiseringen minskar fordonens energianvändning högst väsentligt, framför allt genom elmotorernas höga verkningsgrad, men också genom att fordonen kan återanvända en del av rörelseenergin vid inbromsning. Även miljö- och klimatskäl bidrar till att göra eldrift attraktiv. Utsläppen försvinner helt i närmiljön och utsläppen kopplade till elproduktionen kommer att minska i takt med att den europeiska elproduktionen ställs om mot förnybara energikällor.

Begreppet elfordon

Begreppet elfordon rymmer ett flertal olika typer av elektrifierade fordon. Här ingår bl.a. tvåhjuliga elfordon (elmopeder, elcyklar, elmotorcyklar), ultralätta elbilar, personbilar av typen batterielbilar och laddhybrider, elektrifierade bussar (hybrider, ren eldrift med batteri eller trådbussar), eldrivna lastbilar (med t.ex. strömmatning via luftledningar, induktiv matning eller strömskena i marken) samt elektrifierade arbetsfordon och vissa typer av arbetsmaskiner. Även bränslecellsdrivna fordon brukar nämnas i kategorin elfordon.

I denna rapport till Samordningsrådet för smarta elnät behandlas i första hand eldrivna personbilar av typen batterielbilar och laddhybrider.

Marknadsutvecklingen för elbilar

Fåtal elbilar idag

Även om det just nu skrivs ganska mycket om elbilar så är det faktiska antalet elbilar i världen trots allt mycket begränsat, långt mindre än en procent av världens fordonsflotta. Norge, som anses som ett föregångsland för elbilar, passerades vid årsskifte 2012/2013 gränsen 10 000 sålda batterielbilar. I t.ex. Holland fanns i början av 2013 ca 5000 elbilar. Bedömningen är att antalet elbilar där kommer att öka till ca 15 000 vid årets slut. I USA uppgick försäljningen av elbilar till ca 0.38 procent av nybilsförsäljningen. Många länder har dock mycket ambitiösa planer och samtidigt betydande subventioner för att stödja marknadsintroduktionen av elfordon. Holland har t.ex. som uttalat politiskt mål att det ska finnas 200 000 elbilar i landet år 2020.

Den framtida marknadsutvecklingen för elbilar bestäms av ett flertal faktorer, där kostnadsläget och fordonens prestanda kommer att vara helt avgörande. Men det handlar också om mjuka faktorer som kundernas inställning till elbilen och om man är beredd att acceptera ett teknikskifte som i viss mån innebär ett ändrat körbeteende.

Kostnaden för inköp av elbilar är idag väsentligt högre än för motsvarande konventionella fordon med förbränningsmotorer. Det beror i första hand på höga kostnader för elbilens batterier, men också på att elbilen i sig är en ny konstruktion med relativt små serier. För laddhybrider är dessutom drivlinan mer komplex jämfört med konventionella fordon, vilket bidrar till att öka kostnaderna.

Marknadsutvecklingen påverkas också av att det råder viss osäkerhet om batteriernas åldringsegenskaper. Batterikapaciteten försämras bl.a. av antalet laddcykler. Höga kostnader, osäkerhet om batteriprestanda och osäkerhet om elbilens andrahandsvärde leder sammantaget till att introduktionen av elfordon både i Sverige och i världen i övrigt sannolikt kommer att vara relativt måttlig under de närmaste åren. Den europeiska bilindustrins intresseorganisation ACEA¹ gör t.ex. bedömningen att försäljningen av elfordon kommer att ligga mellan 2-8 procent av nybilsförsäljningen i Europa under 2020-talet givet dagens förutsättningar.

Mycket betydande forsknings- och utvecklingsinsatser bedrivs nu världen över för att vidareutveckla elbilarnas batterier. Det talar för att batterikostnaderna kommer att sjunka samtidigt som batteriernas prestanda ökar både vad gäller laddningskapacitet och livslängd. Dessutom blir teknologin för elbilarna i sig alltmer etablerad. Det innebär sammantaget att kostnaderna för elbilarna på sikt kan antas bli väsentligt lägre än idag.

Parallellt med utvecklingen av elbilar pågår även en betydande utveckling av konventionella fordon med sikte på att minska bränsleförbrukningen. Framför allt blir förbränningsmotorerna mer bränslesnåla. Det gör att konventionella fordon även framöver kommer att konkurrera med nya alternativa fordon.

Avgörande för marknadsutvecklingen för elfordon i Sverige, Europa och resten av världen är – förutom pris/prestanda för elfordonen – i vilken utsträckning energi- och klimatpolitiken inriktas mot att minska koldioxidutsläppen från transportsektorn och transportsektorns beroende av olja. I praktiken kommer det att krävas kraftfulla styrmedel som på olika sätt gynnar fordon med små eller inga koldioxidutsläpp om elfordonen ska kunna bli ett betydande inslag i fordonsparken.

EU anger målen för Europas transportpolitik

År 2011 publicerade EU en färdplan (1) för transportpolitiken i Europa fram till 2050. Syftet med färdplanen är att öka mobiliteten och fortsätta integrationsarbetet inom EU:s transportnätverk samt att samtidigt reducera utsläpp av växthusgaser och minska EU:s beroende av importerad olja.

¹ European Automobile Manufacturers' Association

I färdplanen presenter Kommissionen en lång rad åtgärder som sammantaget siktar mot att minska utsläppen av växthusgaser från transportsektorn med 60 procent fram till 2050 (jämfört med 1990 års nivå). Som delmål anges att utsläppen av växthusgaser 2030 ska minska med 20 procent (jämfört med 2008 års nivå).

Ett centralt förslag i färdplanen är att användningen av konventionella fordon i städerna ska halveras till 2030 och att konventionella fordon ska vara helt utfasade till 2050 och ersatta av andra typer av fordon, bl.a. elfordon.

I en kommunikation till EU-parlamentet 2013 om Clean Power for Transport (2) framhåller Kommissionen att teknologin för elfordon nu håller på att mogna och att fordonen börjar komma ut på marknaden. Enligt Kommissionens bedömning kommer det att finnas mellan 8-9 miljoner elfordon i EU:s medlemsländer år 2020.

Nyligen godkände EU-parlamentets utskott för Miljö, folkhälsa och livsmedelssäkerhet ett lagutkast för koldioxidutsläpp för personbilar. Förslaget ställer krav på högst 95 g CO₂/km för nybilsförsäljning i EU år 2020. Utskottets förslag innehåller också vägledande mål till 2025 där målet är 68-78 g CO₂/km. Översatt innebär målet att bränsleförbrukningen år 2020 (beräknat på medelvärdet för nybilsförsäljningen) får vara högst ca 3,9 liter bensin/100km och 2025 högst ca 3 liter/100 km. (Medelvärdet nu i Europa är ca 5,5 liter/100 km). Dessa krav bidrar till att göra elfordon mer intressanta för fordonsindustrin, men driver också på utvecklingen av mer bränslesnåla bensin- och dieselmotorer.

Sverige och målet om en fossiloberoende fordonsflotta

Sverige hade 2012 ca 4,4 miljoner personbilar i trafik. Antalet elbilar – rena elbilar och laddhybrider – är emellertid mycket begränsat och uppgick vid årsskiftet 2012/2013 – för att vara exakt – till 1 596 stycken (3), motsvarande knappt 0.04 procent av fordonsparken.

I regeringens proposition En sammanhållen svensk klimat- och energipolitik (4) redogörs för den långsiktiga prioriteringen att Sverige år 2030 bör ha en fordonsflotta som är oberoende av fossila bränslen samt för visionen att Sverige 2050 ska ha en hållbar och resurseffektiv energiförsörjning utan nettoutsläpp av växthusgaser i atmosfären. I propositionen redovisas också olika delåtgärder för att nå denna vision. Bland annat anges en satsning på förnybara drivmedel och energieffektivare fordonstekniker, elhybridbilar och elbilar.

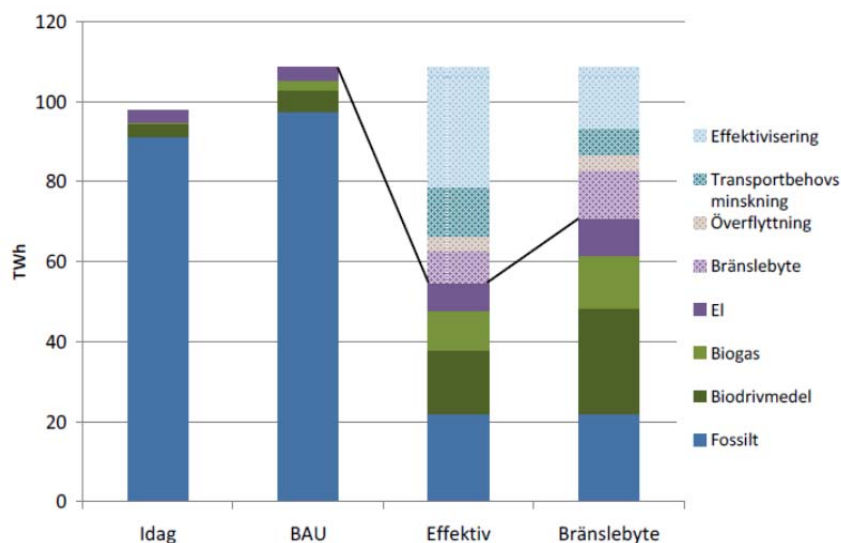
Regeringen har nyligen också tillsatt en särskild utredare² som ska kartlägga möjliga handlingsalternativ samt identifiera åtgärder för att reducera transportsektorns utsläpp och beroende av fossila bränslen i linje med visionen för 2050.

²Direktiv 2012:78

En kraftfull omställning av transportsektorn i Sverige

Analysföretaget Profu AB har på uppdrag av Elforsk och Svensk Energi genomfört omfattande utredningar av förutsättningarna att nå målet om en fossiloberoende fordonsflotta till 2030 (5), (6), (7). Analyserna visar att det i princip är möjligt att nå målet, men att det samtidigt förutsätter mycket kraftfulla politiska åtgärder som berör både den enskildes resande och näringslivets transporter. En grundläggande förutsättning för att nå målet är en tydlig politik som långsiktigt lägger fast villkoren för marknadens aktörer och som stakar ut hur fossila bränslen ska fasas ut ur transportsektorn. Det måste dessutom ske i nära samordning med EU:s politik inom transportområdet. Sverige styr t.ex. inte över utsläppskraven för nya personbilar.

Huvudscenariot i de analyser som genomförs av Profu bygger på en kraftfull effektivisering av fordonen och mycket betydande ansträngningar att minska själva transportbehoven. Dessutom sker stora minskningar av användningen av fossila drivmedel genom övergång till eldrift och byte till biodrivmedel samt genom byte av trafikslag.



Figur 1. *Energianvändning inom det svenska transportsystemet i visionsscenario Bränslebyte, med "idag", referensscenariot "business as usual" (BAU) och scenario Effektiv som jämförelse [TWh/år.]*

Ett av scenarierna i analyserna uppvisar en faktisk energianvändning för transportsystemet på 59 TWh år 2030. Detta kan jämföras med 131 TWh för framskrivningsscenario (med samma drivmedelsmix och fordonseffektivitet som idag) för samma år. Det är alltså mer än en halvering av energibehovet. Användningen av fossila bränslen minskar med 85 %.

Elens roll i målet om en fossiloberoende fordonsflotta år 2030

El får en kraftigt ökad roll för fordonsdrift i analyserna om en fossiloberoende fordonsflotta. Utöver den el som används för

järnväg/bantrafik, (som ökar med 50 % jämfört med idag), så sker en övergång till eldrift både inom personbilssektorn och bland tunga vägfordon och arbetsmaskiner. Eldrift införs så att den motsvarar ca 20 % av den återstående mängden energibehov i personbilar, efter effektivisering m.m. Detta måste betraktas som en mycket kraftig introduktion, men till följd av elens mycket höga energieffektivitet så blir det ändå jämförelsevis små mängder el, + 2,4 TWh. Tillsammans med den tunga trafikens elanvändning, som också ökar kraftigt (+ 2,1 TWh) så ökar elanvändningen från 3 till 9 TWh enligt figur 1.

Totalt leder analyserna till att det år 2030 skulle kunna finnas omkring 1 miljoner rena elbilar och laddhybrider om målet om en fossiloberoende fordonsflotta genomförs fullt ut.

Styrmedel

En av slutsatserna i analyserna om en fossiloberoende fordonsflotta är att en omställning är möjlig men att den inte kommer att ske spontant. Kraftiga styrmedel kommer att behövas. I grunden handlar det om att göra fossildrift dyrare och andra bränslealternativ billigare. Exempel på styrmedel är:

- Höjda drivmedelsskatter
- EU:s regelverk, t.ex. utsläppskrav för nya bilar
- Inför fordonsskatt av fransk bonus/malusmodell
- Inför fler bilfria zoner i städer och tätorter eller förbud mot vissa typer av fordon
- Lokala styrmedel som på olika sätt gynnar fossiloberoende fordon, t.ex. som underlättar parkering och laddning

Elfordon

Personbilar

Eldrivna personbilarna kan delas in i kategorierna rena elbilar (även kallat batterielbilar och på engelska Battery Electric Vehicle – BEV) och laddhybrider (Plugin Hybrid Electric Vehicle – PHEV). När det gäller den senare brukar man också skilja mellan kategorierna parallell- och seriehybrider beroende på hur elmotorn och förbränningsmotorn samverkar.

I en parallellhybrid kan fordonet drivas både av en elmotor och en förbränningsmotor, tillsammans eller var och en för sig. Förbränningsmotorn driver drivhjulen via en växellåda och elmotorn ger extra kraft vid behov. Vid ren eldrift kopplas förbränningsmotorn bort så att enbart elmotorn driver.

I en seriehybrid drivs fordonet av en elmotor (eller flera) som är kopplad till drivhjulen. Förbränningsmotorn driver en generator som alstrar den ström som driver elmotorn och som laddar bilens batterier under körning. En seriehybrid har ingen mekanisk koppling mellan förbränningsmotorn och drivhjulen. I ren eldrift drivs elmotorn via batterierna.

De eldrivna personbilar som nu börjar komma ut på marknaden har goda köregenskaper. Framförallt märks elmotorns låga energiförluster och goda acceleration. Elbilarna har också fördelen att de är tystare och vissa modeller får även bättre vägegenskaper genom lägre tyngdpunkt på grund av batteriernas placering och betydande vikt. Det som är den rena elbilens stora nackdel är dess korta räckvidd per laddning, vilket för många, åtminstone initialt, upplevs som ett praktiskt hinder. För laddhybriderna är begränsningen i körsträcka på el inte något egentligt hinder. När batterierna är urladdade drivs fordonet via förbränningsmotorn. Elbilarna – både rena elbilar och laddhybrider – är också väsentligt dyrare än sina motsvarigheter med konventionella förbränningsmotorer.

Lätta transportfordon

Denna kategori elfordon omfattar exempelvis fordon som distribuerar varor i stadsmiljöer eller används som hantverksbilar. Lätta transportbilar är en kategori fordon som lämpar sig väl för elektrifiering då de normalt har relativt begränsade körsträckor och oftast bara används under dagtid. Det ger tid för laddning när bilen står stilla under kvällar och nätter.

Eldrivna bussar

Kategorin eldrivna bussar omfattar trådbussar, laddhybridbussar, rena batteribussar och bränslecellsbusar. Trådbussar är en beprövad teknologi med runt 350 befintliga system och mer än 40 000 bussar över hela världen. Enbart i Peking rullar närmare 10 000 av dessa. Världens längsta trådbusslinje går mellan Simferopol och Jalta i Ukraina. Rom fick ett modernt trådbussystem 2005 och totalt i Västeuropa finns det idag 48 trådbussystem och i Östeuropa 64 system. Sedan 2003 finns också ett 3 km långt trådbussystem i Landskrona.

Batteribussar och laddhybridbussar demonstreras just runt omkring i världen. I Kina har exempelvis flera hundra batteribussar demonstrerats de senaste åren. I Umeå provas ett antal batteribussar tillverkade av Umeåföretaget Hybricon. Vidare förbereds nu demonstrationslinjer i Stockholm och Göteborg med laddhybridbussar från Volvo.

Bränslecellsbusar är i prototypstadiet. De flesta bränslecellsbusar som utvecklats för stadstrafik har varit 12 metersbusar där bränslecellerna varit primärkraftkälla. Bränslecellssystemet har effekter på mellan 125 och 150 kW.

Lastbilar

Lastbilar utvecklas också mot allt effektivare drivlinor. Hybridisering pågår och ett antal lättare lastbilstyper finns nu också att tillgå med eldrift. Konsultföretaget Navigant Research³ har uppskattat att det om fem år globalt

³ <http://www.navigantresearch.com/research/smart-transportation>

kommer att säljas ca 100 000 hybrid/eldriftslastbilar. Den största marknaden bedöms då vara Sydostasien följt av Nordamerika.

Under senare tid har elektrifierade vägar diskuterats dvs. där vägsystemet skulle förse tunga fordon (3,5-40 ton) med elmatning, antingen från något trådsystem i luften, kontaktskenor i vägen eller induktivt överfört från spolar i vägbanan. Siemens har exempelvis utformat ett intelligent strömavtagarsystem och demonstrerat ett s.k. trådtradarkoncept. Induktiva transportsystem demonstreras bl.a. i Frankrike där en del spårvagnsystem drivs induktivt.

Nya fordonstyper

Vissa tillverkare av elbilar har siktat in sig på utveckling av små lätta stadsfordon, s.k. Light Urban Vehicles (LUV). Dessa fordon transporterar 1-3 personer och är tre- eller fyrhjuliga konstruktioner. En bil som sålt ganska mycket under senare år, i framförallt Norge är den lilla "Buddyn". Renault släppte för något år sedan sin "Twizy". Fördelarna med de små eldrivna stadsfordonen är att de tar mindre plats, kan parkera på "tvären" och har förhållandevis långa körsträckor (10-15 mil), så att de i regel inte behöver ladda under dagtid.

Elcyklar och elmopeder

Eldrivna cyklar och mopeder börjar bli allt vanligare både i Sverige och utomlands. Batterierna ger flera mils körning och kan dessutom hos flertalet cykelmodeller lätt tas bort för att laddas t.ex. i hemmet.

Särskilt i Kina har utvecklingen varit mycket kraftfull när det gäller eldrivna cyklar och mopeder. Idag finns miljontals eldrivna tvåhjulingar i landet. Den kraftiga ökningen av dessa fordon kan delvis hänföras till myndigheternas restriktioner beträffande fossilt drivna tvåhjulingar.

Elanvändning och räckvidd för eldrivna personbilar

Hur mycket el en elbil drar beror på många faktorer, bl.a. bilens vikt, hastighet och trafikförhållanden (antal start & stopp). Dessutom spelar utomhustemperaturen in om bilen ska värmas eller kylas med eldrivna system. Ofta anges elanvändningen till i genomsnitt 2 kWh/mil, men förbrukningen kan vara väsentligt högre under ogynnsamma förhållanden. Inledande tester av organisationen Test Site Sweden⁴ antyder att förbrukningen vid blandad körning en kall vinterdag snarare ligger mellan 3 – 5 kWh per mil. Skälet är framför allt att mycket energi går åt till att värma bilen. Även varma sommardagar när kupén ska kylas via luftkonditioneringen ökar elanvändningen. Man kan dock anta att energiåtgången för att värma och kyla fordon samt för fordonens elektronik

⁴ <http://www.lindholmen.se/sv/vad-vi-gor/test-site-sweden>

kommer att minska rejält framöver i takt med utvecklingen av effektivare system. Volvos elbil C30 har t.ex. en extern värmare som drivs med etanol.

Hur långt en elbil kan köra på en laddning bestäms således både av batteriets storlek/lagringskapacitet och av körförhållandena. De batterielbilar som finns idag går vanligen mellan 10-20 mil på en laddning. Den dagliga körsträckan för svenska personbilar är ofta ganska kort. Man brukar säga att körsträckan är kortare än 5 mil 70-80 procent av den tid vi använder bilen. Det betyder att elbilens begränsade körsträcka troligen mer än väl räcker till i de flesta situationer.

Laddhybriden är försedd med ett batteripaket som även kan laddas via ett eluttag. Laddhybriden kan köra en kortare sträcka på enbart el, vanligen 2-5 mil. Förbränningsmotorn användas då bara vid långfärder, dvs. när batterikapaciteten inte längre räcker till eller laddningsmöjlighet saknas.

Exempel på olika bilmodeller

Den kommersiella lanseringen av elbilar startade omkring år 2010. Under 2012 lanserades sju nya elbilsmodeller på den svenska marknaden och under 2013 förväntas tolv nya modeller lanseras och 2014 uppskattningsvis uppemot 20 till.

En tydlig trend är också att de allra flesta fordonstillverkarna i världen har rena elbilar och laddhybrider på programmet och årligen visar upp nya konceptbilar på motormässor.

Nedan beskrivs några av de mest sålda elbilarna och några av de som tilldrar sig särskilt intresse för tillfället. Antalet modeller växer dock snabbt.

Mitsubishi iMieV

Mitsubishi iMiEV var en av de första elbilarna att komma ut på marknaden och som samtidigt i allt väsentligt i övrigt har kvaliteter som dagens konventionella personbilar.

Nissan Leaf

Efter två år på marknaden och 50 000 sålda exemplar världen över uppdateras nu Nissan Leaf. Utvändigt är förändringen diskret men bilens räckvidd med eldrift har ökats upp från 175 till 200 kilometer. Dessutom har elsystemets komponenter – batteriet undantaget – samlats under motorhuven. Det innebär att plats frigjorts i bagageutrymmet. Bland nyheterna finns även en snabbbladdare som tillval. Ansluten till ett uttag på 32 ampere laddas batteriet fullt på fyra timmar, hälften av den normala laddtiden.

Renault Fluence Z.E.

Fluence Z.E. är en elbil baserad på Renaults Fluence-modell, där Z.E. står för Zero Emission. Förbränningsmotorn är utbytt mot en elmotor. Bilens batterier är placerade ovanför bakaxeln, mellan passagerarutrymmet och bagagerummet och karossen är förlängd för att bibehålla bagagevolymen.

Bilens batterier leasas ut av Renault eller som i vissa länder av företaget Better Place (som även bygger stationer där urladdade batteripackar kan bytas mot fulladdade). Litiumjonbatteriet på 22 kWh laddas på 8 timmar i enfasuttag med 230 V. De kan även snabbaddas på en halvtimme, men då endast via ett 400 V trefasuttag. Bilens räckvidd anges till 16 mil. Försäljningen planeras starta under 2013 i Sverige.

Toyota Prius Laddhybrid

Toyota, som haft stor framgång med sin hybridmodell av Toyota Prius, var också tidigt ute på marknaden med en laddbar elhybrid. Toyotas laddbara hybrid kan köra ca 2 mil på enbart el. Modellen är framtagen för att kunna erbjuda miljövänlig körning i t.ex. stadskärnor.

Volvo V60 Laddhybrid

Volvos erbjuder sedan 2012 en laddhybrid i modellserien V60. Den drivs med hjälp av en elmotor och en dieselmotor. Nu är även ett bensinalternativ på väg att tas fram. Bilen är framtagen i ett samarbete mellan Volvo och Vattenfall. Bilen uppges kunna köra 5 mil i ren eldrift och dra 0,19 liter per mil vid blandad körning. El- och förbränningsmotorn ger tillsammans 285 hästkrafter och har drivning på alla fyra hjulen.

Bilen kostar över en halv miljon kronor, men har enligt uppgift⁵ trots det sålt så bra att årsmodellen 2013 är slutsåld och över hälften av kommande årsmodell 2014 sålts redan innan de har börjat tillverkas.

Mitsubishi Outlander Laddhybrid

Mitsubishi Outlander har uppdaterats under 2012 och nu är laddhybridversionen officiell med tilläggsnamnet PHEV. Den fyrhjulsdrivna bilen är försedd med en bensinmotor och två elmotorer. Bensinmotorn driver framhjulen. En av elmotorerna driver också framhjulen medan den återstående elmotorns uppgift är att driva på bakhjulen.

Batteriet kan snabbaddas på 30 minuter till 80 procent av sin kapacitet och full laddning kräver 4,5 timmar i vanligt eluttag. Bränsleförbrukning uppges till 0,16 liter per mil och bilen ska kunna köras på enbart el i 5,5 mil. Med hjälp av bensinmotorn tar den sig ca 80 mil enligt Mitsubishi. Utsläppsnivån ligger på 49 gram koldioxid per kilometer.

Chevrolet Volt och Opel Ampera

General Motors har utvecklat elbilsmodellerna Chevrolet Volt och Opel Ampera. Tekniken består av två sammankopplade elmotorer som tillsammans ger 111 kW. De får ström av ett batteri med 288 litiumjonceller. Med fulladdat batteri kan bilarna köra upp till 8 mil eldrift.

Tesla Model S

Tesla Model S är en eldriven sportbil med motoreffekt på 320 kW, eller 422 hk, vilket ger en acceleration från 0-100 km/h på strax över fyra sekunder. Batteriet ger en räckvidd på upp till ca 40 mil.

⁵ Teknikens Värld 2013-03-08

Porsche Panamera S E-hybrid

Porsche har nyligen presenterade en laddhybrid i modellprogrammet Panamera. Kraftkällan är en treliters V6-motor på 333 hästkrafter och en elmotor på 95 hk. Bränsleförbrukning uppges ha minskats till 3,2 liter per 100 km, vilket motsvarar 71 g CO₂ per km. Räckvidden med enbart eldrift ligger mellan 18 och 36 kilometer, beroende på körstil och användning av elektronisk utrustning. Toppfarten med enbart elmotorn är 135 km/h och bilen kan laddas på 2 eller 4 timmar.

Kostnader och affärsmodeller

Priset på en elbil varierar i försäljningsledet och beror bl.a. på fordonstyp och batteristorlek samt av vilka subventioner som ges. I Sverige kostar en liten elbil strax under 300 000 kronor, före avdrag av den statliga supermiljöbilspremien på 40 000 kronor. En affärsmodell som provas av bl.a. Renaults är att sälja bilen utan batteri och sedan leasa ut batteriet till en fast månadskostnad.

Batterier

Litiumjonbatterier

Elbilarnas batterier är numera nästan uteslutande av litiumjontyp. Batterierna är uppbyggda av tunna skikt som vanligtvis rullats till cylinderform. Även prismatiska batterier förekommer och dessa är föremål för en stark utveckling. Huvudkomponenterna i cellerna är:

- En negativ elektrod (katoden) som hittills ofta varit gjord av litium-koboltoxid. Som alternativ till Kobolt (Co) används Nickel (Ni) eller Mangan (Mn).
- En positiv elektrod (anoden) som är gjord av kristallin grafit, vanligen lagd på en tunn kopparfolie.
- En organisk elektrolyt, som innehåller ett litiumsalt

Typiska elektriska egenskaper för ett litiumjonbatteri är:

- En förhållandevis hög cellspänning. I normalfallet är den 3,6 V,
- Inga minneseffekter vilket innebär att ett batteri kan laddas vid godtyckligt tillfälle.
- Hög laddningsström (0,5 – 1 A) vilket innebär att så korta tider som 2 timmar är möjliga för att uppnå full laddning.
- Vid urladdning hålls spänningen närmast konstant.

Livslängd och säkerhet

Idag lämnar i regel batteritillverkarna 10 åriga livslängdsgarantier, motsvarande minst några tusen laddningscykler. Forskningsmålen ligger på mer än 15 års livslängd för att inte begränsa den normala livslängden på

själva fordonen, som idag uppskattas minst 15 år. Livslängden påverkar också batteriernas andrahandsvärde för eventuellt andra användningsområden.

Frågan om litiumjonbatteriernas säkerhet har återigen kommit i fokus genom den batteribrand som inträffade i samband med att Boeings nya flygplansmodell Dreamliner landade i Boston den 7 januari 2013 och en tidigare incident med rökutveckling under en flygning i Japan.

De incidenter (huvudsakligen bränder) som inträffat med elfordon under senare år har dock ofta felaktigt refererats som säkerhetsproblem med själva battericellerna och risken för överhettning och termisk rusning. Batteristyrsystemen, kylsystem etc. har dock i de flesta fall fungerat medan exempelvis högspänningssystem, laddningsutrustning och andra externa funktioner felfungerat.

Stora insatser läggs på att försöka hitta inherent skyddssystem på cellnivå som kan begränsa eventuella batteribränder. Toshiba har exempelvis ett inbyggt skydd för kortslutningar där ledningsförmågan sjunker med flera tiopotenser. NEC anger att noggrann kvalitetskontroll av exempelvis elektroderna är den viktigaste faktorn i tillverkningsprocessen för att garantera batterisäkerhet. I fallet med Boeings nya flygplansserie har litiumjonbatterierna nu designats om och placerats i en säkrare inneslutning som isolerar både elektriskt och termiskt. Även batteriets laddningsprocedur har modifierats.

Marknaden för litiumjonbatterier

Marknaden för fordonsbatterier uppskattas idag till ca 1 miljard USD per år. Det finns gott om uppskattningar om hur marknaden kommer att växa framöver, t.ex. att marknaden år 2020 kommer att uppgå till minst 25 miljarder USD för att under 2030 överstiga 80 miljarder USD. Allt hänger dock nära samman med den globala försäljningen av elfordon.

Utvecklingen av litiumjontekniken

Forskningen och produktutvecklingen kring nästa generation litiumjonbatterier pågår för fullt. New Energy Development Organization (NEDO) i Japan har exempelvis avsatt 200 miljoner USD till ett 7 årigt program, vars syfte är att ta fram billigare och bättre batterier för fordonstillämpningar.

Den japanska FoU verksamheten kring litiumjontekniken är imponerande i sin långsiktighet och strukturerade ansats. Redan 1992 påbörjade NEDO sitt första batteriprogram. Här sattes tydliga mål för exempelvis energitäthet (150 Wh/kg). Under 2002 startades ett program med fokus på batterier till bränslecellsfordon med ett tydligt mål på livslängd (> 15 år). Det tredje programmet, som startades 2007 lads fokus på kostnaden (<40 000 Yen/kWh, dvs. 400 USD/kWh) till år 2015. Under 2009 etablerades programmet RISING (R&D Initiative for Scientific Innovation on Next-Generation Batteries). Här är målet en energitäthet på 500 Wh/kg med

delmål att till 2015 verifiera minst 300 Wh/kg samtidigt som tillförlitlighet och livslängd ska förbättras.

I Tyskland satsar industrin tillsammans med Tyska staten över 360 miljoner euro i en ny litiumjonbatterifabrik. Exempelvis uppger Bosch⁶ att man ska utveckla egna litiumjonbatterier med målet att minska kostnaden för batterier med två tredjedelar. När målet uppnås planerar de att bygga en europeisk batterianläggning i Europa. Om allt går bra kan en ny fabrik öppna före 2020.

I Frankrike bygger Johnson-Control Saft en ny litiumjonbatterifabrik. På motsvarande sätt satsas mycket stora resurser i USA, Kina och Sydkorea på forskning och utveckling av litiumjonbatterier.

Kostnadsbesparingar och kontinuerlig processförbättring, övergång till automationsprocesser etc. kommer att innebära en stegvis utveckling av nuvarande batteriteknik.

Bipolära batterier nästa stora steg

Dr Akira Yoshino från Asahi Kasei Corp, Japan, uppfinnaren av litiumjonbatteriet, beskrev under ett symposium på IVA⁷ att stora förhoppningar ställs på att kunna bygga kompakta s.k. bipolära batterier. Det är batteristackar som byggs på cellnivå med många celler seriekopplade. En sådan battericell skulle då kunna tillverkas för spänningsnivåer upp mot 400 V. Det man vinner är att kompakteringsgraden blir så mycket bättre och därmed ökar energitätheten hos batteriet avsevärt. Svårigheten är att man måste bygga cellerna med interna självregleringsmekanismer, som utjämnar eventuella olikheter mellan cellerna, dvs. det man idag gör med elektronik i batteripackarna.

Litium-svavel och litium-luft batterier

Toyota har beskrivit sin långsiktiga vision att utveckla litiumluftbatterier med en energitäthet som är tio gånger högre än dagens litiumjonbatterier. Dit är det dock mycket långt. En viktig beståndsdel av dessa nya batterier är fasta elektrolyter. Någon gång efter 2020 siktar Toyota⁸ på att ha batterier med fast i stället för flytande elektrolyt.

Kostnadsutveckling för batterier

När man diskuterar kostnader och prisnivåer för batterier är det viktigt att skilja på om man avser på cellnivå eller på packnivå. Vidare måste man skilja på kategorierna energibatterier och effektbatterier. Effektbatterierna är dyrare än energibatterier. (Det gör t.ex. att batterierna till en laddhybrid är dyrare än batterierna till en ren elbil).

⁶ Bosch will eigene Li-Ion-Technologie bis 2018 entwickeln. 9 jan 2013. Automobilwoche.

⁷ IVA seminarium mars 3013

⁸ Enligt Automotive News 11 mars 2013 (Intervju med Shigeki vid Toyotas avdelning för materialutveckling)

Medelpriset för ett batteri till en elbil var enligt Bloomberg New Energy Finance⁹ år 2012 på packnivå 689 USD/kWh, vilken kan jämföras med priset 2009 och 2011 då det låg på 1 000 respektive 800 USD/kWh. Detta motsvarar ett 20 procentigt prisfall mellan 2009 och 2010 och 14 procent under 2011. Prisfallet är enligt Bloomberg New Energy Finance främst en effekt av att utbudet för tillfället överstiger efterfrågan.

Batteriexperten Menahem Anderman¹⁰ påpekade vid ett symposium i Göteborg i mars 2012 att ett mer rimligt antagande om batteriprisutvecklingen skulle ge ett pris på packnivå kring 350 USD/kWh år 2020. Detta är vad fordonsindustrin i nuläget tycks ställa in sig på.

I van Essens och Kampmans¹¹ batterirapport från Delft University, i April 2011 anges att varje generation litiumjonbatteri åtminstone måste finnas i produktion under fyra till fem år för att kunna återbetala kapitalkostnader och utvecklingen. Detta skulle därmed innebära att nästa generation batterier kommersialiseras runt 2016/2017 och den tredje generationen runt 2020/2021.

Baserat på en undersökning kring batteriutvecklingen anger van Essen och Kampman följande utvecklingspotential relativt batterier under 2010:

- Specifikt energiinnehåll ökar med 20-25 procent fram till 2016 (med motsvarande kostnadsreduktion) på grund av bättre konstruktion och förbättringar kring själva cellpackningen
- Förbättringar på upp mot 70-75 procent i specifik energi och 50 procents kostnadsreduktion per kWh fram till 2020/2022 genom bl.a. införandet av avancerade material för anoder och katoder, t.ex. kiselanoder.
- Potential för att tredubbla specifika energiinnehållet och kostnadsreducera med 70 procent per kWh år 2030 genom introduktion av litiumsvavelkemi.
- Med dessa antaganden skulle 2012 år batteri med ett specifikt energiinnehåll om 105 Wh/kg kunna nå 160 Wh/kg runt 2020, 190 Wh/kg runt 2025 samt 300 Wh/kg år 2030.

Med kostnadsbesparingar även på andra elkomponenter, styrsystem, laddningsomvandlare etc. talar detta för en kraftig prissänkning av elfordon under de närmaste 10 till 15 åren. Det som delvis kan motverka denna utveckling är att fordonstillverkarna väljer att prioritera ökade energilager och därmed mer batterier, för att i möjligaste mån öka aktionsradien.

⁹ <http://about.bnef.com/>

¹⁰ <http://www.totalbatteryconsulting.com/qualifications.html>

¹¹ ICF International, Eco logic Institute; Huib van Essen, Bettina Kampman; Impacts of electric vehicles – Summary Report, April 2011

Påverkan på elsystemet

Räcker elen?

Om hälften alla personbilar i Sverige (ca 4,4 miljoner) ersattes med elbilar så skulle det krävas ca 7 TWh el om vi antar energiåtgången till omkring 2 kWh/mil. Om förbrukningen i stället antas ligga kring 3 kWh/mil blir den totala elanvändningen 10 TWh. I båda fallen en avsevärd energieffektivisering. I räkneexemplen beräknas bilarna ha en årlig körsträcka på 1500 mil. Hela den årliga svenska elanvändningen uppgår till närmare 150 TWh/år.

Effektbehov

Analysen i forskningsprogrammet Nordic Energy Perspectives (8) visar att en introduktion av 1,3 miljoner elfordon i Norden, vara 600,000 i Sverige kan leda till ett ökat effektbehov i det nordiska elsystemet på 1000-1500 MW, om elbilarna i stor utsträckning laddas – på ett "icke styrt sätt" - under höglasttider. Om man däremot kan styra om laddningen till låglasttider, behöver inte ökningen av eleffektbehovet bli större än 300-400 MW.

Pia Grahns, KTH (9) har i sitt licentiatarbete gjort simuleringar av hur laddningen av elfordon påverkar belastningen på elsystemet. Simuleringarna visar att om 50 procent av den svenska fordonsparken är eldriven och fordonen laddades på ett icke styrt sätt i samband med att de är parkerade skulle detta leda till en effektökning med ca 1300 MW. Om däremot laddningen sker på ett mer kontrollerat och styrt sätt uppskattades effektökningen hamna kring 1000 MW. Dessa nivåer kan jämföras med den totalt installerade elproduktionskapaciteten i Sverige på 36 000 MW och det maximala uppmätta timeffektbehovet på 26 500 MW (år 2011).

Simuleringar har också gjorts av laddning vid lite högre strömstyrkor i samband med pendlingsresor. Detta resulterar i en större toppbelastning när fordonen laddas på ett icke styrt sätt på morgonen i samband med att de parkeras vid arbetsplatserna och på kvällen vid parkering hemma. Om 50 procent av hela den svenska fordonsparken är eldriven vid dessa resor beräknades effektbehovet öka med 2200 MW. Genom att styra laddningen skulle effekttoppen kunna reduceras till ca 1800 MW, enligt Pia Grahns studier.

Studier gjorda vid Chalmers av David Steen (10) visar att en icke styrd laddning av elfordon kan orsaka problem för distributionssystemet i vissa områden. Genom att kontrollera laddningen, kan effekterna minskas, men valet av kontrollmetoder måste väljas noggrant. Dessutom indikerar resultaten att en välutvecklad offentlig laddinfrastruktur kan minska belastningen på de lokala distributionssystemen eftersom en del av laddningen då kan ske i kommersiella områden.

Laddning

Laddningsinfrastruktur

Det finns grovt sett tre typer av miljöer där merparten av laddningen av elfordon bedöms bli aktuellt. Det är vid hemmet, arbetsplatsen och offentliga eller privata parkeringsplatser. För boende i villa och radhus kan laddning vid hemmet ofta ske relativt enkelt, där installationskostnaden för ett ladduttag eller laddbox bedöms uppgå från ett par tusen kronor upp till tio tusen kronor beroende på elsystemets skick typ av ladduttag.

För boende i flerfamiljshus betyder laddning vid bostaden i praktiken att fordonet måste laddas på gatan, vid tillhörande parkeringsplats eller garage. Kostnadsbilden för att bygga ut laddmöjligheter på dessa platser är högst varierande och beroende av de lokala förutsättningarna. Till investeringskostnaden ska också läggas kostnader för underhåll och eventuellt mätning och debitering av elanvändningen.

Kostnaden för att bygga ut laddmöjligheter i gatumiljö, på olika typer tomtmarker eller i garage riskerar i vissa fall att blir så hög det påtagligt påverkar elpriset för laddning och därmed gör det mindre intressant med elfordon i dessa områden. Elforsk har i en studie (11) uppskatta kostnadsbilder för laddning vid några olika miljöer. Analysen antyder att elpriset vid laddplatsen hamnar mellan ca 2-5 kr/kWh (vid ett elpris på 1,50 kr/kWh) för att laddplatsoperatörens investering ska vara återbetald inom fem år.

Beräkningarna är mycket grova men de visar ändå tydligt på vikten av att bygga ut laddningsinfrastrukturen kostnadseffektivt. Om inte detta görs finns det risk för att elbilarnas milökostnad i vissa lägen kan bli ungefär lika stor som bilsbilarnas, om investeringar i laddstolpar ska räknas hem på kort tid. Vem/vilka som kommer att bygga ut laddningsinfrastrukturen i offentliga miljöer och affärsmodellerna för detta här delvis ett frågetecken

EU:s förslag till direktiv om infrastruktur för alternativa drivmedel

I januari 2013 presenterade EU-kommissionen (12) en strategi för rena drivmedel, däribland el. I förslaget framhåller Kommissionen att tillgången på laddplatser för elfordon varierar kraftigt i EU. De ledande länderna är enligt Kommissionen Tyskland, Frankrike, Nederländerna, Spanien och Storbritannien. Kommissionen föreslår att det i varje medlemsland ska krävas ett minsta antal laddplatser med standardiserat uttag. För Sveriges del anges som mål att det år 2020 ska finnas 14 000 laddplatser för allmänt bruk motsvarande ca 10 procent av det totala antalet laddplatser. Totalt föreslår Kommissionen att Sverige ska 140 000 laddplatser.

I förslaget framhålls att elbilar kan bidra till stabiliteten i elsystemet genom att fordonen laddas på kvällar och nätter när efterfrågan på el är låg. Vidare pekas på möjligheten att använda elbilarnas batterier för återmatning till elnäten vid höglast. Mot den bakgrunden föreslår Kommissionen att laddplatserna bör vara försedda med intelligenta mätare och att priset på el

vid laddplatsen bör vara marknadsbaserat, så att flexibel konsumtion (och lagring) av el främjas genom dynamisk prissättning

För att komma till rätta med osäkerheten på marknaden när det gäller utformningen av eluttagen presenterade Kommissionen samtidigt ett förslag till standard för hela Europa som innebär användningen av s.k. Typ 2-uttaget vid normalladdning och s.k. Typ Combo 2 vid snabbladdning. Även bilindustrin i Europa har kommit överens om användningen av Typ-2 uttag och Combo

Normalladdning

Laddningstiden bestäms framför allt av två faktorer. Lite förenklat – vilken säkring man har och om man laddar med 1-fas eller 3-fas. Sedan avgör batteriets storlek hur mycket energi som kan lagras. Vanliga vägguttag i hemmet är normalt 1-fas och säkrade med 10 ampere. Det tar ca 10 timmar att ladda för ca 10 mils körning från ett vanligt vägguttag med 10 A säkring (20 kWh om elbilen antas dra 2 kWh/mil). Bilfabrikanterna ser dock helst att det är möjligt att ladda med högre strömstyrkor upp mot 16 ampere.

I tabellen 1 anges hur många mil som kan köras efter 1 timmes laddning beroende på säkring och om det är 1- eller 3-fas.

Laddningssystem

mil/timmes laddning		1-fas	3-fas
		230 V	400 V
Säkring	10 A	1	3
	16 A	1,6	4,8
	20 A	2	6
	32 A	3,2	9,6
	63 A	6,3	18

Tabell 1. Amn: Antagen energianvändning 2 kWh/mil

Laddning med höga amperetal (över 16 A) är knappast aktuellt vid laddning hemma och det finns få elfordon på marknaden som är anpassade för trefasladdning.

Styrning av laddningen - smart laddning

Med ett stort antal elfordon i den svenska fordonsparken aktualiseras frågan om att kunna styra laddningen till tidpunkter då elsystemet inte är så hårt belastat. Det kan handla om att undvika laddning vid effekttoppar och att styra laddningen till tidpunkter med överskott i elproduktionen. Det kan också handla om att t.ex. begränsa belastningen i elnäten regionalt eller lokalt. Detta gäller även på fastighetsnivå exempelvis i garage och på

parkeringsplatser när säkringar och ledningar inte klarar att ett flertal elfordon laddar samtidigt.

Styrningen kan ske på olika sätt. En modell som ofta förs fram är att styra efter ett timpris på el. I EU-kommissionens förslag till direktiv om infrastruktur för alternativa bränslen (12) anges t.ex.:

“Electric vehicles could contribute to the stability of the electricity system by recharging their batteries from the grid at times of low general electricity demand and feeding power from the batteries back into the grid at times of high general electricity demand. Therefore recharging points should use intelligent metering systems, and the price for electricity at a recharging point should be market based, so that flexible consumption (and storage) of electricity is promoted through dynamic pricing.”

En viktig fråga i detta sammanhang är hur prissignaler förutom tillgången på el vid en given tidpunkt också kan ta hänsyn till kapaciteten och belastningen på själva elnäten. Det är inte självklart att kapaciteten i elnäten på t.ex. lokal nivå i alla lägen samvarierar med elpriset. D.v.s. ett lågt elpris som speglar ett läge med elöverskott behöver inte betyda att det finns tillräcklig kapacitet i de lokala elnäten att klara ladda ett stort antal elfordon samtidigt.

Ytterligare en aspekt i sammanhanget är styrningen av laddningen baserat på elpriset eventuellt skulle kunna leda till instabiliteter genom att laddningen kollektivt flyttas till andra tidpunkter och då skapar nya effekttoppar. Detta kompliceras dessutom av att det kan finnas även annan utrusning som ska styras, t.ex. värmepumpar för uppvärmning. För att styra laddningen krävs också någon form av kommunikation mellan elbilen och elsystemet.

Bilden är relativt komplex när det gäller hur framtida system för smart laddning ska utformas och styras för att fungera väl för alla inblandade aktörer. Detta är frågeställning som kräver särskild uppmärksamhet framöver.

Hitta, boka, ladda och betala

I takt med allt fler elfordon och allt fler laddplatser i publik miljö så ökar också behovet av gemensamma lösningar för hur man t.ex. via bilens navigator eller den egna smarta telefonen hittar lediga laddplatser, eventuellt kan förhandsboka dess, följer laddningen samt betala. Det är dock inte självklart att kommersiella aktörer, enskilt eller tillsammans, kommer att förse Sverige med en heltäckande kommunikationsinfrastruktur dedicerat till laddning och betalning av elfordon.

I dag görs försök med olika system och det finns leverantörer som erbjuder specifika betallosningar, t.ex. Fortum med sitt system Charge & Drive¹². Det finns däremot ännu inte någon kommersiell tillämpning av en gemensam plattform som möjliggör utbyte av information mellan elfordon och elnät. Hur

¹² <http://www.fortum.com/countries/se/privat/charge-drive/pages/default.aspx>

plattformslösningarna ska se ut tekniskt och framför allt hur de tjänster som möjliggörs kommer att utvecklas och användas är av särskilt intresse. Det pågår för tillfället en kapplöpning i världen om vem som kommer vara först med en fungerande plattform med tjänster som underlättar för en storskalig introduktion av elfordon. Sverige har goda möjligheter att medverka i denna utveckling.

Snabbladdning

Några fordonstillverkare kan redan nu erbjuda snabbladdningsmöjlighet för vissa bilmodeller, där likström (400 V DC) används för att ladda med effekter upp mot 50 kW. Defactostandarden CHAdeMO är idag väl etablerad även om nya trefas laddningssystem (AC) börjar utvecklas av en del europeiska fordonstillverkare. I EU-kommissionens förslag till direktiv om infrastruktur för alternativa bränslen (12) anges att ladduttagen för snabbladdning ska vara av typen Combo 2.

Snabbladdning via batteribyten är en annan metod som f.n. tillhandahålls av företaget Better Place och då för bilmodeller från Nissan och Renault. Olika system är dock under utveckling.

Snabbladdning kan också ske via induktiv överföring även om dagens system endast medger laddeffekter kring 10-20 kW. Tekniken för att överföra effekter upp mot 1 MW håller som bäst på att utvecklas. Inom några år förväntas induktiva snabbladdningssystem på 100 kW eller mer finnas på marknaden.

Under 2012 pågår en offensiv expansion av snabbladdningssystem på flera håll i världen. Flest installationer finns i Japan med över 800 installerade CHAdeMO laddare och den japanska staten subventionerar 300-400 nya laddare årligen med upp till 50 procents kostnadsbidrag. I Estland har nyligen ABB vunnit en upphandling om installation av 400 snabbladdare för att förse kommunala fordonsflottor med snabbladdning i hela landet. I Holland, Portugal, Israel m.fl. länder pågår också en expansion av infrastrukturen för snabbladdning och längs den Norska kusten planeras närmare 100 snabbladdare inom projektet "Ishavsvejen".

I Sverige finns det ännu inte någon allmän tillgång till snabbladdningsstationer. Men på några platser i Stockholm, Göteborg, Malmö och t.ex. i Jämtland har man varit tidigt ute och satt upp snabbladdningsstationer för tester och utvärderingar.

Snabbladdning inrymmer mer än den rent tekniska aspekten kring laddning. I dagsläget finns inga riktigt hållbara affärsmodeller för snabbladdning. I stort sett alla installationer är förknippade med stora subventioner både vad gäller installation, drift och laddning av elfordon.

Laddningsbeteende och kundacceptans är faktorer av vital betydelse för planering och installation av laddplatser där ekonomin också kommer att spela en viktig roll för genomförbarheten.

Eftersom snabbladdning ställer högre krav på batterikvalitet, samtidigt som de första målgrupperna kan förväntas ha relativt goda möjligheter till långsamladdning, kan det finnas anledning att avvakta med en kostsam utbyggnad av infrastruktur för snabbladdning till ett senare skede av introduktionen. Här behövs sammantaget mer kunskap och studier om laddmönster m.m.

Induktiv laddning

Genom induktiv laddning finns det möjlighet att helt automatisera laddningen av elfordonen. Systemet omfattar två delar. Dels en laddplatta som monteras under bilen, dels en laddenhet i marken. När bilen placeras ovanför laddenheten genereras ett magnetfält genom vilket energin överförs till bilens batteripaket. Det finns i dag 6-7 industriella konstellationer som satsar på att utveckla tekniken med induktiv laddning för elfordon.

V2G

Begreppet V2G (Vehicle to Grid) är ett samlingsbegrepp för system där elbilar samverkar med elnätet/elsystemet för att t.ex.:

- Vid höglast bidra med kraft till elsystemet
- Vid låg efterfrågan på el och hög produktion ta emot och lagra kraft
- Erbjuder systemtjänster för att hålla spänning och frekvens stabil
- Erbjuder störningsreserv vid plötsliga behov av effekt

De flesta fordon står parkerade i genomsnitt 95 procent av tiden, vilket gör att tjänsten V2G kan uppfattas som rationell. Det är dock svårt att uppskatta det verkliga ekonomiska värdet av denna tjänst. Det finns också ett flertal invändningar, inte minst hur detta negativt kan påverka livsländan hos elbilens batterier genom tillkommande laddcykler. Bedömningen nu är nog att V2G inte kommer att vara aktuellt i Sverige under överskådlig tid.

Referenslista

1. **EU-kommissionen.** *White Paper – A Roadmap to a Single European Transport Area – Towards a competitive and resource efficient transport system.* 2011.
2. **EU-kommissionen;** *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. - Clean Power for Transport: A European alternative fuels strategy.*
3. **Easycharge AB .** *Elbilar & Laddinfrastruktur i Sveriges Kommuner,* Publikationsnummer: 2013:001. 2013.
4. **Regeringen.** *Klimat prop.* 2008/09:162.
5. **Profu AB.** *Ett fossilbränsleoberoende transportsystem år 2030, Elforsks Rapport 10:55.*
6. **Profu AB.** *Tio Konkreta åtgärder och tio lågt hängande frukter, Elforsks Rapport 12:33.* 2012.
7. **Profu AB.** *Roadmap för ett fossilbränsleoberoende transportsystem år 2030, Elforsks Rapport 12:68.*
8. *Towards a Sustainable Nordic energy System.* u.o. : Nordic Energy Perspectives, 2010.

9. **Grahn, Pia.** *Electric Vehicle Charging Impact on Load Profile.* u.o. : KTH, 2013.
10. **David, Steen.** *Studier gjorda vid Chalmers av David Steen visar att en icke styrd laddning av elfordon kan orsaka problem för distributionssystemet i vissa områden. Genom att kontrollera laddningen, kan effekterna minskas, men valet av kontrollmetoder måste väljas noggr.* u.o. : Chalmers.
11. **Elforsk.** *Styrmedel för introduktion av eldrivna fordon och utbyggnad av laddinfrastruktur. Elforsks Rapport 09:48.*
12. **EU-kommissionen.** *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the deployment of alternative fuels infrastructure.*

Vindkraft - Teknik- och marknads-utveckling

36b

Vid utgången av 2011 svarade vindkraften för 2 procent av världens elproduktion. Det kan jämföras med ca 16 procent för vattenkraften och ca 12 procent för kärnkraften. Med den förväntade utbyggnaden under 2013 kommer vindkraften i slutet av året att svara för 2,6 % av världens elproduktion. Utbyggnaden fram till år 2022 har av vissa bedömare uppskattats till en samlad kapacitet på 900 GW motsvarande 7,4 procent av den globala elproduktionen.

I Sverige har andelen vindkraft i elproduktionen tidigare överensstämmt väl med genomsnittet i världen. Dock började tillväxten tillta 2007 och tog ytterligare fart 2010, vilket medförde att produktionen 2012 uppgick till över 7 TWh, motsvarande en andel på närmare 5 procent av elproduktionen. Vindkraft produktionen i Sverige bedöms närma sig 10 TWh under 2013 och passerar 11 TWh under 2014. Vilka nivåer som uppnås i Sverige år 2020 styrs av elcertifikatsystemet och då också av vad som också kommer att byggas i Norge. Utbyggnadstakten för vindkraft på längre sikt bestäms i stor utsträckning av den framtida energi- och klimatpolitiken i Sverige och EU och vad som händer med kärnkraften.

Den mest påtagliga utvecklingen av kommersiell vindkraft sedan 1980 talet är den markanta ökningen av storleken på vindkraftverken. Den genomsnittliga storleken på uppförda verk var 2012 globalt 1,85 MW och i Sverige 2 MW. Utvecklingen sker inte bara mot större verk räknat i effekt, utan även mot vindkraftverk, med för sin effekt, stora diametrar. I dag finns kommersiella verk på 7 MW.

I takt med att vindkraften utgör en allt betydande andel av elproduktionssystemet så ökar också kraven på att vindkraftverken ska kunna tillhandahålla systemdrift-tjänster av olika slag för att säkerställa stabil drift under normala förhållanden och stötta systemet vid olika typer av störningar. När vindkraften ersätter reglerbar produktion och konventionella synkrogeneratorer måste balanskraft, spännings-hållning och stabilitet i nätet ses över och säkerställas.

Hur stor andel vindkraft man kan ha i ett kraftsystem beror på många faktorer. Begränsningar sätts av möjligheterna att balansera systemet effektmässigt, men också av sådana faktorer som förmåga till spänningshållning, pendlingsdämpning och robusthet mot störningar. Vilka delar i systemet som blir begränsande beror i hög grad på hur systemet är uppbyggt och var man lägger systemgränserna.

För mer information: Anders Björck, Elforsk

Potential, marknad och kostnad

Global marknad och potential

Under treårsperioden 2008-2011 ökade årsproduktionen från världens vindkraft med i genomsnitt med 73 TWh per år. Motsvarande siffror för vattenkraft var 84 TWh. Kärnkraftens produktion minskade med 29 TWh. Den totala elproduktionen ökade under perioden med i snitt 570 TWh [1]. Marknaden för att leverera och installera vindkraftverk uppgår till omkring 500 miljarder kr per år och har blivit ett betydelsefullt inslag i världsekonomin.

Vid utgången av 2011 svarade vindkraften för 2 procent av världens elproduktion. Det kan jämföras med ca 16 procent för vattenkraft och ca 12 procent för kärnkraft [1]. Med den förväntade utbyggnaden 2013 kommer vindkraften att i slutet av året att svara för 2,6 % av världens elproduktion enligt Navigants World Market Update 2012 [2]¹.

Den installerade effekten ökade globalt med 18 procent 2012 och uppgick i slutet av året till 282 GW. Europa hade 2012 fortfarande den största andelen installerad vindkraft med totalt 110 GW installerat. När det gäller nyinstallerad effekt har dock Europamarknaden sedan några år tappat sin ledande position. Av nyinstallerad vindkrafteffekt 2012 på globalt 45 GW stod Europa för 13 GW medan Amerika och Asien svarade för ca 15 GW vardera.

Under perioden 2005 till 2009 låg ökningstakten i årlig utbyggnad av vindkraft på mellan 30 och 40 procent. Ökningen i utbyggnadstakt uppskattas, enligt Navigants World Market Update, i genomsnitt ligga på 5 procent för perioden 2013 till 2017. För perioden mellan 2018 till 2022 förutspår Navigant en ökningstakt på drygt 8 procent. Den bedömda utbyggnaden leder år 2022 till en samlad kapacitet på 900 GW motsvarande 7,4 procent av den globala elproduktionen.

GWEC² och Greenpeace ger ut Global Wind Energy Outlook (GWEO) med två utbyggnadsscenarier, moderate och advanced scenario. I tabell 1 redovisas utbyggnaden enligt dessa scenarier jämfört med "New Policies scenario hämtat från IEA World Energy Outlook/Global Wind Energy Outlook 2012 [32].

	År	2011	2015	2020	2030
IEA New Policies Scenario	[GW]	238	398	587	918
	[TWh/år]	583	976	1439	2412
GWEO Moderate scenario	[GW]	238	425	759	1617
	[TWh/år]	583	1043	1863	4251
GWEO Advanced scenario	[GW]	238	531	1150	2641
	[TWh/år]	583	1302	2821	6678

Tabell 1. Installerad effekt och årlig elproduktion enligt tre scenarier, från [32].

Scenarior från GWEC och Greenpeace gjorda för drygt 10 år sedan ansågs vara väldigt optimistiska. Sceneriet i GWEC och Greenpeace "Wind Force 10" från 1999 utgjorde en prognos på 229 GW år 2011. Verklig utbyggnad blev 237 MW. Historiskt sett har fem- och tioårsprognoser från BTM Consult samt prognoser enligt GWEC och Greenpeace slagit väl ut

¹Denna World Market Update kallades förut BTM World Market Update, men BTM Consult nu är del av Navigant Research.

² GWEC, Global Wind Energy Council, är vindkraftsbranschens internationella organisation. www.gwec.net

och utbyggnaden har blivit betydligt starkare än IEA:s referensscenarier. För 2020 ligger prognosen från Navigant [2] tämligen nära "GWE0 Moderate scenario".

Vindkraft i havet

Vissa länder, i första hand i Nordvästeuropa, har svårt att finna plats för vindkraftutbyggnad enbart på land med hänsyn till konkurrens med annan markanvändning. Potentialen för vindkraft i havet är stor och vindarna är generellt bra. Med dagens kommersiella teknik är dock utbyggnaden begränsad till vatten med djup ned till ca 40 meter. Trots de högre vindarna är kostnaden per kWh generellt sett högre i havet jämfört med på land. De ekonomiskt sämre förutsättningarna för vindkraft i havet kan hänföras till ökade kostnader för fundament och elnät, att turbinerna ska tåla salt, vågor och höga vindar samt att förhållanden att nå turbinerna gör underhåll dyrare.

Vid utgången av 2012 fanns 5415 MW installerad vindkraft i havet, varav 5020 MW i Västeuropa och 390 MW i Kina. Den totalt installerade effekten i havet utgör effektmässigt drygt 2 procent av all vindkraft [31]. Under 2012 utgjorde vindkraft i havet 3 procent av nyinstallationerna. Enligt Navigant [2] förväntas andelen offshore öka, för att 2017 utgöra 18 procent av den årliga. Navigants prognos för 2017 ger en totalt installerad effekt på 527 GW, varav 183 GW i Europa, 200 GW i Asien och 120 GW i Amerika.

Den Europeiska kommissionen gjorde 2008 bedömningen att det är realistiskt med totalt 150 GW vindkraft i havet, som då skulle bidra med el motsvarande 14 procent av EU:s elanvändning [3]. En sådan utbyggnad kräver dock en kraftig utbyggnad av elnäten. För att skapa förutsättningar för detta lade EU-kommissionen i oktober 2011 fram ett förslag till energiinfrastrukturförordning [4]. Kommissionen föreslår där prioriterade satsningar som t ex *"Norra havens energinät för havsbaserad vindkraft"*.

Många länder i Västeuropa har stödsystem för att möjliggöra utbyggnaden av vindkraft i havet i kombination med att områden för havsbaserad vindkraft avsätts i den fysiska planeringen.

Marknaden i Sverige

I Sverige har andelen vindkraft i elproduktionen tidigare överensstämmt väl med genomsnittet i världen. Emellertid började tillväxten tillta 2007 och tog ytterligare fart 2010, vilket medförde att produktionen 2012 uppgick till över 7 TWh, motsvarande en andel på närmare 5 procent av elproduktionen. Under 2011 installerades 765 MW [5] och under 2012 dryga 800 MW enligt Svensk Vindenergi [6].

Som framgår av diagram 1 motsvaras den ökade produktionen inte helt av ökning i installerad effekt och särskilt inte i antalet verk. Förklaringar är att verken placeras bättre, blir större, får högre torn och följer senare års trend med allt större turbiner i förhållande till generatoreffekten, vilket ökar energiutbytet.

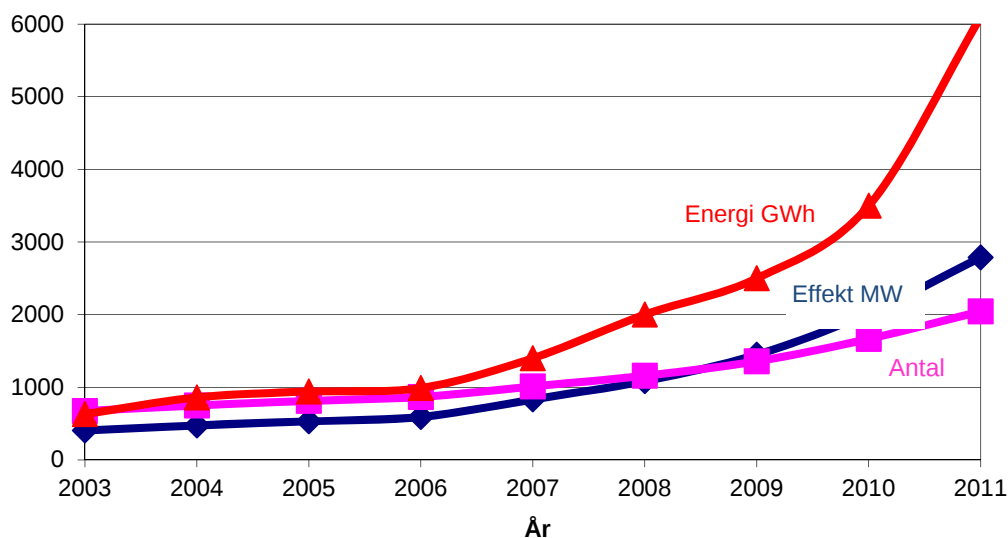


Diagram 1. Vindkraftens utveckling i Sverige 2003 – 2011 [5]

Marknaden fram till 2020

På kort sikt är det elcertifikatsystemet som bestämmer hur mycket vindkraft som kommer att byggas i Sverige och Norge eftersom elpriset inte motsvarar elproduktionskostnaden idag eller inom den närmaste framtiden. Konstruktionen med elcertifikatsystemets frihet att uppfylla utbyggnadsmålen för förnybar energi med fri konkurrens mellan förnybara kraftslag gör det svårt att bedöma vilken typ av ny förnybar produktion, t ex vindkraft, vattenkraft, biobaserad produktion eller torv som kommer att byggas. Ett sammanslaget elcertifikatsystem med Norge gör det även svårare att bedöma i vilket land produktionen byggs.

Svensk Vindenergis bedömning (baserat på redan tagna investeringsbeslut samt på att 20 procent av tillståndsgivna projekt och 10 procent av projekten under miljöprövning genomförs) är att produktionen i Sverige närmar sig 10 TWh under 2013 och passerar 11 TWh under 2014. Det motsvarar den nivå som Energimyndigheten tidigare räknat med skulle uppnås 2020 [7]. Relativt de nivåer som finns i elcertifikatsystemet är alltså utbyggnadstakten just nu relativt hög i Sverige. Vilka nivåer som uppnås 2020 i Sverige beror på vad som byggs i Norge samt vad som kan ske vid avstämning av kvotnivåer vid kommande kontrollstationer senast 2015 och 2019.

Marknaden för vindkraft i havet

Sverige var relativt tidiga med utbyggnad av vindkraft i havet tillsammans med Danmark. Idag finns det 163 MW installerat i parkerna Bockstigen, Utgrunden, Yttre stengrund, Lillgrund och vindpark Vänern. En park på 16 verk om vardera 3 MW är även under uppförande av E.ON i projektet Kårehamn utanför nordöstra Öland. Frånsett Kårehamn har dock utbyggnaden av vindkraft i havet nu avstannat i Sverige.

Det finns idag projekt med en samlad effekt om ca 2000 MW som har tillstånd och ännu fler i tillståndsfas [8]. Kostnaden för att bygga i havet är dock så pass hög att lönsamhet saknas baserat på dagens elpriser och elcertifikat. Ytterligare stöd kommer troligen att behövas. Det kan handla om att elnätsanslutning till parken bekostas utom kostnaderna för vindkraftsparken eller stöd via de så kallade samarbetsmekanismerna inom EU-direktivet för förnybar energi.

Mycket talar för att det kan vara bättre ekonomi att bygga vindkraftsparker i Östersjön och Bottniska viken än i flera av de områden i Nordsjön där utbyggnaden sker på relativt stora djup och långt från land. Så länge stödsystemen är nationella byggs dock vindkraften ut endast i de länder som har tillräckligt gynnsamma stödsystem.

Marknaden 2030 och 2050

Ser man längre fram i tiden är den samlade utbyggnaden i Sverige än mer svårbedömd och beror på antaganden som görs kring framtida elpriser, stödsystem, elnätsutbyggnad och exportmöjligheter från det Nordiska kraftsystemet till övriga Europa. Scenarier om den framtida utbyggnaden finns redovisade i en rapport från forskningsprogrammet NEPP [9] samt i IEA:s Nordic Energy Technology Perspectives [10].

Resultat från sceneriet "Green Policy" i NEPP-programmet ger 105 TWh vindkraft i Norden 2030 och 135 TWh 2050. Utbyggnaden i Sverige enligt sceneriet är 37 TWh 2030 och 55 TWh 2050. Utbyggnad av de olika kraftslagen drivs i sceneriet av politiska instrument mot stor andel förnybart i Norden och EU. I resultaten från sceneriet ger den svenska kärnkraften ca 70 TWh 2030 men blir så gott som helt utfasad 2050. I "Climate Market scenario", där utbyggnaden av kraftproduktion huvudsakligen styrs av priset på koldioxidutsläpp, ger vindkraften i Sverige 15 TWh 2030 men 50 TWh 2050 trots att kärnkraften i det sceneriet ligger kvar på ca 70 TWh. Den totala elproduktionen, användning och export skiljer sig dock markant i de två scenarierna.

Även resultat från IEA:s Nordic Energy Technology Perspectives [10] ger stora mängder vindkraft i det Nordiska systemet från drygt 100 upp till 150 TWh i Norden 2050 i olika scenarier.

Kostnader

I Elforsks senaste rapport i serien "El från nya anläggningar" [11] har kostnader för såväl enstaka kraftverk på ca 1 MW som parker med 5 x 2 och 3 x 20 MW på land tagits fram. Även kostnader för vindkraft i havet med parker på 50 x 3 MW och 74 x 5 MW har tagits fram.

Vindförutsättningar och kostnad representerar på detta sätt några typiska fall. I beräkningen av elproduktionskostnad har en kostnad för investeringen antagits tillsammans med en återbetalningstid samt en kalkylränta. Detta ger en kostnad för återbetalningen på själva investeringen. Denna kostnad slås sedan ut på en antagen årlig produktion, beskriven via en antagen utnyttjandetid. Därutöver tillkommer kostnader för drift och underhåll.

För landbaserad vindkraft har den beräknade elproduktionskostnaden blivit mellan 47 och 51 öre per kWh³ enligt tabell 2. Priser i [11] representerar kostnadsläget för 2010. Med hänsyn till lägre kurser för Euro och dollar samt att marknaden nu är mer prispressad hade sannolikt lägre kostnader för anläggningarna använts om motsvarande studie gjord för kostnadsläget i början av 2013.

³ 6 % kalkylränta och 20 års avskrivningstid.

Typ av anläggning	Antagen utnyttjningstid (netto mht till parkverkningsrad och nätförluster i parken)	Antagen investeringskostnad för nyckelfärdig anläggning medräknat kostnad för elnät [kr/kW]	Antagen DoU-kostnad [öre/kWh]	Total elproduktionskostnad [öre/kWh]
1 x 1 MW	2650 timmar	13 500	11	48
5 x 2 MW	2850 timmar	13 500	14	47
20 x 3MW	3050 timmar	15 000	14	51

Tabell 2. Förutsättningar och kostnader för vindkraft enligt ”El från nya anläggningar” 2011

Vindkraftsskribenten David Milborrow har i Windpower Monthly i januari 2013 [12] gjort en sammanställning av kostnader för vindkraftverk från olika källor. Enligt denna sjönk kostnaden med 5 % 2011 till en kostnad på ca 820-1000 €/kW för själva vindkraftverken. För hela anläggningar rapporteras istället ett ökat spann i kostnader från 1500-1600 €/kW till 1300-2000 €/kW. Kostnaden för hela anläggningar ligger således inte så långt från de kostnadsuppskattningar som används i Elforskrapporten från 2011. Milborrow:s sammanställning visar att det är stor skillnad på kostnaden för vindkraftverk jämfört med hela anläggningar samt att kostnaden varierar tämligen mycket mellan billiga och dyra anläggningar. Kostnad för tornhöjd, nya vägar, elnät och transporter varierar exempelvis mellan olika anläggningar.

I havet är kostnaden räknat per kW installerad effekt högre än på land. Kostnad för fundament i havet, kostsammare byggnation och dyrare elnätskostnader är några faktorer som gör havsbaserad vindkraft dyrare. Även kostnad för drift och underhåll är generellt högre. I Milborrow:s sammanställning är kostnaden för hela anläggningar till havs nästan dubbelt så hög som för anläggningar på land. För anläggningar i Östersjön finns inte så mycket uppgifter, vilket gör att de kostnader som antagits i Elforsk rapport 2011, ”El från nya anläggningar” [11] får ses som relativt grova antaganden. Med förutsättningar enligt Elforsks rapport [11] blir elproduktionskostnaden 89-101 öre/kWh.

Utvecklingen av vindkraftverken

Allmän utveckling

Utvecklingen går mot större verk

Den mest påtagliga utvecklingen av kommersiell vindkraft sedan 1980 talet är den markanta ökningen av storleken på vindkraftverken. I mitten av 80-talet låg den kommersiella storleken på runt 50 kW. I början på 90-talet byggdes verk på mellan 150 och 225 kW för att öka mot 500 kW i mitten av 90-talet. I mitten av 90-talet drev EU forsknings- och demonstrationsprogram för MW-storlek på turbiner vilket gjorde att kommersiell storlek nådde ca 1 MW i andra halvan av 90-talet. Kring sekelskiftet ökade den kommersiella storleken till ”multi-megawatt”. Enercon uppförde 2002 den tidens största verk om 4,5 MW och 112 meter diameter. Detta verk har nu utvecklats till 7,5 MW och en diameter på 127

The chart illustrates the growth of the Airbus A380's rotor diameter and rated capacity over time. The x-axis shows the year of operation and the rated capacity in MW, while the y-axis shows the rotor diameter in meters. The rotor diameter increases from 15 m in 1985 to 250 m in 2010. The rated capacity increases from 0.05 MW in 1985 to 8.10 MW in 2010. A dashed red arrow points to a question mark, indicating the future trend.

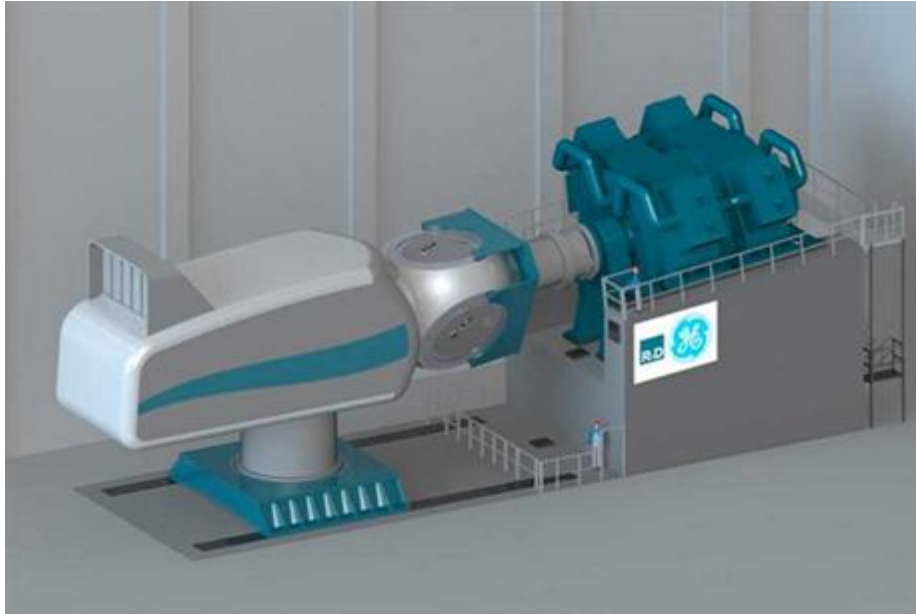
Year	Rotor diameter (m)	Rated capacity (MW)
'85	15 m Ø	.05
'87		
'89		.3
'91		.5
'93		1.3
'95		1.6
'97		2
'99	112 m Ø	4.5
'01		5
'03	126 m Ø	7.5
'05	126 m Ø	8.10
'07	160 m Ø	
'09	250 m Ø	
'11		

1. Vinden ökar väsentligt med höjden. Stora och därmed höga vindkraftverk får därmed bättre ekonomi.
2. Det är lönsamt med färre verk per installerad effekt, speciellt i havet där fundament har en hög styckkostnad.

Tillverkare	Effekt [MW]	Rotordiameter [m]	Typ av drivlina
Enercon	7,5	126	Direktdrift, lindad rotor
Repower	6	126	DFIG
Siemens	6	150	Direktdrift, rotor med permanentmagnet
Sinovel	6	128	DFIG
Alstom	6	150	Direktdrift, rotor med permanentmagnet
Areva	5	135	Enstegs växellåda och mellanvarvig synkrongenerator med permanentmagnet och fulleffektsomriktare.
Bard	5	122	DFIG
XEMC	5	115	Direktdrift, rotor med permanentmagnet
Gamesa, (G10X-4.5 MW platform)	4,5	128	2-stegs växellåda och mellanvarvig synkrongenerator med permanentmagnet och fulleffektsomriktare.

36b - 7

Som exempel på utvecklingen mot större turbiner rapporterades i mars 2013 att GE Power Conversion har skrivit kontrakt med Lindoe Offshore Renewables Centre (LORC) i Danmark att uppföra en testanläggning för att utsätta hela maskinhuset med hela drivlinan för de laster som rotorn utsätts för i verkligheten. Anläggningen är avsedd för verk med en effekt på 10 MW [15].



Figur 2. Test av drivlina enligt visualisering i [15]

I EU-projektet UpWind [11] har man studerat konstruktionslösningar för vindkraftverk på 20 MW. Vindkraftverk på 10 MW eller mer kan tänkas komma att byggas som prototyper och sedan för marknaden för vindkraftverk i havet inom gissningsvis 5 år.

Flytande vindkraftverk

För större djup i havet blir fasta fundament för dyrt. En utveckling pågår därför på flera håll i världen för att utveckla flytande vindkraftverk. Försök i demonstrationsskala görs på flera håll. I Japan har Hitachi Zosen corp annonserat att de format ett konsortium med flera företag för att bygga pilotanläggningar till 2016 med målet att inom 10 år uppföra anläggningar på totalt 300 MW. I mars 2013 [16] annonserades att denna grupp ingår samarbetet med projektet Hywind i vilket ett konsortium lett av Statoil utvecklar flytande vindkraft.

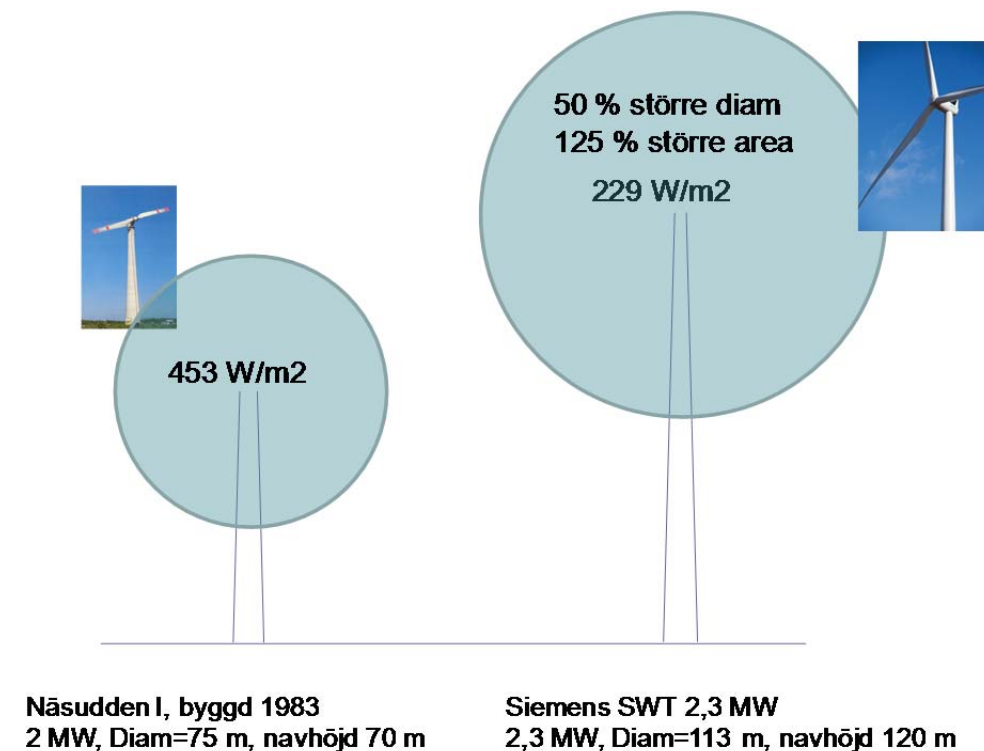
Utveckling av verk för låga medelvindar och utveckling mot högre utnyttjningstid

Utvecklingen sker inte bara mot större verk räknat i effekt, utan även mot vindkraftverk, med för sin effekt, stora diametrar⁴. Detta gör att det även på platser med relativt låg medelvind går att nå hög utnyttjningstid⁵ och hög intjäningsförmåga. Genom teknisk utveckling har

⁴ Med en dubblad "svept rotoryta" får, för en given vind, vindkraftverket en dubblad effekt. Ytan ökar kvadratisk med diametern. Ökas diametern med en faktor 1,5 ökar den "svepta ytan" med 2,25 ggr.

⁵ Med utnyttjningstid avses den tid som fås om man tar verkets energiproduktion under ett år och dividerar med verkets nominella (maximala) effekt. Begreppet kallas ofta "fullasttimmar". Ett år har 8760 timmar. Ett verk på en MW som producerar 3504 MWh får en utnyttjningstid på 3504 timmar, motsvarande 40 % av årets timmar.

tillverkarna lyckats öka rotordiametern utan att kostnaden på vindkraftverken stigit i motsvarande grad. Ett exempel på utvecklingen mot stor turbindiameter för given generatoreffekt är de kraftverk från Siemens som Statkraft SCA bygger i Norrland. Dessa har jämfört med det vindkraftverk som byggdes på Gotland 1983 mer än dubbelt så stor svept yta för ungefär samma storlek i effekt. Ett vindkraftverk med ett förhållande mellan generatoreffekt och rotororyta som för Siemensverket i bilden ger en utnyttjningstid på ca 4000 timmar vid en medelvind på 7 m/s i navhöjd⁶



Figur 3: Olika verk med ungefär samma effekt men mycket skilda diametrar.

Höga torn, 200 meter total höjd redan nått

För att nå upp till bättre medelvindar även i skogslandskap sker speciellt i Tyskland en utveckling mot höga torn. Tillverkaren Kenerys tillsammans med tornstillverkaren Advanced Tower Systems (ATS) sätter för operatören JUWI upp flera 2,3 MW vindkraftverk med en navhöjd på 145 meter. Med en diameter på 120 meter kommer de att nå en totalhöjd på 205 meter över marken.

Plattformskoncept för flera storlekar på vindkraftverken

På samma sätt som fordonsindustrin arbetar vindkraftstillverkarna med samma plattform i maskinhuset för olika vindkraftverk. Ett kraftverk ursprungligen utvecklat för medelstarka medelvindar med en effekt på t ex 2,5 MW och en diameter på 90 meter utvecklas med tiden i

⁶ Baserat på tillverkarens data för effekt som funktion av vinden. För vindkraftverk i park skuggar en del verk varandra och det finns elektriska förluster i transformatorer och interna elnät. En genomsnittlig utnyttjningstid blir därför något lägre i en park som helhet.

flera versioner. Med längre blad men med lägre effekt på generatorm kan de flesta komponenter användas för en nya versioner.

Utvecklingen på leverantörssidan

Som en följd av västvärldens ekonomiska problem ökade försäljningen av vindkraftverk i världen under 2012 med måttliga 7,8 procent [2]. Tillväxttakten är lägre än den varit under 2000-talets första decennium och flera tillverkare skär nu ned sina organisationer för att anpassa sig till en lägre tillväxttakt.

På leverantörssidan har från början av 2000-talet och fram till 2012 antalet aktörer ökat kraftigt. Europeiska tillverkare har tappat marknadsandelar. Danska Vestas tappade 2012 sin ledande position till GE Wind. Till stor del beroende på starka utbyggnaden i USA 2012. Vestas ökade dock sin andel av den totala marknaden till 14 procent[2]. De tio största tillverkarnas andel av marknaden utgjorde 77,4 procent. Som effekt av den minskade utbyggnaden i Kina sjönk den globala marknadsandelen för de fyra största kinesiska tillverkarna från 26,4 procent år 2011 till 16,6 procent år 2012.

Sätt att minska lasterna

Bladen på mycket stora vindturbiner sveper över stora vindfält som blir mer heterogena. Det beror på att vindarnas variation är större över en större yta än över en liten. Detta leder i sin tur till att bladen möter en mer varierande vind under ett rotationsvarv. En möjlighet att möta detta är att ha en bladvinkelstyrning, som förutom att justera mot medelvinden eller för att reglera mot uteffekten, justerar bladvinkeln under varvet för att minska lasterna på turbinerna. Sådana styrscheman används idag.

En annan möjlighet att kompensera för vindfältets variationer är att utrusta turbinerna med reglering som är variabel även utmed bladens längd. Detta kan åstadkommas exempelvis med ett antal individuellt styrbara bakkantklaffar utefter bladet och innebär således ett ytterligare utvecklingssteg, utöver den individuella bladvinkelregleringen. Sådana lösningar har blivit ett forskningsområde som bland mycket annat studerats inom det femåriga EU-stödda Upwind-projektet [13].

Andra lösningar på forsknings- och demonstrationsstadiet är att använda t ex laserteknik, så kallad LIDAR, för att mäta vinden flera rotordiametrar uppströms. Denna information kan användas för att reglera varvtal och bladvinkel och på det sättet tidigt anpassa sig mot den nya vinden som kommer.

Is fortfarande ett problem

Is som fastnar på vingarna är ett stort problem i klimat som i norra och till delar även i södra Sverige. Med is på vingarna minskar produktionen från ett vindkraftverk och det innebär dessutom risker för arbetsmiljön vid drift och underhåll samt potentiella risker för tredje man att träffas av is som lossnar.

Även om vindkraft i kallt klimat - och med risk för is på bladen - utgör en tämligen stor marknad har den ägnats relativt lite intresse från leverantörerna. Den har helt enkelt i relation till den totala marknaden varit för liten. Med en ökande marknad i t ex Kanada och Sverige de senaste åren har dock utvecklingen tagit något bättre fart. Dock finns mycket att göra på

området att utveckla pålitliga och effektiva tekniker och produkter för att förhindra isbildning eller för att avlägsna den. Metoder som finns för flygtillämpningar kan inte användas utan omfattande modifikationer.

Sätt att kunna transportera komponenter

Den vanligaste tornotypen är fortfarande svetsade ståltorn. Med konventionella cylindriska ståltorn överstiger den ekonomiskt optimal torndiametern 4,5 meter (vid tornets rotända) redan vid måttliga tornhöjder och effekter. Detta leder till komplikationer eftersom det finns begränsningar både beträffande längd och höjd på det som får transporteras på land. Till exempel begränsar vägnätet transporthöjden till 4,5 meter.

För att just klara transportbegränsningar utvecklas därför ett flertal koncept för tornen [17]. Koncept av betongtorn har hittills varit det vanligaste sättet. Det finns torn av hybridtyp med en nedre del av betong och en övre av stål. Ståltorn tillverkas normalt som långa rör (20 tal meter) som sammanfogas på plats men det har nyligen utvecklas ståltornskoncept där fabrikssvetsning ersätts av skruvförband för platsmontage. Även för andra komponenter som blad utvecklas metoder för att tillverkning i delar med hopsättning på montageplatsen.

Olika koncept för drivlinan

Praktiskt taget alla nya, stora vindkraftverk drivs idag med variabelt varvtal och bladvinkelreglering. Det finns olika sätt att åstadkomma ett variabelt varvtal för turbinen, och normalt sker det genom att generatoren drivs med variabelt varvtal. För detta finns flera koncept på marknaden där de vanligast förekommande alternativen översiktligt redovisas nedan.

Fulleffektsomriktare eller dubbelmatad asynkrongenerator med deeffektsomriktare?

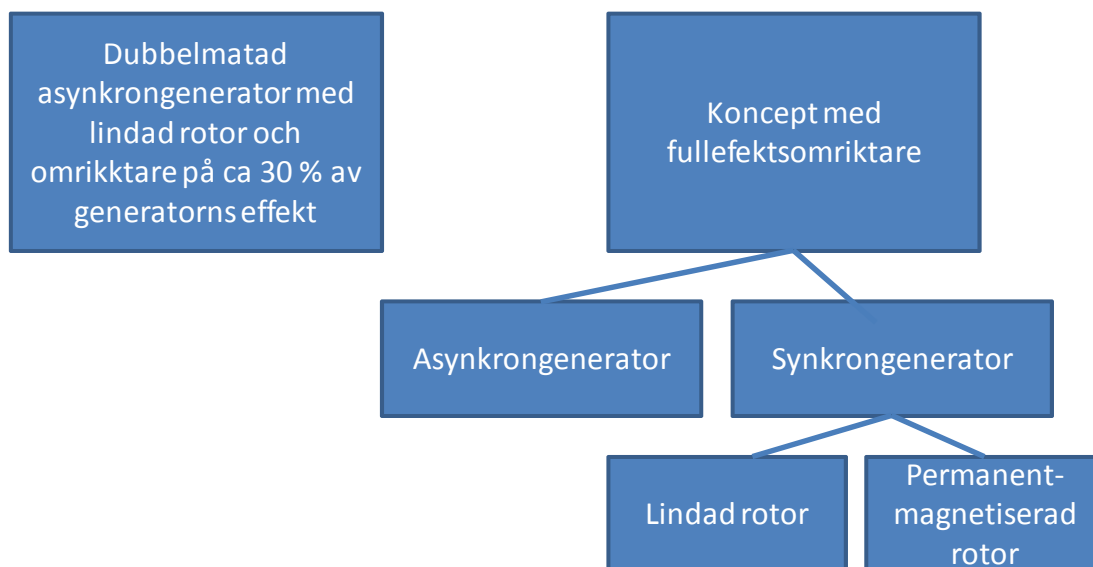
För att ansluta en generator med variabelt varvtal mot nätets konstanta frekvens används en så kallad omriktare som omvandlar ström och spänning med elnätets frekvens till en frekvens som behövs för att styra generatoren mot för vinden önskat varvtal.

Ett koncept är en så kallad fulleffektsomriktare där hela statorströmmen, och därmed hela effekten matas genom omriktaren. Ett system med fulleffektsomriktare kan kombineras såväl med en asynkrongenerator som med en synkrongenerator där den senare antingen har en lindad rotor matad via släppringar eller en rotor med permanentmagneter enligt figur 4.

En omriktare har dock förluster i sin omvandling och tar även plats. Ett koncept som i princip utvecklats just för vindturbiner och idag är det dominerande konceptet⁷ är därför en asynkrongenerator med lindad rotor där rotorkretsen matas via en omriktare⁸ medan statorn matas med nätets frekvens. Genom denna matning kan generatoren i kombination med en omriktare på endast ca 30 procent av generatorns fulla effekt fås att gå med det synkrona varvtalet ± 30 procent vilket i allmänhet är tillräckligt.

⁷ Trenden går dock mot en ökande andel system med fulleffektsomriktare. Ett skäl till denna trend är att ökande krav på turbinerna i nätföreskrifter ökar komplexiteten och kostnaden för "DFIG"-systemet. Ett annat skäl är att de släppringar som behövs för strömmatningen av rotorn i DGIG-systemet kan undvikas i koncept med fulleffektsomriktare [21]. När DFIG började utvecklas var teknik för omriktare med hög effekt inte lika utvecklad. Utvecklingen på kraftelektronikområdet leder totalt till en ökad fördel för fulleffektsomriktarkonceptet.

⁸ Generatortypen kallas vanligen "DFIG"-generator efter engelskans Double Fed Induction Generator



Figur 4. Olika koncept för variabelt varvtal för vindkraftverk.

Med eller utan växellåda och vilket varvtal på generatorn?

Rotorn på ett vindkraftverk med 100 meter i diameter roterar med i storleksordningen 15 varv per minut⁹. En konventionell generator kopplad mot nätets frekvens har vanligtvis ett varvtal på 1500 varv per minut och då måste det finnas en växellåda mellan turbinrotorn och generatorn. Det är det idag dominerande konceptet.

Haverier med växellådor har dock resulterat i höga kostnader för reparation och höga stilleståndskostnader. Ett alternativt koncept som utvecklats är därför en så kallad direkt driven generator, dvs. en mångpolig lågvarvig generator som ansluts direkt till rotoraxeln. Man slipper då växellådan men får i stället hantera stora moment i generatorn, vilket leder till en väsentligt tyngre generator och oftast med stor diameter. För direktdrift med en generator med lindad rotor blir totalvikten högre än koncept med växel av motsvarande effekt.

Antalet vindkraftverkstyper med direktdrift och andelen av den totala marknaden har ökat de senaste åren. Under perioden 2007 - 2011 ökade de direktdrivna verkens marknadsandel från 15 till 21 procent dominerat av, efter marknadsandel, kinesiska Goldwind (tysk teknik), tyska Enercon och kinesiska XEMC (holländsk teknik) [1]. Tidigare var det bara Enercon som hade någon volym att tala om. Under de senaste två åren har därtill både Siemens och Alstom introducerat direktdrivna verk för havsbasering med 6 MW effekt och 150 meters turbindiameter. Siemens har även direktdrivna verk avsedda för marknaden på land.

I stort sett alla direktdrivna generatorer utom Enercon använder magnetisering med permanentmagneter, eftersom man därigenom kan få en kompaktare maskin samt att verkningsgraden, särskilt vid dellast, blir högre. Kina har genom en mångårig medveten

⁹ Det "nominella" varvtalet varierar omvänt med rotordiametern. För en dubbelt så stor turbin fås ett hälften så högt varvtal. Det "nominella" varvtalet varierar vidare för olika turbiner med samma storlek. För turbiner på land är spetshastigheten och därmed varvtalet styrt av önskemål för att minska bullergenerering som beror starkt på bladspetsens hastighet. För offshore-turbiner är spetshastigheten högre vilket gör att bladbredden kan minskas och det högre varvtalet ger ett lägre vridmoment och därmed en billigare drivlina.

lågprispolitik skaffat sig ett de facto monopol på sällsynta jordartsmetaller¹⁰ som ingår i magneterna. För några år sedan började emellertid Kina att begränsa exporten i avsikt att förbehålla materialen för sin egen industri. Följden blev kraftiga prisökningar, som dock nu verkar ha stabiliserat sig, samt att nya och gamla gruvor i västvärlden började öppnas. Trots namnet är tillgången på sällsynta jordartsmetaller i jordskorpan ingen begränsande faktor. Osäkerheter kring framtida tillgång och kostnader för sällsynta jordartsmetaller har sannolikt hämmat kommersiell utveckling av direktdrivna permanentmagnetkoncept med krav på mycket magnetiskt material.

Olika skäl för att välja direktdrift eller koncept med växel

Siemens, Alstom och XEMC har valt direktdrift för sina koncept medan Areva, Repower, Sinovel och Vestas har valt växlade koncept för sina turbiner. I en artikel i Windpower monthly [15] motiverar Vestas sitt konceptval med att behålla ett växlat koncept med ett en direktdriven generator hade ökat vikten av permanentmagneter, vilket innebär en risk med hänsyn till osäker prisbild för dessa. Vidare hänvisar man till studier som visar att elektriska komponenter har högre felrelaterade kostnader än växellådor och att ett direktdrivet koncept - som skulle innehålla fyra gånger fler elektriska komponenter än en det växlade konceptet - skulle ge högre kostnader för reparationer och stillestånd. De tillverkare som väljer ett direktdrivet koncept gör det valet med argumenten att det är en fördel med färre komponenter och att man genom att undvika växellådan sänker kostnader för reparationer och stillestånd.

Med hänsyn till de många olika valen av drivlinekoncept kan man inte dra någon annan slutsats än att det råder delade åsikter kring vad som är ett vinnande koncept i valet mellan direktdrift och system med växel.

Olika varvtal på generatorerna

För koncepten med växellåda finns vidare två huvudspår. En högvarvig generator (storleksordningen 1500 varv per minut) eller en så kallad mellanvarvig generator som kombineras med en växel med lägre utväxling. En sådan generator har, beroende på storlek av turbinen och antalet steg i växellådan, ett varvtal på i storleksordningen 100 - 500 varv per minut. Koncepten innehåller generellt en hög grad av integrering av rotoraxellagring, växel och infästning av generatorm. Genom integreringen får man färre komponenter än för konventionella koncept med uppdelning mellan rotoraxellagring, växel och generator. Högre varvtal på generatorm jämfört med direktdrift ger lägre massa på generatorm. Konceptet används av Areva med en enstegs växel och ca 100 varv per minut för generatorm. Gamesa använder för sina vindkraftverk på 4,5 MW på land och 5 MW i havet en tvåstegsväxel med en generator med varvtal på runt 500 varv per minut Även Vestas arbetar med detta koncept för sitt nya offshore-kraftverk med en diameter på 164 meter [15] men med tre steg i växellådan¹¹.

¹⁰ Neodymium som ger de goda magnetiska egenskaperna och dysprosium som är nödvändigt för att materialet ska behålla sina egenskaper upp till önskvärda temperaturer.

¹¹ Med diameter på drygt 100 meter når man med en trestegs växellåda utväxlingar så att en generator med ca 1500 varv per minut kan användas. Med så stora diameter som 164 och rotorvarvtal på i storleksordningen 10 varv per minut räcker inte 3 steg för att nå 1500 varv per minut.

Vindkraftverk som levererar likström

I omriktaren likriktas strömmen från vindturbinen genom en likriktare till likström innan den omriktas till växelström, för nätsanslutning till 50 Hz¹². För större parker, anslutna via likströmsanslutningar är interna likströmsnät i parkerna en möjlighet. Även att arbeta med växelström med en högre frekvens än 50 Hz i parkerna kan vara ett alternativ för att minska såväl elektriska förluster som kostnaderna för omriktare och transformatorer, eftersom transformatorer kan göras mindre och lättare vid högre frekvenser [27], [28], [29]. Koncept med likströms eller mellanfrekvensät är dock än så länge på forsknings- och utvecklingsstadiet.

Hydrauliska system för att åstadkomma variabelt varvtal

Intresse för hydraulisk momentöverföring, ofta i kombination med synkrogenerator utan omriktare uppstår med jämna mellanrum. Tidigare försök har stupat på låg verkningsgrad och att komponenterna inte haft tillräcklig livslängd. Ett system från Voith i Tyskland med en hydrodynamisk koppling har använts för att kunna åstadkomma variabelt varvtal i kombination med en generator med fast varvtal mot nätet. Mitsubishi utvecklar ett system med företaget Artemis där växellådan ersätts med en hydraulpump. Dock har ännu inga koncept med hydraulisk överföring visat sig mer ekonomiska jämfört med koncepten där generatormotorn drivs med variabelt varvtal.

Horisontal- eller vertikalaxlat

Vertikalaxlade vindturbiner ägnades ett omfattande utvecklingsarbete från slutet av 1970-talet till början av 1990-talet. Dessa nådde emellertid inte upp till krav på tillförlitlighet och kostnad. Kommersiellt är vindkraftverk baserade på trebladiga horisontalaxlade vindturbiner idag i praktiken allena rådande. Det finns utvecklingsprojekt för större vertikalaxlade turbiner men på den kommersiella marknaden är deras användning begränsad till små turbiner.

Utveckling av vindkraftverken som del i kraftsystemet

I takt med att vindkraften utgör en betydande andel av elproduktionssystemet ökar kraven på att vindkraftverken, i likhet med övriga kraftverk, ska kunna tillhandahålla systemdrifttjänster av olika slag för att säkerställa stabil drift under normala förhållanden och stötta systemet vid olika typer av störningar. När vindkraften ersätter reglerbar produktion och konventionella synkrogeneratorer måste balanskraft, spänningshållning och stabilitet i nätet ses över och säkerställas.

Erfarenheter från kraftsystem med stor andel vindkraft

Hur stor andel vindkraft man kan ha i ett kraftsystem beror på många faktorer. Begränsningar sätts av möjlighet att balansera systemet effektmässigt, men sätts även av sådant som förmåga till spänningshållning, pendlingsdämpning och robusthet mot störningar. Vilka delar i

¹² I Amerika 60 Hz.

systemet som blir begränsande beror i hög grad på hur systemet är uppbyggt och var man lägger systemgränserna.

För konventionella synkrogeneratorer är rotorernas svängmassa kopplad till elsystemet. Om någon elkonsument plötsligt kopplas bort i systemet kommer systemets frekvens att stiga. Det innebär att alla synkrogeneratorer roterar snabbare. Men då kommer rotorernas svängmassa att motverka denna frekvens- och varvtalsökning. Det hjälper till så att systemet frekvens inte ökar lika snabbt som om det inte fanns någon svängmassa.

För vindkraftverk med variabelt varvtal (där varvtalet styrs genom en frekvensomriktare) är rotorernas svängmassa inte kopplad till systemet och hjälper därför inte till med att motverka frekvensändringar. När vindkraftverken ersätter kraftverk med synkrogeneratorer minskar därför systemets frekvensstabilitet vilket kan vara ett problem när produktionen sker med stor andel vindkraft.

Konventionella synkrogeneratorer används även för att hålla spänningen i elnätet, såväl för kontinuerlig spänningshållning som vid felfall i nätet. Vid ersättningen av konventionella kraftverk med vindkraftverk måste man därför säkerställa systemets förmåga till spänningshållning och säker drift.

År 2011 producerades på Irland 17 procent av elkraften från vindkraft. Irland planerar att 2020 nå en andel på 40 %. Detta har föranlett omfattande studier över hur kraftsystemet behöver anpassas [18]. För systemet på Irland utgör just frekvensstabilitet den huvudsakliga begränsningen vid denna ökning. Studien visar att det skulle vara möjligt att inkludera upp till mellan 60 – 80 procent vindkraft effektmässigt.¹³ Förutsättningar för det är att vindkraftverken och andra kraftverk uppfyller nätföreskrifter¹⁴ för att motstå spänningsdippar¹⁵ och att man ändrar inställningar i skydd för felbortkoppling vid snabba frekvensändringar.

Hur stor andel vindkraft man kan ha i ett kraftsystem beror dock på hur systemgränserna sätts och vilka medel man använder för att hålla systemet i säker drift. I Portugal hade man 93 % av elproduktionen från vindkraft i november 2011 [19]. Portugals kraftsystem är dock synkront kopplat till det Europeiska systemet och har därför tillgång till synkron svängmassa i detta system. Det gör att detta system skiljer sig mot systemet på Irland.

Möjligheter för vindkraftverken att aktivt delta med systemdrifttjänster

Andelen vindkraft som man kan ha i ett kraftsystem beror på vilka komponenter som finns i systemet för att hjälpa till med frekvens- och spänningshållning och stabilitet i kraftsystemet (så kallade systemdrifttjänster) samt på vindkraftens egen förmåga att just tillhandahålla systemdrifttjänster.

I en sammanställning över trender och forskningsläget framtagen inom forskningsprogrammet Vindforsk [20] belyses två parallella val. Ett där man tydliggör kraven på störningstålighet för vindkraftverken men där de inte själva deltar med systemdrifttjänster. Det andra valet är att låta vindkraftverken vara en del i de system som bidrar till spännings- och frekvenshållning. Speciellt för större parker i havet där parkerna är anslutna via större HVDC-anläggningar finns möjlighet att utnyttja vindkraftsparken inte enbart för elproduktionen utan även för

¹³ Egentligen att 20-40 % av effekten utgörs av konventionella synkrogeneratorer.

¹⁴ På engelska "Grid Codes"

¹⁵ Så kallad "Fault Ride Through"-kapacitet

systemdrifftjänster. Det pågår flera forsknings- och demonstrationsprojekt som syftar till att klarlägga hur vindkraftverk och vindkraftsparker ska kunna bidra med systemdrifftjänster.

Ett vindkraftverk har med sin rotor (bladen) en stor svängmassa. Konventionell styrning av moment och varvtal gör emellertid att svängmassan inte kopplas direkt till nätet. Med en styrning där nätets frekvens återkopplas vid varvtalsregleringen kan emellertid rotorns svängmassa kopplas till frekvensen för att åstadkomma så kallad ”syntetisk svängmassa”¹⁶. Flera tillverkare utvecklar numer versioner med styrsystem för att bidra med tröghet och frekvenshållningen [23].

På Irland kommer man (som en del i EirGrids program för smarta elnät) att genomföra tester med Vindkraftverk (med GE Energy:s system WindInertia) i syfte att skapa erfarenhet från styrning där vindkraften bidrar till frekvenshållning med så kallad syntetisk tröghet [25], [26]. Detta ingår som ett led i att nå ett system med större andel än 60 – 80 % vindkraft i systemet. Att låta vindkraften bidra med systemdrifftjänster är dock endast en av flera möjligheter och olika marknadssystem för att säkerställa säker drift är lika viktiga. På Irland har man inom programmet DS3 (Delivering a Secure, Sustainable Electricity System) förslagit produkter som upphandling av ”Synchronous Inertial Response (SIR)” som en del av åtgärderna för att kunna öka andelen vindkraft [24].

Inom det svenska forskningsprogrammet Vindforsk har flera projekt behandlat såväl vindkraftsverkens förmåga att motstå stöningar i kraftsystemet som att bidra med systemdrifftjänster. Dessa forskningsprojekt och trender inom området finns sammanfattade i rapporterna [20-22]. Inom EU-projektet TWENTIES [30] pågår flera demonstrationer där vindkraften bidrar med systemdrifftjänster.

Tabell 3 visar ett tämligen brett spann av koncept för drivlinan i vindkraftsystem. Framtida konceptval kommer att påverkas av respektive koncepts möjligheter att nå god ekonomi vilket innehåller flera delar som kostnad för konceptet, verkningsgrad, tillförlitlighet och även möjligheter till samverkan med kraftsystemet. Sannolikt kommer fler koncept att existera. Samtidigt som det pågår harmonisering av nätföreskrifter kommer olika vindkraftverk att användas med olika optioner för systemdrifftjänster beroende på hur och i vilket kraftsystemens de kopplas in.

Alternativ och möjligheter för vindkraften att bidra med systemdrifftjänster är många och att få kraftsystemets alla delar att fungera tillsammans är en stor utmaning där forskning och demonstrationsprojekt kommer att vara en viktig del. Inom IEC (Technical Committee 88 för vindkraft) pågår arbete med såväl standard för simulering av vindkraftsverkens elektriska system vid kraftsystemstudier som standarder för testning. Det finns ett starkt behov av forskning och utveckling kring system där många komponenter i kraftsystemet samverkar för säker drift. I det perspektivet går utvecklingen av vindkraftsteknik och utvecklingen av smarta elnät inte att separera.

¹⁶ På engelska kallat synthetic eller virtual inertia

Referenser

- [1] BP Statistical Review of World Energy 2012 Statistical review of world energy full report 2012
- [2] World Market Update 2012, mars 2013,
<http://www.navigantresearch.com/research/smart-energy/wind-energy>
- [3] EC Communication (2008) Offshore Wind Energy: Action needed to deliver on the Energy Policy Objectives for 2020 and beyond, 2008 COM(2008) 768 final.
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0768:FIN:EN:PDF>
- [4] KOM(2011) 658 slutlig, 2011/0300 (COD) Förslag till EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS FÖRORDNING om riktlinjer för transeuropeiska energiinfrastrukturer. http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/strategy/2020_en.htm
- [5] Vindkraftsstatistik 2011, ES 2012:02, Energimyndigheten 2012
- [6] På väg mot ett förnybart elsystem - möjligheter till 2030. Rapport med tre möjliga utvecklingsvägar för elproduktion och elanvändning fram till 2030. Rapport från Svensk Vindenergi mars 2013.
- [7] Energimyndigheten, Långsiktsprogno 2010, ER2011:03,
<http://webbshop.cm.se/System/DownloadResource.ashx?p=Energimyndigheten&rl=default:/Resources/Permanent/Static/a5f894444155405fbb1d1a063cf43ea4/ER201103w.pdf>
- [8] Tidsskiften ERA, nr 2 2013.
- [9] NEPP Mid term report, maj 2012, www.nepp.se
- [10] Nordic Energy Technology Perspectives, Pathways to a Carbon Neutral Energy Future, www.iea.org/etp/nordic
- [11] El från nya och framtida anläggningar 2011, Sammanfattande rapport, Elforsk rapport 11:26
- [12] Arikel i tidsskriften Windpower Monthly januari 2013 av David Milborrow,
<http://www.windpowermonthly.com/article/1168162/Wind-energy-costs-bring-projects-profitability>
- [13] Slutrapport för EU-projektet UpWind, Design limits and solutions for very large wind turbines, March 2011 <http://www.upwind.eu/>
- [14] Arikel i tidsskriften Windpower Monthly av James Quilter, 14 mars 2013,
<http://www.windpowermonthly.com/article/1174697/GE-build-10MW-turbine-testing-facility>
- [15] Close up - the Vestas V164 7MW offshore turbine. Artikel i tidsskriften Windpower Monthly 14 April 2011 av Eize de Vries,
<http://www.windpowermonthly.com/article/1065676/Close---Vestas-V164-7MW-offshore-turbine>

- [16] Artikel i tidsskriften Windpower Monthly 5 April 2011 av Erin Gill,
<http://www.windpowermonthly.com/article/1173416/Statoil-Hitachi-consider-Hywind-Japan>
- [17] Tall towers for large wind turbines, Staffan Engström et al. Elforsk report 10:48, 2010,
- [18] Eirgrid and Soni, "Ensuring a Secure, Reliable and Efficient Power System in a Changing Environment" 2011,
http://www.eirgrid.com/media/Ensuring_a_Secure_Reliable_and_Efficient_Power_System_Report.pdf
- [19] IEA Wind, 2011 Annual Report, www.ieawind.org
- [20] Power quality and system stability - Vindforsk projects, a survey of the development and research needs., Morten Hemmingsson and Daniel Karlsson, Elforsk report 12:39, 2012
- [21] Generators and internal electrical systems, Vindforsk projects, a survey of the development and research needs. Paul Gardner , Elforsk report 12:40, 2012
- [22] Reserve requirements, balancing and market issues, Vindforsk projects, a survey of the development and research needs, Johan Claesson and Per Wingårdh, Elforsk report 12:42, 2012
- [23] Frequency Controlling Wind Power - Modeling of control strategies, Mats Wang-Hansen, Robert Josefsson and Haris Mehmedovic, Elforsk rapport 12:43, 2012
- [24] DS3: System Services Consultation Finance Arrangements, EirGrid och Sony. 2012,
<http://www.eirgrid.com/operations/ds3/>, rapporten från länken
http://www.eirgrid.com/media/System_Services_Consultation_-_Finance_Arrangements.pdf
- [25] DS3 Programme Advisory Council Meeting Minutes, Eirgrid, October 2012,
<http://www.eirgrid.com/media/Advisory%20Council%20Minutes.pdf>
- [26] Delivering the Power System of Tomorrow, Smart Grid, EirGrid Group Customer Conference 2012, Ciara Corby 25 October 2012,
<http://www.eirgrid.com/media/Ciara%20Corby%20EirGrid%20Smart%20Grid%20Programme.pdf>
- [27] Wind farm configuration and energy efficiency studies – series DC versus AC layouts, Stefan Lundberg, PhD Thesis, Dep. Of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2006, ISSN-0346-718X
- [28] Design and control of a DC collection grid for a wind farm, Lena Max, PhD Thesis, Dep. Of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2009, ISSN-0346-718X
- [29] System aspects and modulation strategies of an HVDC-based converter system for wind farms, Stephan Meier, PhD Thesis, School of Electrical Engineering, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 2009, ISSN-1653-5146
- [30] www.twenties-project.eu
- [31] Global Wind Report, Annual market update 2012, GWEC, April 2013, www.gwec.net
- [32] Global Wind Energy Outlook 2012, GWEC och Greenpeace, November 2012, www.gwec.net

Solceller - Teknikutveckling och tillämpning



Solinstrålningen i södra Sverige är i samma storleksordning som i Danmark och i norra Tyskland. Särskilt i Tyskland har marknaden för solceller vuxit kraftigt under senare tid och år 2012 uppgick den installerade effekten för solceller till över 32 GW motsvarande närmare 400 W/capita. Skälet till detta är att Tyskland i flera år har haft ett fördelaktigt stöd i form av en särskild inmatningstariff för sole.

Solceller spelar en mycket mer blygsam roll i det svenska energisystemet. I slutet av 2011 var den installerade effekten 15,8 MW eller 1,7 W/capita. Trots sjunkande priser på solceller talar mycket för att marknaden för solceller i Sverige även framöver kommer att vara relativt begränsad. I första hand bedöms solceller vara intressant för elanvändaren. Genom egen elproduktion kan elkonsumenten minska behovet av köpt el och värdet av den producerade elen då blir samma som priset för köpt el.

Det svenska elnätet bedöms kunna klara även en storskalig integration av sole. Simuleringar med tre verkliga distributionsnät – ett stadsnät, ett förortsnät och ett landsbygdsnät – visar på goda möjligheter att integrera sole i de befintliga distributionsnäten med bibehållen kvalitet. I stadsnätet skulle soleanläggningarna kunna dimensioneras till 100 procent av den årliga elanvändningen utan att nätproblem uppstår och för förorts- och landsbygdsnätet är motsvarande siffra 60 procent.

Inledning

Jordytan träffas årligen av 10 000 gånger mer solenergi än vad vi gör av med i fossila bränslen. Med dagens verkningsgrader på mellan 10 och 20 procent är solceller en mycket yteffektiv teknik, jämfört med t.ex. odling av biobränslen. Teoretiskt kan solceller tillgodose världens totala energibehov utan att konkurrera med matförsörjning och bevarad biologisk mångfald. Solceller i 5 % av Sahara skulle t.ex. kunna tillgodose hela världens energibehov om man kunde hitta ett kostnadseffektivt sätt att lagra soleden. Möjligheten till solelproduktion är geografiskt ojämnt fördelad. Solinstrålningen i södra Sverige är dock i samma storleksordning som i Danmark och i norra Tyskland.

För mer information: Monika Adsten, Elforsk

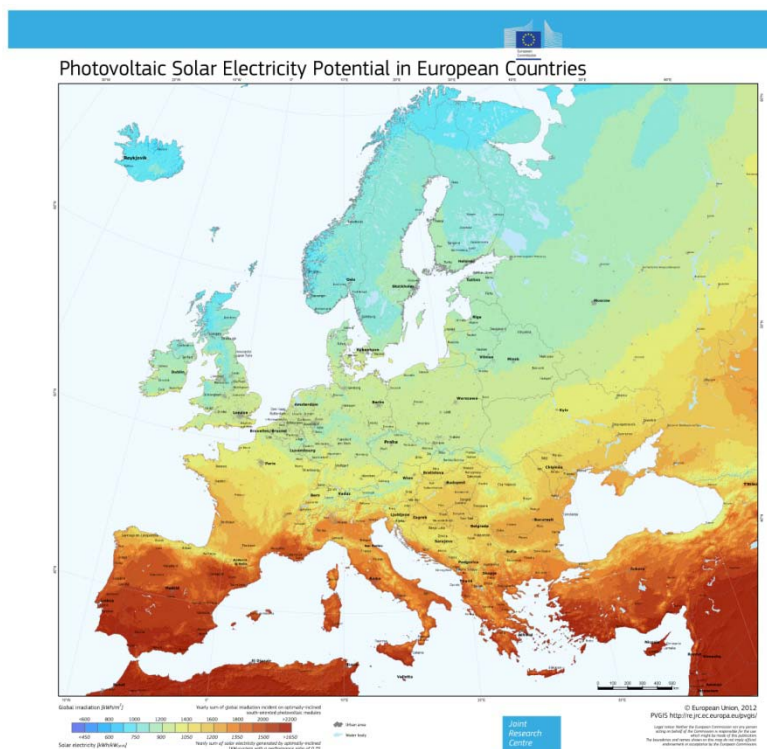


Fig. 1 Solinstrålning och solelproduktionspotential mot en södervänd yta som är optimalt lutad i förhållande till platsens latitud. Källa: JRC (1).

Om man jämför solinstrålningen enskilda månader i Sverige med den svenska elanvändningen så framgår att de i stort sett är varandras motsatser. Det måste därför finnas annan elproduktion som backar upp under vinterhalvåret. Se figur 1 och 2. Sverige har i detta fall en stor fördel i form av den reglerbara vattenkraften.

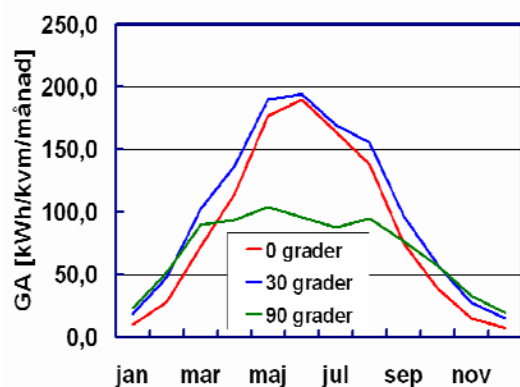


Fig 2 Solinstrålning mot yta med olika lutning. Källa: PVSystberäkningar

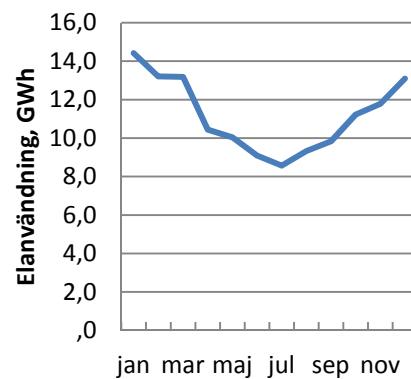


Fig. 3 Sveriges elanvändning 2011. Källa: SvK:s statistik

Solinstrålningens fördelning över dygnet i förhållande till elanvändningen är däremot mer gynnsam, med undantag av delar av kvällstoppen i användningen. I och med att solelproduktionen är kopplad till solinstrålningen har nätanslutna solelsystem hittills antingen fått dimensioneras efter elbehovet under en solig sommardag eller så har överskottselen matas ut på elnätet för att säljas till en elhandlare. Vårt svenska elnät är starkt eftersom det är dimensionerat för att klara stora elanvändningslaster med en hög

grad av elbaserad uppvärmning vintertid. Det innebär att elnäten i flertalet fall också klarar att ta emot överskottsel från solelproduktionen sommartid.

I många andra länder, bland annat i Tyskland är näten inte lika starka eftersom man har en mycket liten andel elbaserad uppvärmning och en relativt stor andel intermittent produktion. Detta har drivit på en utveckling mot smarta växelriktarsystem som innehåller ett mindre batterilager samt en styrenhet så att delar av elanvändningen, t.ex. uppvärmning, start av tvätt- och diskmaskin, etc. kan styras utifrån tillgången på sol. Solelproduktionen kan därmed i större utsträckning användas i byggnaden och man undviker att mata ut överskottsel på elnätet.

I dagsläget har solcellsgenererad el i Sverige svårt att utan subventioner konkurrera ekonomiskt med etablerade kraftslag. Den globala tillväxttakten på sol är dock snabb och satsningar på marknadsstöd i flertalet länder i kombination med utveckling av högkvalitativa lågprisprodukter talar för att tillväxten består. Tack vare den gynnsamma prisutvecklingen är nu soleanläggningar på väg att bli ekonomiskt konkurrenskraftiga i många länder jämfört med konsumentpriset på el. Inom stora delen av Europa förväntas "grid parity", d.v.s. att kostnaden att producera el från solceller är densamma som att köpa el från elmarknaden, nås innan 2025. Men det krävs också fortsatt fokus på effektivare och billigare solceller för att göra solceller ekonomiskt konkurrenskraftiga som energikälla även för kommersiella elproducenter.

I ett svenskt perspektiv kommer solceller inom överskådlig framtid framförallt att vara intressant för elanvändaren. Genom egen elproduktion kan elkonsumenten minska behovet av köpt el och värdet av den producerade elen då blir densamma som priset för köpt el. Det finns ett fåtal svenska solelparker som har olika ägarformer, men dessa är snarare demonstrationsanläggningar under svenska förhållanden än kommersiella elproduktionsanläggningar.

Energisystemanalyser genomförda inom ramen för NEPP (2) visar att elproduktionen med solceller även på sikt blir förhållandevis liten i Sverige och Norden. Det är egentligen bara i ett scenario (green policy) där energi- och klimatpolitik i stor utsträckning styr mot förnybar elproduktion som sol får betydelse. För Sveriges del uppgår då solelproduktionen till cirka 5 TWh år 2030 och 15 TWh 2050. Motsvarande siffror för Norden är cirka 10 TWh år 2030 och 45 TWh 2050.

Solceller innebär mindre acceptansproblematik än många andra förnybara elproduktionskällor eftersom det är möjligt att integrera solcellerna i byggnader och de ger inte heller upphov till buller eller utsläpp. I Boverkets byggregler ligger solceller innanför systemgränsen för byggnaden och egenanvänd solcellsproducerad el kan därmed användas för att reducera den årliga elanvändningen i byggnaden för att klara energianvändningskraven i byggnormen. Vid ett eventuellt ökande kylbehov under sommarhalvåret påverkas lastkurvan för den svenska elanvändningen så att den bättre stämmer överens med solelproduktionen.

Enligt ett EU-direktiv ska all ny bebyggelse vara nära nollenergihus från omkring år 2020. För att klara detta krävs någon form av lokal energiproduktion. I det sammanhanget är sol av särskilt intresse.

Elfordon kan kraftigt minska miljöpåverkan från transportsektorn. Byggnadsintegrerade solceller kan bli en del i den hållbara staden där el till transporter och boende produceras i anslutning till byggnaden i det smarta energisystemet. Solceller kan även användas direkt för att förse fordon med energi i soldrivna laddstationer.

En ökad användning av distribuerad byggnadsanknuten energiproduktion har potential att öka människors medvetande i el- och energifrågor och bidra till energibesparingar genom ett effektivare energibeteende. Detta förutsätter dock att användarna har tydlig information om hur mycket el olika apparater använder och hur mycket el som produceras från solcellerna i realtid. Här finns ett behov av utveckling av ett smart energisystem.

Teknikläge, kostnader, utvecklingspotential

Ett traditionellt solcellssystem består av solcellsmoduler samt s.k. BoS (Balance of System) komponenter som växelriktare, brytare, monteringsprofiler, kablar, överspänningsskydd, transformatorer för större system, sensorer, loggning, batterier (om ej nätanslutet) och eventuellt en extra elmätare.

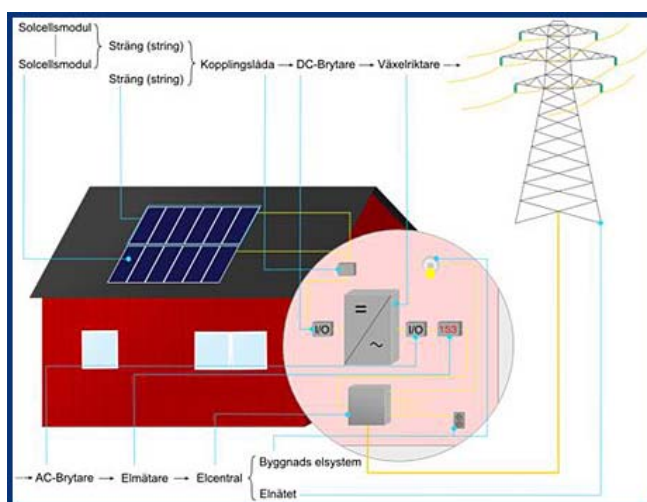


Fig. 4 Schematisk bild av solcellssystem, källa www.solelprogrammet.se.

Kiselbaserade solceller är fortsatt vanligast, med modulverkningsgrader på 10-20 %. Utveckling pågår för att öka verkningsgraden och sänka tillverkningskostnaderna, bl.a. genom att substituera silver med koppar i ledningsbanorna och använda mer n-dopat kisel. Hög verkningsgrad är dock inte per automatik bättre, det beror på kostnad för den yta man har tillgänglig att bygga på. Ett alternativ till att producera dyrare högpresterande solceller är istället att producera billigare tekniska lösningar som har en något lägre verkningsgrad, exempelvis tunnfilmssolceller. Tunnfilmssolceller innehåller mindre mängd material och kan framställas industriellt i stor skala. Flera tillverkare av tunnfilmsmoduler har produkter på marknaden och på forskningsstadiet ligger verkningsgraderna nära kommersiella kiselbaserade moduler.

Forskning pågår också för att få fram andra typer av solceller som ska kunna produceras i stor skala till lågt pris, exempelvis olika typer av organiska solceller (verkningsgrad

10-11 % på forskningsstadiet). Tekniker med halvtransparenta solceller öppnar nya möjligheter för solceller som byggnadsmaterial. Verkningsgraderna är blygsamma, men när solcellen också kan utgöra ljusinsläpp i en fasad finns möjlighet att nyttja stora ytor.

Under de senaste åren har en kraftig kostnadssänkning skett för solcellsmoduler. Flera faktorer har bidragit till detta. Marknaden är större, konkurrensen mellan tillverkarna har skärpts och tillverkningsprocesserna är i hög grad industrialiserade och effektiva. Analytiker spår dock att kostnadsminskningen kommer att avta eftersom det är svårt att pressa modulkostnaderna ytterligare med bibehållen kvalitet på produkterna och livskraftiga företag.

Även kostnaderna för BoS-komponenterna har sjunkit, men inte i samma takt som kostnadssänkningarna för solcellsmodulerna. Kostnaden för dessa komponenter skulle behöva halveras för att kostnaden för att producera el med solceller (i goda sollägen) ska hamna i nivå med storskalig elproduktion. Här finns sannolikt möjligheter att reducera kostnaden eftersom produktionen sker i industriell skala. Däremot är det svårare att pressa installationskostnaden, eftersom den är starkt beroende av lokala förutsättningar såsom takets konstruktion, skuggande objekt, logistik och installatörer.

Kostnaden för att installera ett solcellssystem är beroende av systemstorlek och lokala installationsförutsättningar. En uppskattning av kostnadsbilden i dag (februari 2013) är:

- 5 kW 20 kkr/kW (villasystem)
- 30 kW 18 kkr/kW (flerbostadshus)
- 100 kW 15 kkr/kW (större fastighet)

Hur stor yta som behövs för att installera en viss effekt beror på systemets verkningsgrad och ligger i storleksordningen 7-9 m²/kW. När man sedan ska beräkna kostnaden per producerad kWh så beror denna dels på investeringskostnaden och dels på vilken kalkylränta som används.

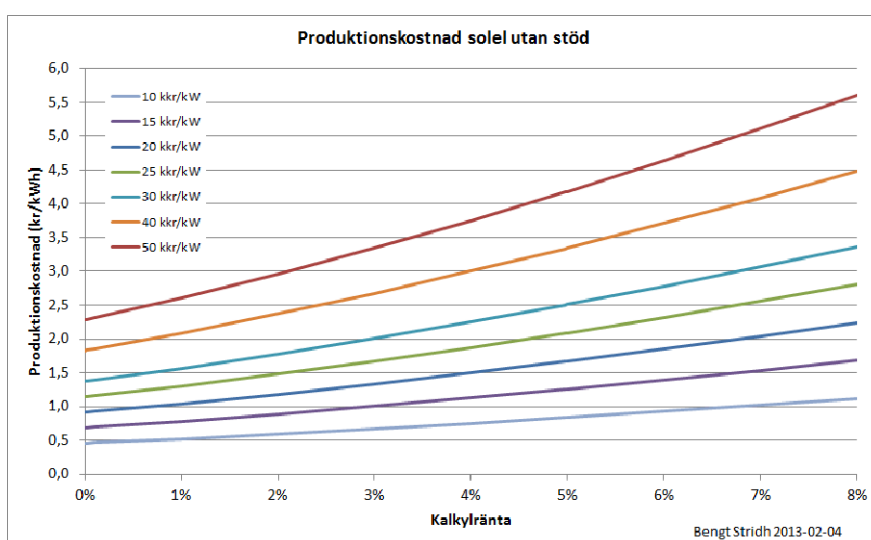


Fig. 5 Produktionskostnaden utan investeringsstöd vid olika installationskostnader och olika kalkylräntor. Diagram: Bengt Stridh (3).

För närvarande finns ett investeringsstöd i Sverige som sträcker sig till och med 2016. Från och med 1 februari 2013 kan man få 35 % av investeringskostnaden i bidrag, med vissa begränsningar (4). Det finns också möjlighet att under vissa förutsättningar få elcertifikat för den producerade solelen.

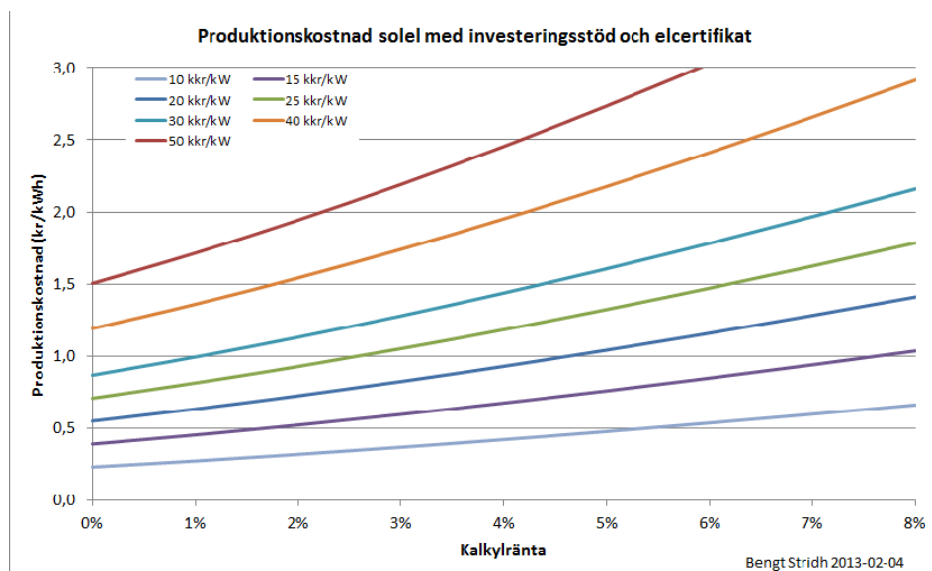


Fig. 6 Produktionskostnaden med investeringsstöd och elcertifikat vid olika installationskostnader och olika kalkylräntor. Diagram: Bengt Stridh (3).

I delar av det tyska distributionsnätet har man nu en mycket hög penetrationsgrad och ett flertal studier har gjorts för att undersöka påverkan på elnätet. I tyska Ulm gjordes mätningar (5) i distributionsnätet i ett område med 130 byggnader varav 18 hade solcellssystem med totalt 222 kW topeffekt, vilket utgjorde 35 % av transformatorns nominella effekt. Mätningar av spänningsvariationen vid transformatorn visade att variationen var som minst vid en hög andel solcell, eftersom växelriktarna stabiliserade nätet. I studien visades också att snabba variationer i solinstrålning inte var så problematisk som man kan befara.

Det finns inga motsvarande områden i Sverige där man har en så hög penetrationsgrad. En simuleringsstudie (6) där man studerat tre verkliga distributionsnät – ett stadsnät, ett förortsnät och ett landsbygdsnät – visade på goda möjligheter att integrera solelen i de befintliga distributionsnäten med bibehållen kvalitet. I stadsnätet skulle solelanläggningarna kunna dimensioneras till 100 % av den årliga elanvändningen utan att nätproblem uppstår och för förorts- och landsbygdsnätet är motsvarande siffra 60 %.

Simuleringar har också gjorts på nationell nivå (7) (8) med resultatet att det svenska elnätet klarar en storskalig integration av solcell eftersom variationer i instrålning fördelas ut över en stor geografisk area. Särskilt fördelaktigt är det att kombinera solcell och vindkraft eftersom dessa kompletterar varandra när det gäller produktionsprofil. En optimal mix enligt studien är 30 % solcell och 70 % vindkraft. Med en större andel distribuerad produktion ökar också kraven på exakta prognosverktyg för att kunna förutsäga den förväntade produktionen. I nedanstående diagram visas den månadsvisa summan av producerad solkraft och vindkraft i Tyskland 2012, vilken ligger mellan 7,6 och 4,7 TWh.

Monthly Production Solar and Wind

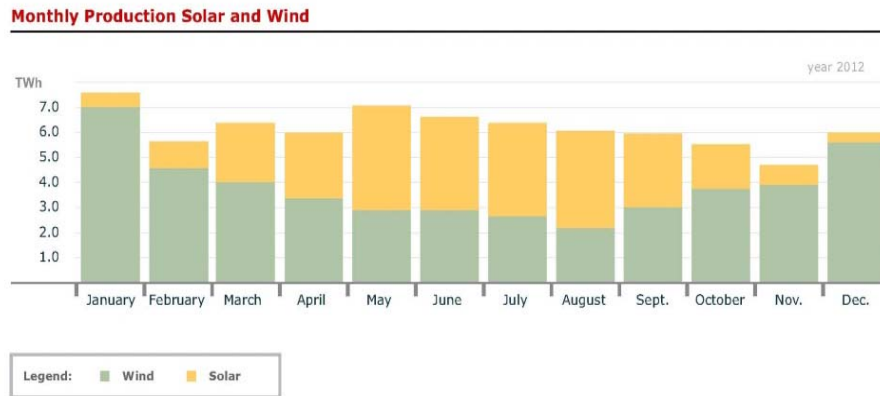


Fig. 7 Månadsvis summa av producerad solkraft och vindkraft i Tyskland 2012. Källa: Fraunhofer ISE (9).

I bland annat Tyskland utvecklas nu system för att öka den egna användningen av solen. Företaget SMA (10) har bl.a. utvecklat ett smart hem system där solexproduktion, elanvändning och ett mindre batterilager kopplas samman och optimeras via en styrenhet.

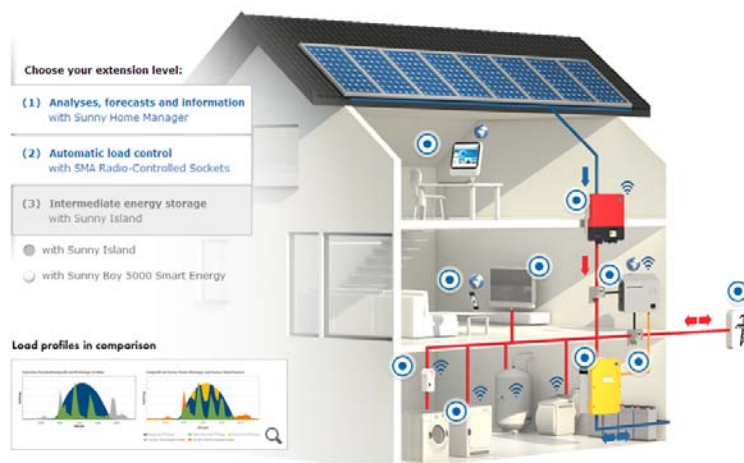


Fig. 7 SMA Smart Home system där solexproduktion, batterilager och elanvändning optimeras av en styrenhet

Det smarta systemet prognostiserar förväntad elproduktion och styr sedan utvalda hushållsapparater efter tillgången på solen, batteristatus och elpris. Elanvändning, solexproduktion och batteristatus visas i realtid via en webportal på dator eller smart telefon.

För svenska förhållanden är det dock en blygsam ökning av användningen av den egna solexproduktionen som kan uppnås med smarta system. En simuleringsstudie (11) baserad på verklig elanvändning i 20 svenska hushåll indikerar att ökningen är i storleksordningen några procent vid optimal styrning av tvätt-, tork- och diskmaskiner.

Marknaden för solceller

2012 fanns den största solcellsmarknaden i Tyskland, med en total installerad effekt på 32,4 GW eller knappt 400 W/capita (12). Tyskland har under flera år haft en fördelaktig inmatningstariff för solel. Tariffen har justerats ned i takt med att priserna sjunkit. Kostnaden för att producera el med solceller ligger nu under eller nära marknadspriset på el i många tyska regioner, varför man diskuterar justeringar av inmatningstariffen för att främja egen användning och lagring av den egenproducerade elen.

Italien har haft en förmånlig inmatningstariff och är det land som har näst störst andel solceller installerade, totalt, 16,3 GW (12) och 3 % av den nationella elanvändningen producerades med solceller (13). Man har identifierat två hot mot den kraftiga marknadstillväxten i Italien – problem med svaga nät i delar av södra Italien där installerad topeffekt av sol- och vindkraft är i samma storleksordning som maxanvändningen och att stödsystemet håller på att spränga budgetramarna.

Starkt växande marknader finns också i Kina, USA, Japan och Frankrike (12). Enligt EPIA, European Photovoltaic Industry Association, kom 2 % (14) av den el som användes i Europa 2011 från solceller. Enligt EPIA (14) kommer tillväxttakten på de stora europeiska marknaderna att avta inom ett par år och de stora tillväxttalen kommer istället att ske på utomeuropeiska marknader som exempelvis Kina och USA.

Solcellsmarknadens tillväxt har historiskt varit starkt kopplad till nationella stödsystem. Tack vare stödsystemen är nu prisbilden för egenproducerad el så gynnsam i många delar av Europa, att stödsystemen troligen har spelat ut sin roll som marknadsdrivare på de stora marknaderna. Istället tros olika former av nettodebitering vara tillräckligt för att stödja marknadstillväxten. En effekt av denna åtgärd kan dock vara att det inte främjar egen användning av den egenproducerade elen.

Den danska solelmarknaden har vuxit kraftigt under 2012. Enligt danska Energi Styrelsen (15) fanns det 3 000 mindre solcellsanläggningar med en sammanlagd effekt på 10 MW. Från januari till oktober 2012 tillkom 40 000 anläggningar med en sammanlagd effekt på 185 MW. Danmark har bland det högsta elpriset för konsumenter i Europa och under 2012 tillämpades nettodebitering för mindre solcellsanläggningar. Den kraftiga tillväxten under 2012 ledde dock till en översyn av villkoren för att mata ut överskottsel.

Solceller har idag en blygsam roll i det svenska energisystemet. I slutet av 2011 var den installerade effekten 15,8 MW eller 1,7 W/capita (13). Preliminära siffror för läget vid årsskiftet 2012 pekar på en total installerad effekt på 23,8 MW. Investeringsstödet villkor (exempelvis maximal ersättningsnivå per kW och maximal anläggningsstorlek) begränsar i viss mån den svenska solelmarknaden i och med att många aktörer villkorar ett investeringsbeslut med ett bidragsbeslut. Utöver investeringsstödet finns också möjligheter att få ersättning för elcertifikat, men endast cirka 10 % av solelanläggningarna ansöker om certifikat.

Från flera håll har framförts att någon form av nettodebitering, d.v.s. kvittning mellan producerad solel kWh och köpt kWh, bör införas i Sverige. Ett flertal utredningar har behandlat frågan. Införandet av ett sådant system kommer att påskynda utvecklingen av solelmarknaden, både vad gäller storlek och antal system som installeras.

Med dagens förutsättningar är solelen alltid värd mest om den används av anläggningsägaren. Detta styr mot små anläggningar i fastigheter, trots att det systemmässigt skulle vara mer fördelaktigt med större system eftersom installationskostnaden sjunker med ökande storlek.

I och med att investeringskostnaden för solelsystem har sjunkit så kraftigt är kombinationen solcell plus värmepump på väg att bli mer konkurrenskraftig än solvärmesystem.

Citerade arbeten

1. [Online] http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_cmsaf_opt/PVGIS-EuropeSolarPotential.pdf.
2. **Perspectives, NEPP North European Power.**
3. **Stridh, Bengt.** [Online] <http://bengts.blogg.viivilla.se/>.
4. Villkor för solelstöd. [Online] Energimyndigheten.
<http://www.energimyndigheten.se/Hushall/Aktuella-bidrag-och-stod-du-kan-soka/Stod-till-solceller/>.
5. *Impact of increasing photovoltaic energy penetration on the distribution grid.* **Holger, Gerd Heilscher, Florian Meier, Oliver Mayer, Matthias Grottko, Ruf.** u.o. : EUPVSEC, 2012.
6. *Determining and increasing the hosting capacity for photovoltaics in Swedish distribution grids.* **Walla, Tobias, o.a.** u.o. : 27th EUPVSEC, 2012.
7. **Widén, Joakim.** Correlations between large scale solar and wind power in a future scenario for Sweden. *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 2. 2011.
8. **Söder, Lennart.** På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige: En studie om behovet av reglerkraft. Version 1.0. u.o. : KTH, 2012.
9. [Online] <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/news/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-in-2012.pdf>.
10. SMA Smart Home. [Online] <http://www.sma.de/en/solutions/medium-power-solutions/sma-smart-home.html>.
11. *Evaluating the Benefits of a Solar Home Energy Management System: Impacts on Photovoltaic Power Production Value and Grid Interaction.* **Widén, Joakim och Munkhammar, Joakim.** u.o. : ECEEE Summer Study 2013, 2013.
12. **PVPS, IEA.** A snapshot of global PV1992-2012. 2012.
13. "Trends in photovoltaic applications – Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2011. u.o. : International Energy Agency Photovoltaic Power Systems, 2012.
14. **EPIA.** Global Market Outlook for Photovoltaics Until 2016. 2012.
15. Faktaark 6 november 2012 J.nr. 3401/1001-4896. [Online] Energi Styrelsen.
http://www.dkvind.dk/html/nyheder/2012/pdf/081112_faktaark.pdf.
16. *Widespread integration of distributed photovoltaics at high latitudes: Opportunities and challenges.* **Widén, Joakim och Munkhammar, Joakim.** 2011.
17. **Widén, Joakim, o.a.** Konsekvenser av avräkningsperiodens längd vid nettodebitering av solcell. u.o. : Elforsk, 2010.

Kunskapssammanställning om energilagring

36d

Väl fungerande och ekonomiska energilagringstekniker är en önskedröm som skulle ge drastiskt nya förutsättningar för energisystemen i allmänhet och elsystemen i synnerhet. Det skulle till exempel kunna uppstå helt nya möjligheter att integrera förnybar elproduktion i elsystemen och lagra elproduktion på dygns- och säsongsbasis. Det visar sig dock att dessa problem är tekniskt, vetenskapligt och ekonomiskt svåra och trots stora forskningsinsatser främst i USA och Japan under flera decennier har området inte avancerat så snabbt. Det är möjligt att det kan komma en förändring de närmaste åren eftersom stora demonstrationsinsatser är på väg i USA liksom ökande insatser i EU och dess forskningsprogram Horisont 2020. De sista åren har flera större systemstudier om ellagring publicerats av EU och Euroelectric i Europa och av EPRI, (Electric Power Research Institute), i USA.

I Sverige bedrivs ganska begränsade forskningsinsatser inom området. Det beror till stor del på att Sveriges elsystem med sin stora vattenkraftandel kan sägas utgöra ett stort system för energilagring i olika tidsskalor. Energimyndigheten startar dock ett forskningsprogram om bättre batterier våren 2013. ABB har utvecklat några energilagringssystem och InnoEnergy vid KTH har lagring som ett forskningsområde. Elforsk har medverkat i ett internationellt forskningssamarbete inom IEA, tagit fram översiktsrapporter om lagring och genomfört ett projekt om batterilager för vindkraft i ett nätbolag.

För att få perspektiv på utvecklingen av energilagringsteknik i världen kan en kort återblick vara belysande. IEA genomförde 1996-2000, ett samarbetsprojekt om energilagring i elsystem i vilket ett antal länder medverkade däribland Sverige. Projektet resulterade i översikter av då tillgänglig teknik för lagring samt sådan teknik under utveckling. Vidare innehöll det en inventering av problem inom elsystemen som befintlig eller utvecklad teknik för lagring skulle kunna bidra till att lösa.

Teknikutvecklingen har dock inte varit så snabb i vare sig världen eller Sverige sedan dess. Idag är teknikerna för energilagring i princip desamma som för

For further information: Harald Haegermark, Elforsk

femton år sedan liksom problemställningarna i elsystemen som teknikerna ska kunna lösa. Teknikerna handlar om batterier av olika typer, varav några har tillkommit eller avancerat i sin utveckling bl. a. på grund av det samtidigt ökande intresset för eldrivna transporter, vidare om superkondensatorer, svänghjul, supraledande magnetlager (SMES), pumpkraft, tryckluftslager (CAES), och vätgaslagring, ibland ihop med bränsleceller.

Internationellt är pumpkraft den i särklass största lagringstekniken sett till installerad effekt, vilken växt under 2000-talet. Ett av huvudsyftena med lagring i elsystem idag är att kunna hantera större mängder förnybar energi i produktions-, transmissions- och distributionssystemen. För dessa frågeställningar finns också kopplingar mellan ellagring och smarta nät.

Utgångspunkter och avgränsningar

Disposition:

- Inledning, hur teknologin påverkar energisystemet, fördelar, utmaningar
- Teknisläget, kostnader, utvecklingspotential
- Översiktligt kring marknadspotential (potential, kostnader i förhållande till nytta, tidsaspekter)

Rapporten behandlar i huvudsak lagring av elektrisk energi eller lagring för senare omvandling till elektrisk energi för elkraftsystemet. I rapporten används ibland ordet *ellager* som ett sammanfattande begrepp. Notera dock att el i sig mycket sällan lagras (kondensatorer är ett exempel), utan elenergin omvandlas till någon annan energiform som t.ex. lägesenergi hos vatten i pumpkraftverk eller elektrokemisk batterier. Lagring av termisk energi behandlas endast mycket översiktligt liksom lagring av mekanisk energi i fordon t ex svänghjul. Batterier, för elfordon mm ingår inte i denna kunskapssammanställning utan. Däremot ingår batterilager av olika typer som delar av elsystem på olika nivåer.

Teknikläge kostnader och utvecklingspotential

I världen tilldrar sig lagring ett ökande intresse i flera sammanhang. Mest omtalat är batterier för el- eller hybridfordon. Ett problemområde som uppmärksammas allt mer, gäller integration av förnybar energi i elkraftsystem särskilt utjämning av vindkraft från perioder/platser där det blåser mycket till perioder/platser där det blåser litet samt motsvarande förhållanden för solenergi. Lagringsteknik kan också ha betydelse för att ta bort eller lindra effekterna av elavbrott i transmissions- och distributionsnät, (system för avbrottsfri el, s.k. UPS-system eller Uninterrupted Power Supply) och kan ingå i olika typer av reserver i elproduktionssystem.

Lagringstekniker

I begreppet lagringstekniker för elsystemet ingår följande tekniker samt kraftelektronik i gränssnitten till elnät och elproduktionsanläggningar. Kraftelektronikdelen svarar ofta för en väsentlig andel av hela kostnaden för ett system för ellagring

- Pumpkraftverk
- Tryckluftslagring CAES, (Compressed Air Energy Storage)
- Batterier, konventionella och avancerade
- Bränsleceller och väte
- Svänghjul
- Superkondensatorer
- Supraledande magnetlager (SMES¹)

Dessa tekniker har funnits i olika utvecklingsstadier under de senaste femton åren och i vissa fall ännu längre. Några principiellt nya tekniker har inte tillkommit under den tiden men vissa nya batterityper – i första hand litiumjonbatterier har tillkommit och utvecklats, ibland för andra syften såsom eldrivna transporter och mobiltelefoner.

¹ Superconducting Magnetic Electricity Storage

Det internationella utvecklingsläget för lagringstekniker inom elkraftområdet kan illustreras med den totalt installerade kapaciteten i världen år 2010 i olika anläggningstyper²:

- Pumpkraftverk 127 000 MWel.
- Pumpkraftverk svarar för över 99 % av den totalt installerade lagringskapaciteten för el i världen.
- Den samlade kapaciteten i pumpkraftverk var ca 80 000 MW vid sekelskiftet 1999-2000 och väntas växa till 203 000 MW år 20143.

Efter pumpkraftverk kommer lagring i komprimerad luft i ett fåtal men stora anläggningar. Övriga tekniker har betydligt mindre totalt installerade effekter (2010):

- | | |
|------------------------------------|-----------|
| • Lagring i komprimerad luft CAES) | ca 440 MW |
| • Batterier: | |
| – Natrium/svavelbatterier | 316 MW |
| – Bly/syrabatterier | ca 35 MW |
| – Nickel/Kadmiumbatterier | ca 27 MW |
| – Litium/ionbatterier | ca 20 MW |
| – Redoxflow batterier | < 3 MW |
| • Svänghjul | <25MW |

Utöver pumpkraftverk är övrig installerad kapacitet för lagring tämligen blygsam om man jämför den med befintlig elproduktion av olika sorter.

I världen stod år 2009 olika typer av batterilager för sammanlagt ca 400 MW och svänghjul för < 25 MW. Batterilager har enligt uppgift ökat till 590 MW i april 2012. Som jämförelse kan nämnas, att vindkraftkapaciteten i EU passerade 100 GW under 2012 och enbart den svenska vindkraftkapaciteten uppgick till strax under 2 900 MW i slutet av 2012 enligt Svensk Vindenergi. Det är alltså långt kvar innan batterilager kan spela någon stor roll för utjämning av vindkraft globalt sett.

I USA tror somliga bedömare på en snabbare utveckling av energilagringstekniken än hittills när resultaten från aktuella amerikanska demonstrationsprojekt kommer ut på marknaden, (se nedan).

Kort om teknikerna

Energilagringsteknikerna för el befinner sig på olika utvecklingsstadier. Mogna och beprövade tekniker är pumpkraftverk, tryckluftslager, (Compressed Air Energy Storage, CAES) och blybatterier. Dit kan också räknas svänghjul och SMES men SMES är endast kommersiella i mindre storlekar.

²Källa: Electric Power Research Institute, EPRI, Electricity Energy Storage Technology Options
A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits
Technical Update, December 2010

³ Enligt rapporten Pumped Storage Hydropower, Summary Report on a Summit Meeting Convened by Oak Ridge National Laboratory, the National Hydropower Association and the Hydropower Research Foundation 2010 väntas världens samlade kapacitet i pumpkraftverk växa till 203,000 MW år 2014 – en årlig tillväxt på 10% [Ingram, Elizabeth A., "Worldwide Pumped Storage Activity," HRW, Vol. 18, No. 4, September 2010, p.13].

Pumpkraftverk är vattenkraftverk med dammar på två nivåer. Lagret töms genom att vattnet får falla mellan den högre och den lägre nivån och producera el via turbinerna. Lagret fylls genom att vattnet pumpas tillbaka från den lägre till den högre nivån.

Vid laddningen av ett tryckluftslager komprimeras luft med kompressorer och elektriska motorer/generatorer. Luften förvaras sedan vanligen i underjordiska utrymmen till exempel övergivna gruvor. När det tillhörande kraftsystemet har produktionsunderskott leds den komprimerade luften och bränsle till en gasturbin som driver motorn/generatoren och genererar el.

Svänghjulslagring kräver hög rotationshastighet och stor roterande massa för att kunna lagra stor rörelseenergi. Moderna svänghjulslager använder magnetiska lager. Axeln "svävar" på ett magnetfält vilket ger låg friktion och slitage. Effekten i typiska svänghjulslager ligger i området 2 kW- 20 MW. Dimensionen på en modul är ca 1 m längd och 0.5-1m i diameter. Svänghjullager kan leverera hög effekt under kort tid men kan endast lagra måttliga energimängder.

I SMES lagras elenergin i supraleddande spolar som hålls vid mycket låga temperaturer. Även SMES kan leverera hög effekt men bara under kort tid. Energilager med konventionella batterier finns i effekter upp till 50 MW och urladdningstider upp till några timmar. I övrigt befinner sig teknikerna, särskilt avancerade batterier av flera typer samt tekniker baserade på väte och bränsleceller fortfarande i olika stadier av utveckling, demonstration och tidig marknadsintroduktion.

Energitätheten i Wh/kg är högst för avancerade batterisystem som litium-jon och natrium/svavel. Vissa flödesbatterier som zink/brom och vanadin/redox batterier befinner sig i tidiga kommersialiseringsstadier. De har något lägre energitätheter än litium-jon och natrium/svavel men har fördelen att de kan byggas upp modulärt. Elektrolyterna förvaras i tankar utanför batterikärlet. Batteriets energimängd bestäms av tankarnas storlek och kan bestämmas oberoende av batteriets effekt. Det är därför lätt att skala upp sådana batterier till högre kapacitet. Fraunhoferinstitutet Umsicht i Tyskland har nyligen rapporterat om framsteg med redoxbatterier. Man har fått fram en prototyp med en effekt på 25 kW och en verkningsgrad på 80 Procent. Nästa utvecklingssteg är 100 kW.

Svänghjul och SMES har de högsta effekttätheterna räknat i W/kg.

Självladdning är försumbar för pumpkraftverk och tryckluftslager men kan vara ganska stor för vissa batterisystem, (12 % per dag för Na/S) och för svänghjul (20-100 % /d).

Verkningsgraden under en cykel från laddning till urladdning är 75-85 % för pumpkraftverk 85-95 % för svänghjul 60-95 % för konventionella batterier och 85-95% för avancerade batterier

Investeringskostnaden (i USD/kW) är 700-5000 för pumpkraftverk, 150-500 för svänghjul och SMES, 300-900 för konventionella batterier och 1000-4500 för de avancerade batterityperna.

Livslängden för anläggningar kan vara 50 -100 år för pumpkraftverk och 3-20 år för batterier. Antalet möjliga cykler är högre för de avancerade batterierna än för de konventionella.

Det sagda sammanfattas i följande bilder figur 1 och 2 på nästa sida:

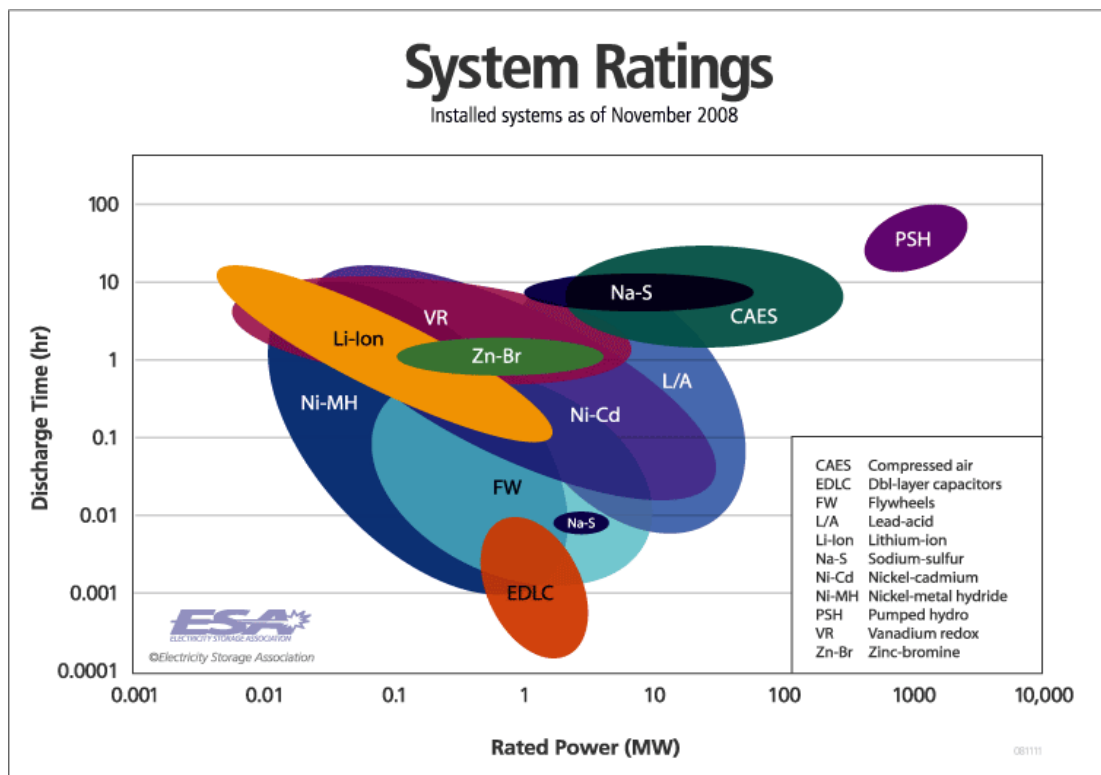


Fig. 1 Kapacitet och urladdningstider för olika energilagringstekniker.
Källa: Electricity Storage Association ESA, USA

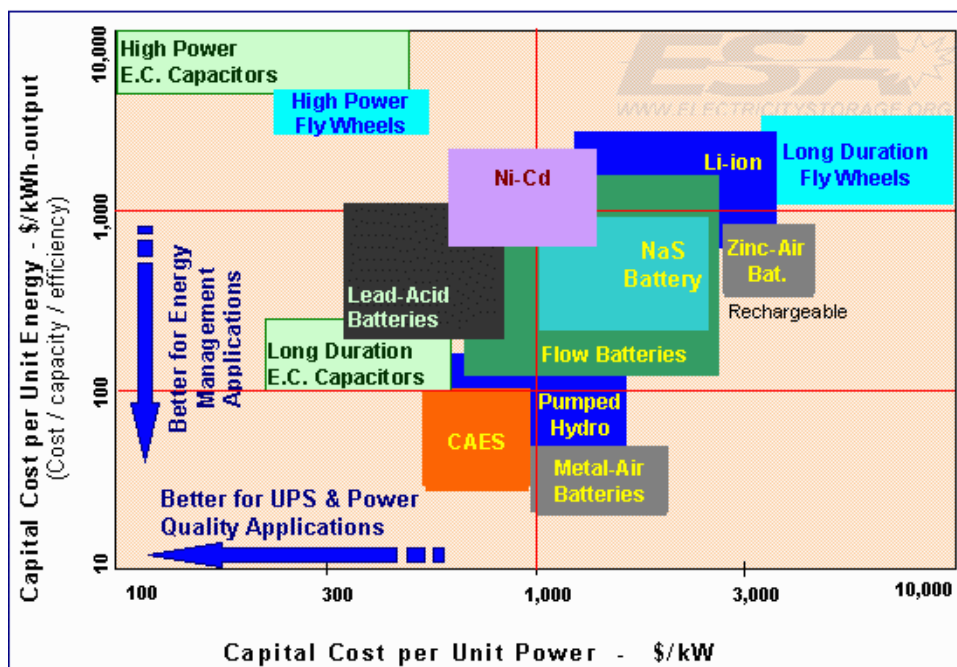


Fig. 2 Kapitalkostnader USD/kWh och USD/kW för olika energilagringstekniker
Källa: Electricity Storage Association, ESA (USA)

Vilka problem i elsystemen kan energilagringsteknik bidra till att lösa

Nedan följer en uppräknig på de problem i elsystemen som energilagringstekniker kan bidra till att lösa:

- Elproduktion
 - Otillräcklig toppkapacitet
 - Otillräcklig belastningsföljning
 - Ökad tillgänglighet
 - Snabb aktiv störningsreserv
 - Produktionsoptimering
 - Momentan aktiv störningsreserv
- Elöverföring
 - Spännings- och frekvensreglering
 - Stabilitet
 - För hög/för låg kapacitet
 - Ökad tillgänglighet
 - Dämpning av elektromekaniska pendlingar i kraftsystemet
- Distribution
 - Kapacitetsbrist
 - Ökad tillgänglighet
 - Integration av lokal elproduktion
 - Ökad elkvalitet

Installation av energilagringsteknik kan vara ett sätt att skjuta upp investeringar i elproduktion och elnät. Projekt inom ellagring vinner ofta på om flera syften/ problemställningar kan hanteras i en teknisk lösning.

När passar olika energilagringstekniker? Nedan listas några exempel:

- Vattenkraft- eller pumpkraft löser problem av många typer
- Batterianläggningar har hög flexibilitet. Tillämpliga t ex vid senareläggning av nätinvesteringar och integration av förnybar energi
- Stora SMES anläggningar passar för stöttning av kraftöverföring
- Små SMES och svänghjul passar för kundtillämpningar och högre elkvalitet

Energilagring i Sverige

I Sverige kan man se vattenkraften och dess roll i regleringen av elproduktionssystemet som ett stort lagringssystem med olika tidsskalor för lagringen, från timme till säsong. Svensk vattenkraft spelar också stor roll när det gäller möjligheterna att integrera större mängder förnybar energi i kraftsystemet. Den stora vattenkraftandelen i det svenska elproduktionssystemet har gjort att annan energilagringsteknik för att kunna integrera förnybar energi i elkraftsystemet inte blivit en lika prioriterad fråga som i EU och USA. När det gäller ellagring som ett sätt att ta bort eller lindra effekterna av elavbrott är däremot svenska problem likadana som andra länders.

I Sverige byggdes ett pumpkraftverk i Juktan som blev färdigt 1978. Men när den svenska elmarknaden blev avreglerad från 1996 blev verket oekonomiskt och det byggdes därför om till ett vanligt vattenkraftverk. Ombyggnaden blev färdig 1996. År 2011 kom en riksdagsmotion (M) att bygga om Juktan till pumpkraftverk igen för att integrera vindkraft.

El från solceller och batterilager

Det svenska elnätet bedöms kunna klara även en storskalig integration av solel. Simuleringar med tre verkliga distributionsnät⁴ – ett stadsnät, ett förortsnät och ett landsbygdsnät – visar på goda möjligheter att integrera solel i de befintliga distributionsnäten utan energilager och med bibehållen kvalitet. I stadsnätet skulle solelansläggningarna kunna dimensioneras till 100 procent av den årliga elanvändningen utan att nätproblem uppstår och för förorts- och landsbygdsnätet är motsvarande siffra 60 procent.

I många andra länder, bland annat i Tyskland är näten inte lika starka eftersom man har en mycket liten andel elbaserad uppvärmning och en relativt stor andel intermittent produktion. Detta har drivit på en utveckling mot smarta växelriktarsystem som innehåller ett mindre batterilager samt en styrenhet så att delar av elanvändningen, t.ex. uppvärmning, start av tvätt- och diskmaskin, etc. kan styras utifrån tillgången på solel. Solelproduktionen kan därmed i större utsträckning användas i byggnaden och man undviker att mata ut överskottsel på elnätet.

Vindkraftverk och batterilager på forskningsstadiet i Sverige

Inom ramen för Elforsks Smart Grid program har en omfattande förstudie⁵ genomförts om energilager anslutna till vindkraftverk. Rapporten behandlar energilager och deras funktion från en nätägares perspektiv. I projektet studeras ett verkligt nät inom Falbygdens Energis (Feab) genom mätningar och simuleringar.

Acceptansgränsen är ett sätt att kvantifiera påverkan av ny konsumtion eller produktion på ett elnät. Det är möjligt att höja acceptansgränsen genom förändringar i nätet. Exempel på sådana åtgärder kan vara att bygg nya/byta ut existerande ledningar eller transformatorer, förbättra spänningskontrollen, koppla in filter eller ansluta energilager.

Fem olika tillämpningar för ett energilager beskrivs i förstudien, nämligen ökad acceptansgräns i nätet, minskade nätavgifter mot överliggande nät, att kapacitetsutjämna och balansera elproduktion från intermittenta energikällor, nätförluster och energilager som reservkraft vid avbrott. Sex olika alternativ för att kunna utöka mängden förnyelsebar energi i ett nät diskuteras, det är traditionell nätplanering, reaktiv effektereglering, nedstyrning av vindproduktion, styrbara laster, dynamisk kapacitetsgräns och utökning av tillåten överlast/ överspänning. I projektet studerades främst litiumjon batterilager eftersom en mindre sådan installation finns under utvärdering inom det studerade exemplenätet hos Feab.

Två affärsmodeller belyses i rapporten. Dels om ägaren är en nätägare och dels om ägaren är en elhandlare med balansansvar. I affärsmodell *Balanskraft* ingår inköp och för-

⁴ Determining and increasing the hosting capacity for photovoltaics in Swedish distribution grids. Walla, Tobias, o.a. u.o. : 27th EUPVSEC, 2012.

⁵ Elforsk rapport 12:44

säljning på Nord Pool Spot, där även kostnaden för lagrets förluster ingår. Batteriernas kapacitet laddas i och ur på en timme och lagret cyklas en gång per dygn.

I affärsmodellen *Nätägare* används lagret i första hand till att öka acceptansgränsen och cyklas därför i första hand med avseende på överlast. I simuleringarna ingår inte några ekonomiska beräkningar eller antaganden för den nätnytta eller tillämpning som energilagret bidrar med.

Då energilagring fortfarande är i forsknings- och utvecklingsfasen är det naturligt med höga investeringskostnader, men även låga prisskillnader under ett dygn på Nord Pool Spot bidrar till att det för närvarande inte är en lönsam investering. Rapporten pekar dock på att det finns en något större möjlighet till lönsamhet med affärsmodellen Balanskraft än med affärsmodellen Nätägare.

En fråga som inte är utredd i rapporten är vem som ska ta kostnaden för utökningar i elnäten som vindkraftsutbyggnaden orsakar. Elnätsbolagen, vindkraftsägarna eller ska samhället i stort bekosta de investeringar som kanske kommer att bli nödvändiga i framtiden?

Forskning om energilagring

Energilagring har varit ett område inom statliga energiforskningsprogram internationellt och i Sverige sedan oljekriserna på 1970-talet. Under 1970- och 1980-talen bedrevs i Sverige flera forskningsprojekt om storskalig säsongslagring av värmeenergi i grundvattenformationer, (akviferer), samt i berggrum, (tidigare oljelagringsutrymmen), bland annat som ett sätt att ge nya förutsättningar för kraftvärmeförbrukning. Vidare byggdes något hundratal hetvattenackumulatorer för dygnsutjämning i fjärrvärmeverk och studerades värmelagring i salter (fasändringssystem).

IEA

International Energy Agency, IEA, startade redan i slutet av 1970-talet ett forskningssamarbete, (Implementing Agreement), kring värmelagring. Sverige kom in redan från början, medverkar fortfarande i detta samarbete och har haft ledande roller. Ett antal delprojekt (annex) har bedrivits inom detta forskningssamarbete.

I slutet av 1990-talet utvidgades detta IEA-samarbete med ett annex om energilagringsteknik i elsystem. Annexet innehöll både översikter över olika lagringstekniker och inventeringar av vilka problem dessa tekniker skulle kunna lösa i systemen för produktion, transmission, distribution. Elforsk och senare Energimyndigheten deltog i två etapper av detta projekt 1996-2000 som slutade med kunskapssammanställningar och förslag till demonstrationsprojekt⁶. De senare fördes dock aldrig vidare inom IEA. IEA har haft energilagring som en del av andra forskningssamarbeten, såsom högttemperatursuprledning⁷, väte och bränsleceller och på senare år i samarbeten om elnät (ENARD) och om smarta nät ISGAN. Det finns en ganska omfattande rapportering om IEA-projekten på Elforsks webbplats.

⁶Elforsk ägnade en del arbete åt energilagring och ellagring redan i sina visions- och framtidsstudier från mitten av 1990-talet

⁷Elforsk var fram t.o.m. år 2010 engagerat i IEA samarbetsprojekt om högttemperatursuprledning

USA

US Department of Energy, DOE, har sedan länge ett forskningsprogram om energilagring och som i stor utsträckning bedrivs vid dess nationella laboratorier särskilt Argonne, Lawrence Berkeley, Pacific Northwest och Sandia. Under 2012 bildade DOE en ny organisation med Argonne som nav för att påskynda utvecklingen av energilagring, Joint Centre for Energy Storage Research, JCESR. I DOE:s program ingår ett antal demonstrationsprojekt om energilagring som har startat och blir successivt operativa under 2012 och 2013, ett projekt om tryckluftlagring, CAES, dock först 2016. Demonstrationsprogrammet har följande delar:

- Batterilager för dygnsreglering av vindfarmer, (flera batteriprojekt)
- Frekvensreglering, (ett projekt, svänghjul, 20 MW 5 MWh)
- Distribuerad energilagring för stöd till nät, (olika batterityper, Li-jon, Vanadin Redox, ZinkBromid, avancerade blybatterier m fl)
- Tryckluftslager, Compressed Air Energy Storage CAES (ett projekt, 300 MWh)
- Demonstrationer av lovande nya energilagringstekniker, (nya tillämpningar av befintliga grundtekniker, batterier, svänghjul CAES)

En del av bakgrunden till programmet är att trots ett stort behov finns det fortfarande endast ett fåtal ellagringssystem integrerade i amerikanska elnät.

Sverige

Forskning pågår om flera energilagringstekniker vid svenska universitet och högskolor. ABB har utvecklat några lagringssystem. Energimyndigheten startar våren 2013 ett forskningsprogram om bättre batterier.

Den svenska noden av KIC⁸ InnoEnergy är ett samarbete mellan KTH, Uppsala Universitet, ABB och Vattenfall . Det är inriktat mot smarta nät och har som ett uttalat syfte att åstadkomma ett genombrott inom energilagring. Associerade partners och nätpartners är för närvarande Elforsk, Ericsson, Fortum, Logica, Nova Höskolecentrum, Power Circle, Seabased, Science partner, Sting, STRI och Svenska Kraftnät samt Technion.

Elforsk

Utöver medverkan i IEA projektet 1996-2000 har Elforsk drivit några projekt inom energilagring. Elforsk genomförde 2007-2008 en inventering av framtidens el- och värmeproduktions-tekniker däribland en studie av energilagring. Projektet resulterade i teknik och problemöversikter och förslag lämnades till en svensk forskningsstrategi för området. Projektet inom ramen för Elforsks Smart Grid program har redovisats ovan.

Kommentarer

Huvuddelen av pågående forskning i världen är teknisk/vetenskapligt inriktad, men det finns också inslag av systemforskning och forskning om market design för elsystem med ellagring inom EU och Sverige, däribland inom Elforsk⁹. På senare år har kopplingarna ökat mellan forskning om ellagring resp. smarta nät.

⁸ KIC är en Knowledge and Innovation Community under European Institute of Innovation and Technology, EIT

⁹ Elmarknadsreformen - behöver den reformeras? Elforsk rapport 12:32. Björn Hagman och Håkan Heden,

Översiktsrapporter mm

EPRI

Amerikanska EPRI. Electric Power Research Institute publicerade i december 2010 en stor översiktsrapport om både ellagringstekniker och deras roll i elsystem: "Electricity Energy Storage Technology Options A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits Technical Update. Rapporten är ett aktuellt och bra uppslagsverk.

EU

EU kom i början av 2013 ut med ett Working Paper The future role and challenges of Energy Storage. DG Ener Working Paper. Rapporten behandlar följande frågor och ger en god lägesbeskrivning och aktuella tekniska data men innehåller inget principiellt nytt utöver vad vi redovisat i denna rapport.

EU kom 2012 ut med rapporten Electricity Storage: How to Facilitate its Deployment and Operation in the EU Final report June 2012. Där diskuteras utförligt energilagringens plats i elsystem, särskilt om dessa förändras i riktning mot större andelar av distribuerad produktion, som exempelvis flera av elsystemen i EU Energy roadmap 2050. Rapporten diskuterar vidare konkurrens med alternativa tekniska lösningar, kopplingarna till smarta nät och tar upp frågor om Market Design i samband med ellagring. Rapporten talar om den "gamla världen" med centrala elproduktionssystem och den nya med större inslag av decentraliserad produktion, smarta nät och smarta apparater samt "demand side management"

Eurelectric

Eurelectrics rapport: Decentralised storage: impact on future distribution grids kom i juni 2012. Även den rapporten utgår från scenarierna i EU:s Energy Roadmap 2050 med en kraftig ökning av variabel förnybar elproduktion till 2050. Detta kommer att leda till utmaningar i att hålla stabiliteten i eltillförseln. Då kan ellagringsteknik bidra, vilket vattenkraft och pumpkraft redan gör.

Förnybar energi som matas in i låg- och mellanspänningsnät kommer att fordra ytterligare småskaliga nätanslutna lagringsresurser som kan stödja distribuerad elproduktion och möjliggöra nya tjänster såsom energy management och systemtjänster. Decentraliserad energilagring är inte ett naturligt monopol. Dock är nätanslutna ellager sällan ekonomiskt konkurrenskraftiga idag. Men tekniken har ändå hög ekonomisk potential på lång sikt. Regelsystemet för ellagring i nät är inte så utvecklat vilket skapar osäkerheter.

I förhållande till smarta nät är en egenskap hos energilagringsteknik att den kan användas för att skjuta upp investeringar i kapacitetshöjningar, genom att minska toppbelastningar och undvika konflikter om nätutbyggnader.

Ellagring via system med vätgas och bränsleceller ger kopplingar till det europeiska gasnätet. Ett sätt för långtidslagring av stora kvantiteter förnybar el är att använda naturgasnätet för att lagra elektrolytiskt framställd vätgas vid elöverskott, (Power-to-Gas, P2G). Processen kan utvidgas med att först framställa syntetiskt metan ur väte och CO₂. Denna "förnybara gas" kan lagras och transporteras i naturgasnätet. Alternativt kan den förbrännas i gaskraftverk.

IEA

IEA är i färd med att ta fram en Energy Storage Technology Roadmap och har haft seminarier i januari och februari 2013.

Elforsk

Elforsk medverkade i två etapper under åren 1996-2000 i ett IEA-projekt om energilagring i elsystem¹⁰. Elforsk genomförde 2007-2008 en inventering av framtidens el- och värmeproduktionstekniker däribland en studie av energilagring: Inventering av framtidens el- och värmeproduktionstekniker. Delrapport Energilagring. Elforsk rapport 08:83. Rapporten lämnar förslag till en svensk forskningsstrategi för området. Den innehåller en omfattande bibliografi och en kommenterad litteraturgenomgång.

Vattenfall

Vattenfall testar f. n. två batterianläggningar på 2 resp. 1 MW i Berlin.

¹⁰ Elforsk rapport 00:5 IEA Ellagring. Rapport från ett internationellt samarbete. Elforskrapport 00:6 IEA Ellagring. Rapport från ett internationellt samarbete. Elforskrapport 00:8 IEA Ellagring. Rapport från ett internationellt samarbete .

