

Maj 2018

Två NEPP-scenarier

En beskrivning av resultat från analyser med Times-modellen för NEPP:s två huvudscenarier, samt en redovisning av de viktigaste beräkningsförutsättningarna

Bo Rydén och Thomas Unger, Profu



Två NEPP-scenarier

En beskrivning av resultat från analyser med Times-modellen för NEPP:s två huvudscenarier, samt en redovisning av de viktigaste beräkningsförutsättningarna.

Maj 2018

Bo Rydén, Profu

Thomas Unger, Profu

Innehåll

Inledning.....	5
De två huvudscenarierna, en inledande beskrivning	5
"Green Policy Plus"	5
Climate Policy Mix	6
Metod för scenarioformuleringen	6
NEPP:s metod för scenarioformulering utgår från fyra omvärldsfaktorer	7
Traditionell metod för scenariobeskrivningar.....	7
Utvecklingen av omvärldsfaktorerna i scenarierna	7
Omvärldsfaktor 1: Politiska mål, styrmedel och övriga beslut	7
Scenarioskiljande antaganden mellan de två huvudscenarierna	9
Omvärldsfaktor 2: Teknikutvecklingen och tillgängligheten av ny teknik	9
Omvärldsfaktor 3: Elenergianvändningens och eleffektbehovets utveckling	10
Omvärldsfaktor 4: Prisutveckling och tillgången på bränslemarknaderna	11
Beräkningsresultat	11
Elenergiproduktionen i Sverige	11
Eleffektbehovet i Sverige	12
Nordisk och Nordeuropeisk elproduktion.....	15
Elprisutveckling.....	16
Sveriges elhandel med omvärlden	18
Fjärrvärme	19
Bostäder och servicesektorn	20
Industrisektorn	21
Bilaga – Viktiga beräkningsförutsättningar	23
Energibehov.....	23
Bränslepriser	24
Fossila bränslen	24
Biobränslen.....	24
Skatter	25
Utsläppsrätter för CO ₂	26
Stöd och elcertifikat	26
Elproduktion	27

Vattenkraft	27
Kärnkraft.....	27
Biobränslebaserad elproduktion	28
Gaskraft	29
Vindkraft.....	29
Sol	30
Carbon Capture and Storage (CCS)	31
Fjärrvärme - Hetvattenpannor	31
Övriga länder	32
Elhandel med grannländerna	33
Övrigt	33

Inledning

I denna etapp av NEPP, har vi – i enlighet med styrgruppens uttryckliga önskemål – valt att arbeta med (bara) *två huvudscenarier*, men därutöver genomföra en *mycket omfattande känslighetsanalys* för alla de parametrar som är centrala för energisystemets utveckling.

Våra två huvudscenarier beskrivs i denna rapport:

- **”Green Policy Plus” – med fokus på ökning av förnybar energi**
Ett mer entydigt fokus på förnybart inom samtliga delar av energisystemet där utvecklingen går snabbast inom el- och fjärrvärmesektorn. Fortsatt ambitiösa stöd till förnybart i kombination med snabb teknikutveckling är viktiga drivkrafter.
- **”Climate Policy Mix” – med fokus på reduktion av växthusgasutsläpp**
Bygger på EU:s och Sveriges energi- och klimatpolitiska mål till 2020, 2030 och 2050, det vill säga en mix av mål för växthusgasutsläpp, förnybart och effektiviseringar. Efter 2030 antar vi att tyngden förskjuts mot målet att minska växthusgasutsläppen. Vid sidan om förnybart och effektiviseringar är även kärnkraft och CCS möjliga optioner.

De två huvudscenarierna, en inledande beskrivning

Syftet med de två huvudscenarierna är att spegla ett antal viktiga trender i omvärldsutvecklingen mot 2050 med europeisk energi- och klimatpolitik samt teknikutveckling som nyckelfaktorer. Våra två huvudscenarier utgör en vidareutveckling av de fyra huvudscenarierna som definierades i NEPP-projektets första etapp. En utgångspunkt är att nyckelelement i de tidigare fyra scenarierna även återfinns i de två nya scenarierna.

”Green Policy Plus”

”Green Policy Plus” karaktäriseras framförallt av en fortsatt och accelererad satsning på förnybar energi inom EU genom olika nationella och gemensamma stödsystem. Även utanför EU antar vi i detta scenario att utbyggnaden av förnybart är relativt kraftfull, inte minst till följd av en hög takt i den tekniska utvecklingen för olika förnybara energislag. Det senare gynnar naturligtvis också den kraftfulla expansionen inom EU. Vi antar därmed att förnybarhetsmål av olika slag blir det dominerande inslaget i den europeiska energi- och klimatpolitiken. Målet för EU som helhet är formulerat mycket ambitiöst, närmare 100% år 2050 eller strax därefter. Vi antar att omställningen går fortast inom elproduktionen medan exempelvis industri- och transportsektorn tar längre tid på sig. Det starka fokuset på förnybar energi gör att handelssystemet för utsläppsrätter har en svag eller mycket svag styrning under hela perioden fram mot 2050.

I detta scenario antas att man globalt inte kommer överens om en samordnad och kraftfull klimatpolitik, det vill säga de nationella åtaganden som gjordes i samband med COP21 i Paris 2015 förverkligas inte. Det gör att efterfrågan på fossila bränslen fortfarande antas vara hög på många håll i världen, även om den snabba utvecklingen för förnybar energi leder till en dämpning i efterfrågan. Dessutom antar vi i detta scenario att utbudssidan för de fossila energislagen inte präglas av knapphet eller av höga utvinningskostnader. Vi antar inte att OPEC förmår att komma överens om mer långtgående produktionsbegränsningar utan man väljer snarare att investera i nya produktionskällor, samtidigt som vi antar att aktiviteten på produktionssidan i icke-OPEC länder är hög. Fortsatt teknisk utveckling

inom icke-konventionell olje- och gasutvinning leder till att sådan produktion är förhållandevis konkurrenskraftig. På sikt konkurreras dock de fossila energislagen ut av förnybart, i synnerhet inom EU, främst till följd av *subventionering och snabb teknikutveckling för de förnybara alternativen*.

Sammantaget präglas alltså detta scenario av låga energipriser till följd av hög teknikutveckling för förnybar energi, omfattande stöd till förnybar energi och god tillgång till fossila bränslen.

Climate Policy Mix

”Climate Policy Mix” tar sin utgångspunkt i EUs energi- och klimatpaket för 2020 och för 2030, vilket leder till en minskning av växthusgasutsläppen med 20% respektive 40% jämfört med referensåret 1990. Det innebär en mix av framförallt tre dominerande politiska mål: minska utsläppen av växthusgasutsläpp, öka andelen förnybar energi (27% till och med 2030) och öka energieffektiviseringen (30% till och med 2030 relativt en referensframskrivning för samma år). Efter 2030 antar vi att den politiska ambitionen med tre mål delvis består men där *tyngdpunkten framförallt förskjuts i riktning mot att minska växthusgasutsläppen*. Vi antar att den långsiktiga målsättningen med en åtminstone 80-procentig minskning av växthusgasutsläppen inom EU till och med 2050 uppfylls (jämför Roadmap 2050). Därmed ges utsläpps rättshandeln för CO₂ en huvudroll i omställningen av energisystemet, vilket på längre sikt leder till klart högre utsläpps rättspriser än idag. Vid sidan om förnybar energi och energieffektiviseringar antas även CCS och i viss utsträckning kärnkraft spela viktiga roller. Resurshushållning, materialåtervinning och avfallsprevention är ytterligare två nyckelord för att beskriva detta scenario. Även i omvärlden utanför EU görs tydliga ansträngningar för att dämpa, och på sikt reducera, de globala utsläppen i enlighet med utfästelserna vid (och efter) klimatmötet COP21 i Paris, december 2015.

Vi antar att fossilbränslepriserna i utgångsläget stiger i enlighet med IEAs långsiktiga prognoser men att de planar ut och återigen minskar något (i synnerhet kol) efter 2040 till följd av minskad efterfrågan på grund av mycket höga priser på utsläpps rätter. Här utgår vi framför allt från utvecklingen i IEA/WEOs scenario ”450 ppm” (450 ppm är den atmosfäriska koncentration av koldioxid som tros motsvara en temperaturökning på två grader). Efter 2030 fasas fossil energi ut framförallt genom *ökat kostnadstryck* från handelssystemet.

Metod för scenarioformuleringen

NEPP har tillgång till en omfattande ”verktygslåda” av datormodeller för analys av energisystemets utveckling. Gemensamt för modellerna är att de i sin analys (optimering eller simulering) hanterar de tekniska energisystemen och deras utveckling. Modellerna omfattar elsystemet, men vissa av dem även värmeförsörjningen och industrins energiförsörjning. De omfattar hela det Nordeuropeiska energisystemet.

Vår modell för den långsiktiga utvecklingen av energisystemen, TIMES-NORDIC, innehåller en detaljerad beskrivning av hela det tekniska system vi har idag i dessa länder, men även alla de alternativ som står till buds för den framtida utvecklingen. Med TIMES-NORDIC kan vi därigenom analysera (optimera) de mest kostnadseffektiva utvecklingarna av hela energisystemet och dess delsystem under den studerade perioden (t.ex. 2015-2050), för ett givet scenario.

NEPP:s metod för scenarioformulering utgår från fyra omvärldsfaktorer

I NEPP definierar vi scenarierna utifrån olika *antaganden om utvecklingen i det tekniska energisystemets omvärld*. Vi har valt att beskriva omvärldsutvecklingen utifrån fyra faktorer, eller grupper av faktorer. Antaganden om utvecklingen av dessa fyra omvärldsfaktorer formar NEPP:s beskrivning av scenarier:

1. Politiska mål, styrmedel och övriga beslut (bl.a. Energiöverenskommelsen)
2. Teknikutvecklingen och tillgängligheten av ny teknik (i produktion, nät och användning)
3. Energibehovets utveckling, inkl. energieffektiviseringar och efterfrågefleksibilitet
4. Prisutveckling och tillgång på bränslemarknaderna (olja, kol, naturgas och biobränslen)

Utformningen och utvecklingen av energisystemets olika delsystem, exempelvis elsystemet, blir sedan ett resultat av modellberäkningarna för varje scenario. Hur mycket förnybart som byggs ut, om kraftnätet förstärks, om användningen av de fossila bränslena minskar eller om elvärme byts mot annan uppvärmningsform bestäms inte på förhand, utan är exempel på de resultat som TIMES-NORDIC-modellen räknar fram.

Traditionell metod för scenariobeskrivningar

En mer traditionell metod för scenarioformulering och scenariobeskrivning omfattar både en beskrivning av hur omvärlden utvecklas och hur det tekniska energisystemet utvecklas. Fördelen med denna mer traditionella metod är (bl.a.) att man får en komplettare beskrivning av utvecklingen av energisystemet redan i själva scenarioformuleringen. Nackdelen är (bl.a.) att det är en *mycket mer omständlig process* om man vill arbeta med känslighetsanalyser och alternativa scenariobeskrivningar. Då måste (oftast) hela scenariobeskrivningen göras om.

Den metod som NEPP utnyttjar är däremot mycket väl lämpad för känslighetsanalyser, och det är enkelt att göra alternativa scenariobeskrivningar och – med bl.a. Timesmodellen – ta fram helt nya resultat för det tekniska energisystemets utveckling, utifrån alternativa antaganden om omvärldsutvecklingen.

Utvecklingen av omvärldsfaktorerna i scenarierna

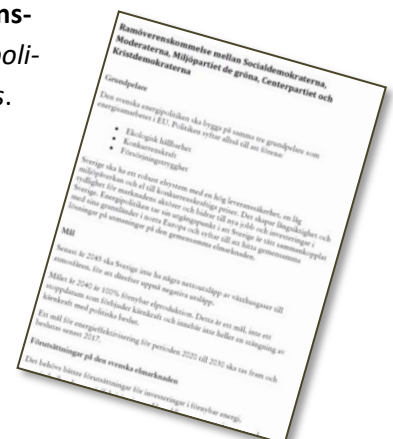
Utgångspunkten för NEPP:s analyser är alltså antaganden om de fyra omvärldsfaktorerna. Nedan redogör vi för de viktigaste gemensamma antagandena vi gjort för våra båda huvudscenarier.

Omvärldsfaktor 1: Politiska mål, styrmedel och övriga beslut

Huvudscenarierna baseras på utvecklingen enligt vår **svenska Energiöverenskommelse** – *Ramöverenskommelse mellan fem riksdagspartier om energipolitiken, från juni 2016 och EU:s Vinterpaket* – *Clean Energy for All Europeans*.

Energiöverenskommelsen anger bl.a. följande mål:

- Senast 2045 inga nettoutsläpp av växthusgaser, därefter negativa
- År 2040: 100 % förnybar elproduktion, utesluter dock inte kärnkraft
- Intensitetsmål för energieffektivisering: Sverige ska år 2030 ha 50 procent effektivare energianvändning jämfört med 2005. Målet uttrycks i termer av tillförd energi i relation till BNP.



Viktiga besked från Energiöverenskommelsen är bl.a.:

- Effektskatten för kärnkraft avvecklas och är borta 2018
- Elcertifikatsystemet förlängs/utökas med 18 TWh till 2030
- Fastighetsskatten på vattenkraft sänks
- Energiskatten på el höjs, med 4,2 öre/kWh år 2019

Det är också ett viktigt besked från Energiöverenskommelsen att överföringskapaciteten i elsystemet, såväl inom Sverige som mellan Sverige och grannländerna, ska ökas. Det skall då också bidra till att vi kan fortsätta att vara nettoexportör av elenergi, vilket också är uttalat i överenskommelsen. Däremot – och det är av central betydelse för detta uppdrag – ges i Energiöverenskommelsen inget uttalat besked om att vi – bl.a. som en följd av utökad överföringskapacitet – också skall ställa vår tillit till våra grannländer för att kunna hantera vårt effektbehov under årets alla timmar. Tvärtom, fick NEPP beskedet av Energikommissionens politiker vid en direkt fråga under en hearing på IVA under våren 2016, att vi inte skall lita till våra grannländer för att klara vårt ”toppeffektbehov”, utan ha en tillräckligt stor kapacitet tillgänglig inom landet, på lämpligaste sätt.

Energiöverenskommelsens besked om svensk elproduktion i 2040-perspektivet

Vi har därmed alltså tolkat Energiöverenskommelsen som att Sverige ur ett *elenergi*perspektiv ska ha en *nettoproduktion* år 2040 som är 100 % förnybar, men att kärnkraft inte är undantaget i produktionsmixen, samt att vi år 2040 även skall producera minst lika mycket *elenergi* som vi själva använder (vi är alltså fortsatt nettoexportör av *elenergi*).

Däremot har Energiöverenskommelsen inte satt något mål för den produktionskapacitet vi skall ha år 2040 och i vilken utsträckning vi skall klara vårt eget effektbehov under året. Vår tolkning är då att Energikommissionen inte uttryckligen valt att frångå den ansvarssituation vi haft under lång tid, som inneburit att vi haft tillräckligt med kapacitet i vårt land för att kunna klara effektbehovet under årets alla timmar, om det skulle bli nödvändigt.

Stöd till förnybar energi

I Energiöverenskommelsen anges att ”den förnybara energin ska fortsätta att byggas ut. Elcertifikatsystemet ska förlängas och utökas med 18 TWh nya elcertifikat till 2030.” Vi har också inkluderat denna ambitionsökning på 18 TWh i våra huvudscenarier i denna analys.

Energiöverenskommelsen poängterar sedan att ”effektfrågan är viktig att beakta när det gäller utbyggnad av förnybar elproduktion. Denna fråga får berörda myndigheter i uppdrag att analysera.” Vår tolkning är att detta är en ambition från Energikommissionens sida, men inga direkta beslut är fattade för att garantera att effektfrågan beaktas. Däremot ser vi framför oss en teknikutveckling för främst vindkraft, som ger ett större effektbidrag även vid lägre vindstyrkor. Det leder till ett större effektbidrag, och den teknikutvecklingen har också inkluderats i våra huvudscenarier.

En fungerande efterfrågeflexibilitet

I Energiöverenskommelsen anges att ”de åtgärder som krävs för att få till en fungerande efterfrågeflexibilitet, det vill säga att kunderna fullt ut ska kunna delta på elmarknaden, ska genomföras.” Vår tolkning är att detta är en tydlig ambition från Energikommissionens sida, men att man ännu inte omsatt den i konkreta mål och styrmedel. Forumet för smarta elnät, liksom utredningen ”Mindre

aktörer i ett energilandskap i förändring” är två politiska initiativ som båda kan leda till mer konkreta åtgärder för en fungerande efterfrågefleksibilitet. Samtidigt pågår en utveckling på marknaden där såväl tekniska som marknadsmässiga lösningar för fungerande efterfrågefleksibilitet nu introduceras.

EU:s Vinterpaket

EU:s Vinterpaket påverkar naturligtvis också starkt utvecklingen av vårt svenska och våra grannländer energisystem. Det är ett mycket omfattande och ambitiöst politiskt paket, och innehåller bl.a. förslag som ska leda till en mer modern och flexibel energimarknad, rättvisa villkor för konsumenter, en mer modern och flexibel energimarknad, rättvisa villkor för konsumenter, smarta städer, ökad energieffektivisering, fungerande Energiunion och mycket mer.

Vinterpaketet håller fast vid det mål om 27% förnybar energi 2030 som EU:s regeringschefer tog vid Europeiska rådets möte hösten 2014. Energieffektiviseringsmålet föreslås uppdateras till 30% till 2030, från rådets tidigare 27%. Målet för växthusgasutsläpp i EU är 40% minskade utsläpp till 2030.

Scenarioskiljande antaganden mellan de två huvudscenarierna

Det är för omvärldsfaktorer som berör energi- och klimatpolitik, det vill säga ”omvärldsfaktor 1” som vi gjort de viktigaste scenarioskiljande antagandena:

- I scenariot ”Climate Policy Mix” antas ett stort fokus på klimatpolitiken i såväl EU som i Sverige/Norden. Därför antas en relativt snabb ökning av priset på utsläppsrätter. De nationella stödsystemen för förnybart avvecklas successivt, eller förlängs åtminstone inte.
- I scenariot ”Green Policy Plus” antas istället en långsammare utveckling av priset på utsläppsrätter, samtidigt som de nationella stödsystemen för förnybart förlängs och utökas i samtliga länder i Europa.

Se även den inledande beskrivningen av de båda scenarierna i kapitlet ”De två huvudscenarierna, en inledande beskrivning” ovan.

Omvärldsfaktor 2: Teknikutvecklingen och tillgängligheten av ny teknik

Teknikutvecklingen i huvudscenarierna har fokus på grön teknik som vindkraft, solpaneler, efterfråge- och systemåtgärder för att hantera variabel produktion och konsumtion. Beräkningsförutsättningar och antaganden härom beskrivs i bilaga.

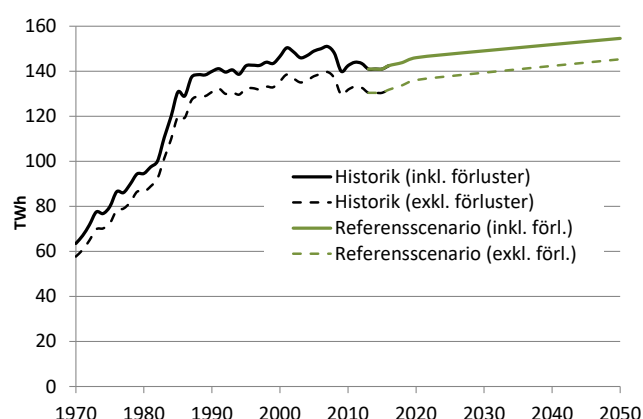
Vi har exempelvis inkluderat en teknikutveckling för vindkraft som ger ett högre effektutnyttjande, samt en fortsatt kostnadsminskning för solceller.

Vi har i huvudscenarierna också antagit en avvecklingstakt för den svenska kärnkraften, sådan att vi efter 2020 endast har sex reaktorer i drift (de yngsta). Dessa drivs sedan vidare under en antagen livslängd på upp till 60 år.

Omvärldsfaktor 3: Elenergianvändningens och eleffektbehovets utveckling

I huvudscenarierna antar vi en utveckling av vår svenska elenergianvändning, från dagens drygt 140 TWh/år, (inkl. distributionsförluster) till drygt 150 TWh/år (inkl. distributionsförluster) efter år 2040.

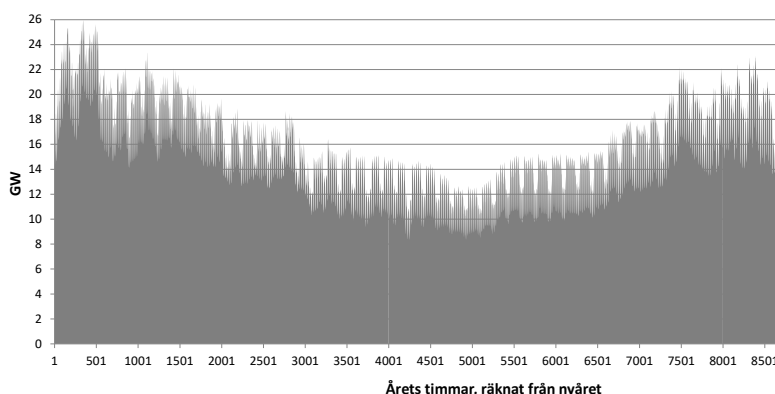
Befolknings- och BNP-ökningen är starka drivkrafter som påverkar elanvändningen uppåt, men vi antar samtidigt en fortsatt stark och ökande effektivisering, som till stor del balanserar och dämpar ökningstakten för elanvändningen. (Se bilaga 1 för utförligare beskrivning om elanvändningens utveckling.)



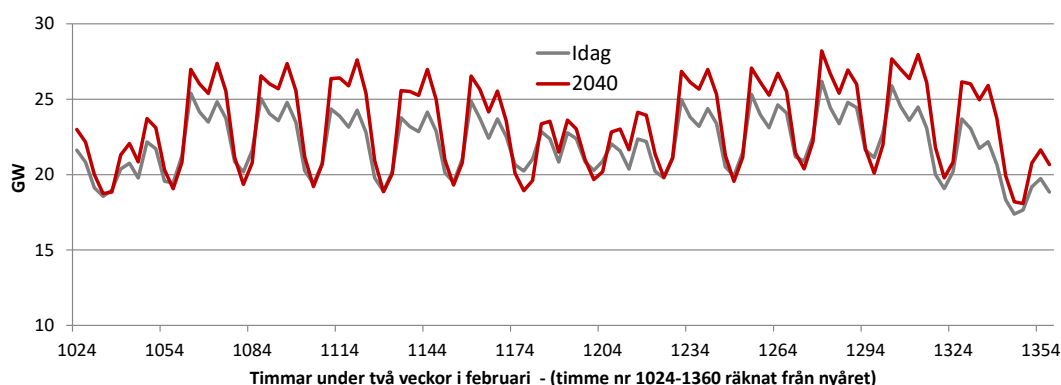
Effektbehovet

NEPP har ett stort fokus på eleffektbehovet. Det varierar över året. Figuren nedan visar det svenska eleffektbehovet, inklusive distributionsförluster, år 2016. Vi kan tydligt se skillnaderna i effektbehov mellan vinter och sommar, samt för vardagar respektive helgdagar.

Figur: Effektbehovet (inkl. distributionsförluster) i Sverige idag – helåret 2016.



I figuren nedan redovisar vi effektbehovet för två vinterveckor i mitten av februari, såväl för idag som för en tidpunkt omkring år 2040 i våra huvudscenarier. Eleffektbehovet (GW) antas öka i något större takt och utsträckning än vad elanvändningen (TWh) gör, som en följd av att effektprofilen över medeldygnet förväntas bli "något spetsigare" till 2040 jämfört med idag.



Figur: Effektbehovet (exkl. distributionsförluster) i Sverige för två vinterveckor. Figuren visar en jämförelse mellan det faktiska utfallet idag och våra huvudscenariers effektprofil kring år 2040. Observera att skalan på y-axeln är bruten, och inte går ner till noll.

Huvudskälet till att effektprofilen antas bli något spetsigare grundar vi i NEPP:s pågående analyser, där det tydligt framgår att den ”personrelaterade” delen av effektbehovet uppvisar en mycket större dygnvariation (är mycket spetsigare över dygnet) än vad den ”apparat- och maskinrelaterade” delen av behovet gör. Det framgår också av NEPP:s analyser att den personrelaterade andelen av effektbehovet ökar något medan den apparat-/maskinrelaterade andelen minskar, inte minst som en följd av den stadigt minskade elanvändningen för uppvärmning. (I andra NEPP-arbeten och rapporter beskrivs effektbehovets utveckling utförligare; se www.nepp.se.)

I våra huvudscenarier har vi även inkluderat en ökning av efterfrågefleksibilitet, både som en följd av att ökad intelligens i apparater och maskiner automatiskt kommer att leda till ett utbud av flexibilitet i viss utsträckning, dels som en följd av mer ”aktiva” ageranden för exempelvis effektstyrning i industrin, smart laddning av elfordon och smart hantering av elanvändningen för uppvärmning, exempelvis via aggregatorer.

Omvärldsfaktor 4: Prisutveckling och tillgången på bränslemarknaderna

Antagandena om bränsleprisutvecklingen baseras på nationella och internationella källor och prognoser, bl.a. på IEA:s scenarier i World Energy Outlook (WEO)¹. (I bilagan ges en utförligare beskrivning av bränsleprisantaganden och tillgång.)

Beräkningsresultat

Utgångspunkten för NEPP:s analyser är alltså antaganden om de fyra omvärldsfaktorerna, enligt ovan. Nedan beskriver vi några centrala resultat från våra modellanalyser av huvudscenarierna med vår Timesmodell.

Elenergiproduktionen i Sverige

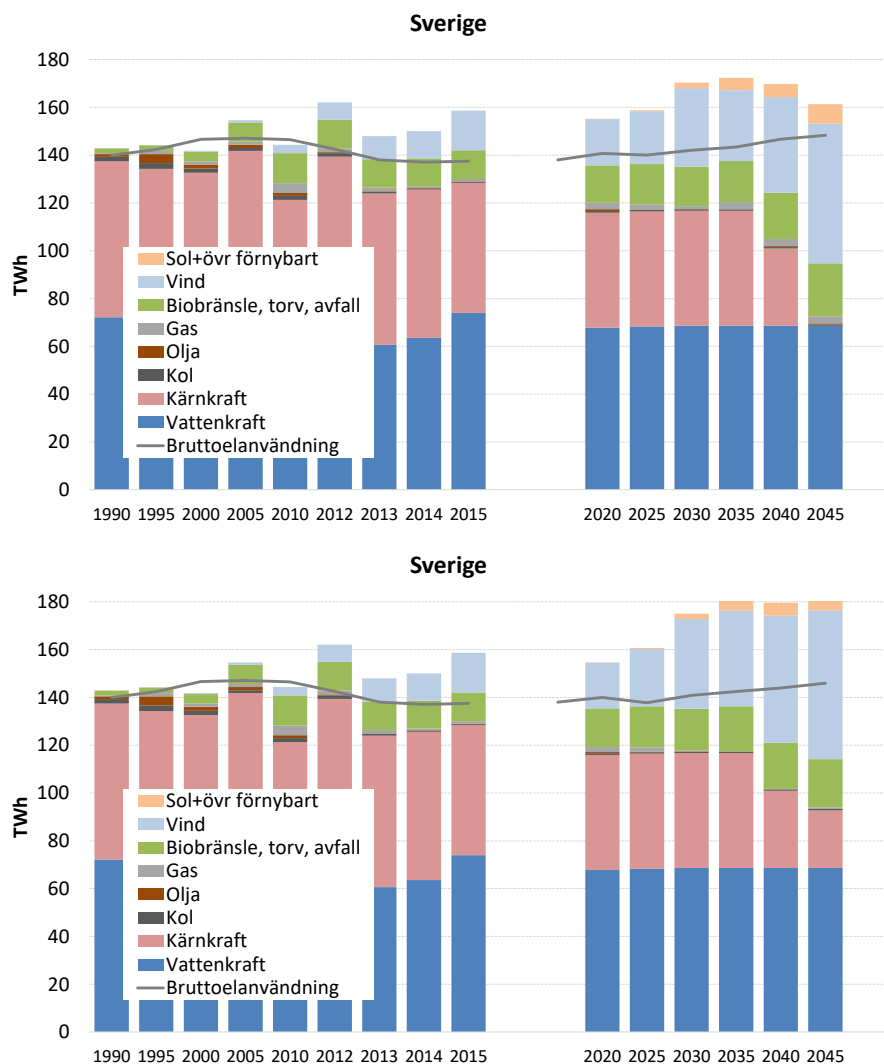
Utvecklingen av elproduktionen i Sverige fram till 2035 styrs i hög grad av Energiöverenskommelsens beslut om det utökade elcertifikatsystemet med 18 TWh ny förnybar elproduktion mellan 2020 och 2030. Vindkraft kommer att svara för en övervägande del av denna nya förnybara elproduktion; så även i våra huvudscenarier (se figurerna nedan). Utbyggnaden av vindkraften under 2020-talet kan t.o.m. ske snabbare än vad Timesanalyserna visar på. Tillsammans med elproduktionen i de sex kärnkraftsreaktorer som drivs vidare efter 2020 – och övrig kraftproduktion, främst vattenkraft och biobränsleeldad kraft – kommer vår elproduktion fram till 2035 att ge ett allt större produktionsöverskott.

Efter år 2035 avstannar ökningen i vår svenska elproduktion i våra huvudscenarier, som en följd av avveckling av kärnkraftsreaktorer. Samtidigt visar våra modellanalyser på ett successivt högre elpris under perioden 2030-2045, vilket då motiverar att vi fortsätter att investera i ny produktion, främst sol- och vindkraft, och därmed också fortsätter att producera ett årligt elöverskott även (långt) efter 2035.

I scenariot ”Green Policy Plus” kommer den svenska elproduktionen att vara helt förnybar år 2045. I scenariot ”Climate Policy Mix”, där elprisökningen blir större (se nedan) som en följd av snabbt stigande CO₂-priser, görs däremot reinvesteringar i en del av kärnkraften och denna drivs vidare även år

¹ International Energy Agency (IEA), ”World Energy Outlook 2017”, November 2017, www.iea.org.

2045 och därefter. Då summan av den svenska vind- och solkraften är ungefär densamma i de båda huvudscenarierna, innebär detta att nettoexporten från Sverige är ännu större i "Climate Policy Mix".



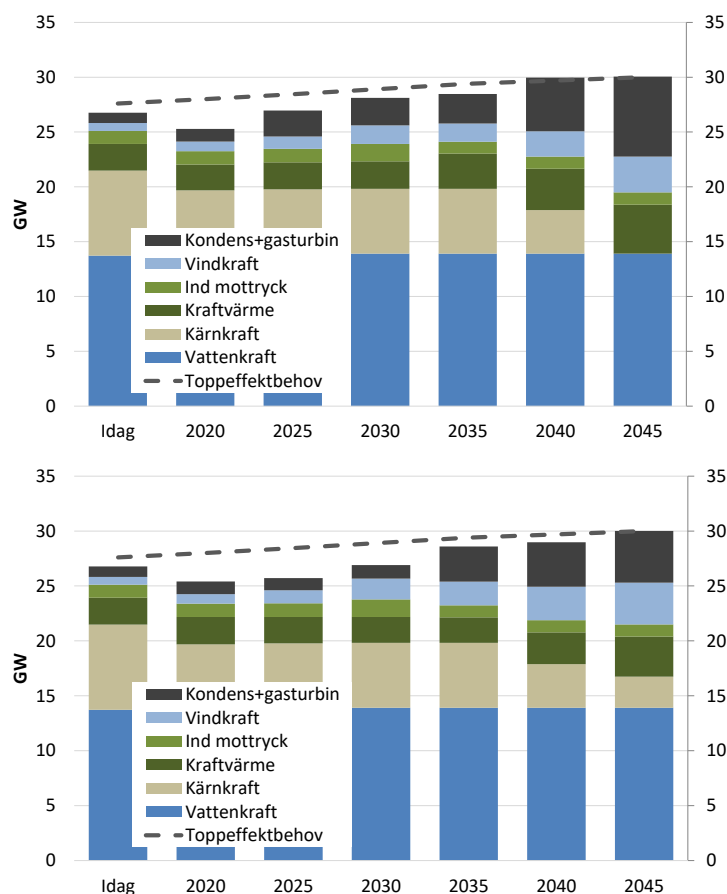
Figur: Elproduktion i Sverige i våra två huvudscenarier, "Green Policy Plus" (överst) och "Climate Policy Mix" (underst). Källa 1990-2015: Eurostat och Svensk Energi/Energiföretagen

I Energiöverenskommelsen är ambitionen att Sverige skall fortsätta vara en nettoexportör av elenergi tydligt uttalad. Så är, vilket figurerna ovan visar, också fallet i våra huvudscenarier med nettoexport under hela den studerade perioden. Lägst nettoexport har vi i slutet av den studerade perioden i "Green Policy Plus", där nettoexporten är drygt 10 TWh.

Eleffektbehovet i Sverige

Som framgår ovan ger den svenska elproduktionen ett överskott av elenergi under hela den studerade perioden, och vi har en nettoexport av elenergi till våra grannländer under alla år i båda våra huvudscenarier. Däremot visar båda huvudscenarierna på ett underskott av eleffekt under de närmaste 10-15 åren. Detta underskott kan komma att uppträda under relativt många av årets timmar, och då främst naturligtvis under vintern, men även till viss del under andra årstider. Vid en topplast-situation (enligt "tioårsvinterkriteriet" – se härom längre fram i denna rapport) kommer vi att få lita till import i båda våra huvudscenarier på upp till 3 GW för modellåren 2020-2025, räknat på timbasis. Orsaken är att vi stänger de äldre kärnkraftverken senast 2020 (och har då endast de sex yngre reaktorer kvar).

torerna kvar) och nyinvesteringar i ny produktionskapacitet (bl.a. gasturbiner) inleds inte förrän modellåret 2025.



Figur: Tillgänglig planerbar och reglerbar elproduktionseffekt i Sverige i våra två huvudscenarier, "Green Policy Plus" (överst) och "Climate Policy Mix" (underst), enligt Timesmodellens resultat.

I NEPP-rapporten *Flexibilitet – i en ny tid* (maj 2018, www.nepp.se) görs en mer omfattande genomgång av det planerbara och reglerbara effektbehovets utveckling i huvudscenarierna (särskilt för "Green Policy Plus", som i den rapporten benämns "referensscenariot"). Se även faktarutan på nästa sida om eleffektbehovet (i "Green Policy Plus").

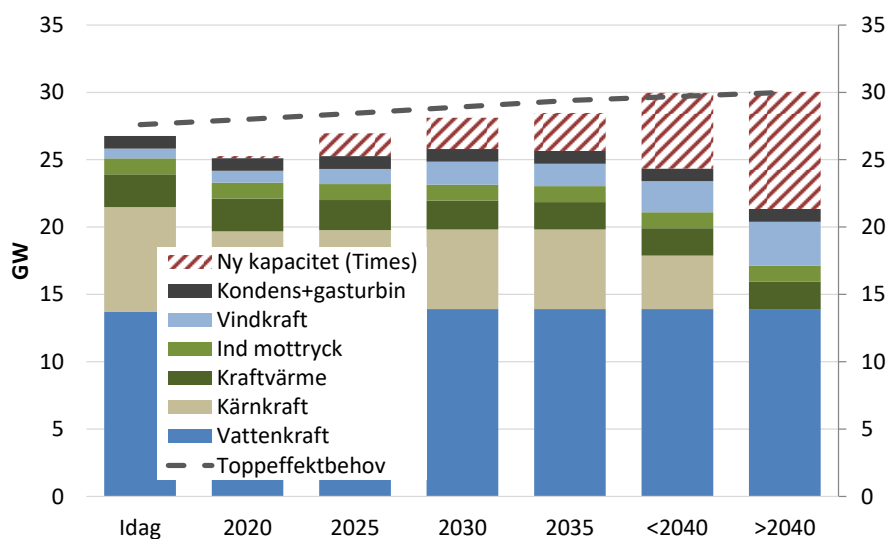
När TIMES-NORDIC-modellen får i uppgift att investera för att täcka toppeffektbehovet med ny produktion och nya nät.

NEPPs TIMES-NORDIC-modell är en investeringsmodell över Nordeuropas energisystem, och modellen visar på den kostnadseffektivaste utveckling av hela det Nordeuropeiska elsystemet för hela den studerade perioden, relativt en given utveckling av elanvändningen och effektbehovet. Ett av randvillkoren för Times är just toppeffekten. Den är preciserad per land, men modellen har också möjligheten att utnyttja, och även bygga, reglerbar effekt i ett land för att täcka toppeffekt i ett annat (och då naturligtvis tillse att det finns tillräckligt med överföringskapacitet tillgänglig, vilket i sig kan kräva nyinvesteringar).

I våra huvudscenarier väljer Timesmodellen två olika strategier för den reglerbara toppeffekten i Sverige, vilka också delvis används parallellt:

- Att lita till (viss) import för toppeffekten: I det mycket korta perspektivet, för modellåret 2020, är möjligheten till nyinvesteringar mycket små. Vi blir därför hänvisade till att lita till import av effekt, för att även klara en eventuell topplastsituation (motsvarande tio-årsvintern). Även för modellåren 2025-2035 väljer Times att – till en mindre del – lita till importen för att klara eventuellt topplastbehov.
- Att investera i ny planerbar kapacitet i Sverige, för att säkra upp att vi har kapacitet den kallaste timmen motsvarande det ovan identifierade toppeffektbehovet. Denna kapacitet är till stor del gasturbiner, dvs. av typen ”billig i investering och dyr i drift”.

Figuren nedan visar utfallet av TIMES-NORDIC-modelleringen för ”Green Policy Plus”, och visar den tillgängliga reglerbara effekten i Sverige, både den nya (röd streckad) och den existerande och kvarvarande. Av figuren kan vi alltså konstatera att Times-modellen väljer att utnyttja båda strategierna samtidigt under modellåren 2025-2035, dels bygga ny kapacitet i Sverige och dels importera då det finns ledig kapacitet i produktion utanför Sverige, samt plats på överföringskabellarna, för att täcka en mindre mängd av topplastunderskottet med importerad kraft. För modellåren kring 2040 väljer TIMES-NORDIC däremot enbart strategin att (ny)investera så att vi har produktionskapacitet fullt ut i Sverige för att täcka underskottet. Utnyttjningstiden för denna nya kraftproduktion är dock liten. Under modellåren kring 2040 är den i genomsnitt 50-100 timmar för den nybyggda kapaciteten, och för modellåren dessförinnan bara några tiotals timmar i snitt.



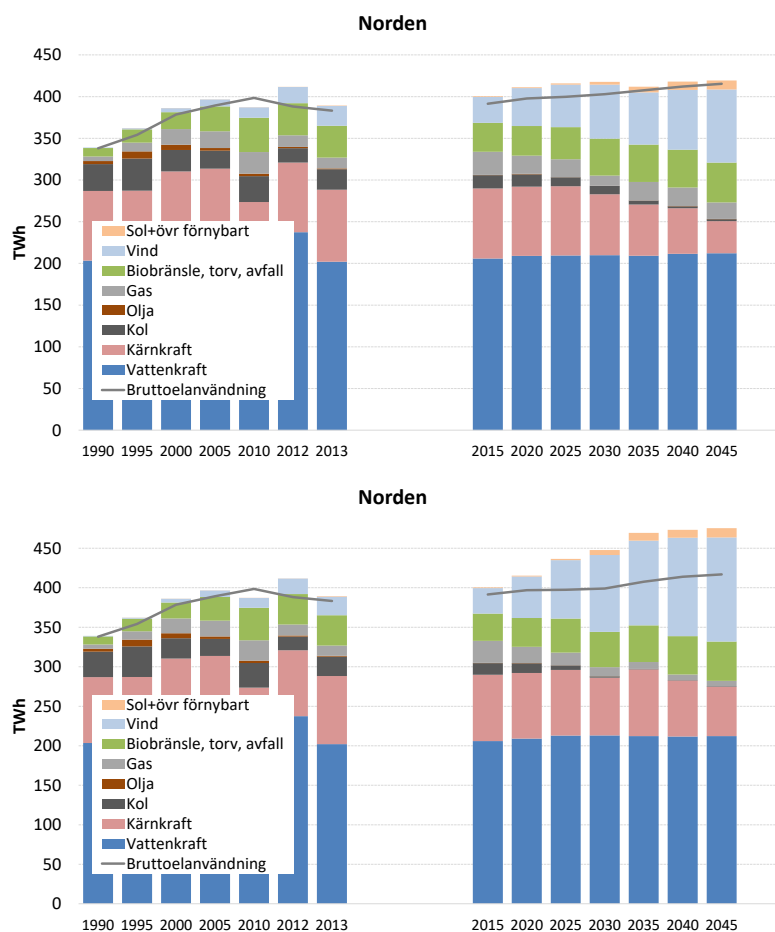
Nordisk och Nordeuropeisk elproduktion

Alla våra modellanalyser i NEPP hanterar hela Nordeuropas elsystem, och optimerar dess utveckling för alla länder samlat. Det innebär att modellresultaten också inkluderar alla de samordningsvinster som ett gemensamt Nordeuropeiskt elsystem och elmarknad har möjlighet till. Nedan redovisar vi utvecklingen av elsystemen (samlad) för Norden och Nordeuropa i våra huvudscenarier.

Norden

Vattenkraften växer långsamt, med cirka 5 TWh till 2030 och 10 TWh till 2050 i båda huvudscenarierna. Kärnkraften i Sverige avvecklas i "Green Policy Plus" efter 60 års drift, medan de nya finska verken är kvar därefter. I "Climate Policy Mix" sker reinvesteringar i den svenska kärnkraften. Den kol- och naturgaseldade kraftproduktionen i Norden ersätts successivt under den studerade perioden. Biobränsleeldad elproduktion i kraftvärme och mottryck ökar, även om ökningen är relativt måttlig p.g.a. att det värmeunderlag i fjärrvärme och industri som finns kvar att utnyttja är begränsat. Vindkraften ökar kraftigt och, mot slutet av perioden, utgör (säkerligen) även solkraft en tydlig del av den nordiska produktionen i båda huvudscenarierna.

Den allra tydligaste *skillnaden* mellan de båda scenarierna är att Norden blir en mycket större nettoexportör av elenergi i "Climate Policy Mix", dvs. när fokus är på klimatmålet och CO₂-priserna (och elpriserna) stiger snabbare under den studerade perioden. Under hela perioden 2025-2045 har vi då en nettoexport på 50-100 TWh från Norden till övriga Europa.



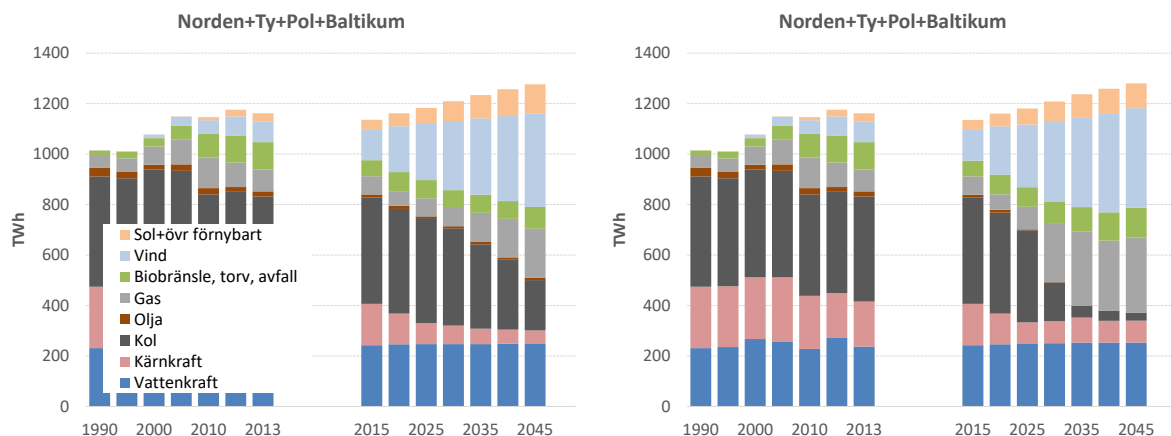
Figur: Elproduktion i Norden i våra två huvudscenarier, "Green Policy Plus" (överst) och "Climate Policy Mix" (underst). Källa 1990-2013: Eurostat

Nordeuropa

Vidgar vi den geografiska regionen till att även omfattar övriga Östersjöländer, dvs. Tyskland, Polen och de Baltiska länderna, är – vilket är att notera – den befintliga elproduktionsmixen mycket mer fossilbränsleberoende. Utvecklingen i våra huvudscenarier går dock även här mot en snabbt växande förnybar andel, från en cirka 45%-ig fossilbränsleandel idag till cirka 30% kring år 2040, samtidigt som elanvändningen antas ha en betydande ökning.

Förnybar elproduktion byggs ut rejält tack vare stödsystemen i "Green Policy Plus" och de allt högre priserna på utsläppsrätter i Climate Policy Mix. Samtidigt fasas fossilbränslebaserad elproduktion ut ur systemet (antingen i förtid på grund av konkurrensskäl eller på grund av ålder), eller – främst i "Climate Policy Mix" – kompletteras med CCS (eller byts mot CCS-integrerade verk). De höga elpriserna på längre sikt i "Climate Policy Mix" motiverar också vissa nyinvesteringar i kärnkraft, bland annat i Finland och Polen.

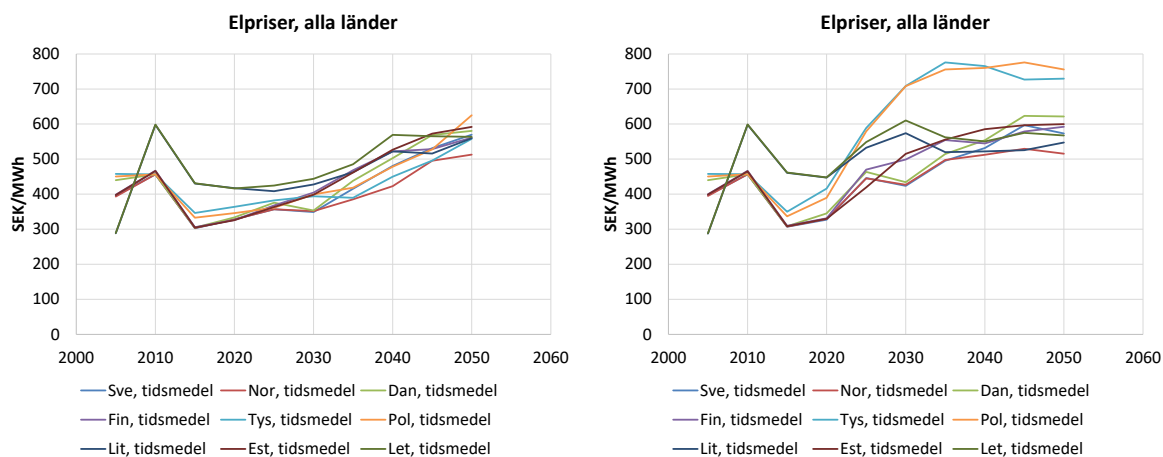
I "Climate Policy Mix" utgör den klart största delen av naturgas- och kolkraftproduktionen i slutet av den studerade perioden av CCS. Detta i motsats till i "Ref". Detta i motsats till i "Green Policy Plus"-scenariot där CCS i stort sett inte alls blir lönsam. Därmed är det stor skillnad på CO₂-utsläppen från den nordeuropeiska elproduktionen i dessa bägge scenarier, med klart lägre utsläpp i "Climate Policy Mix".



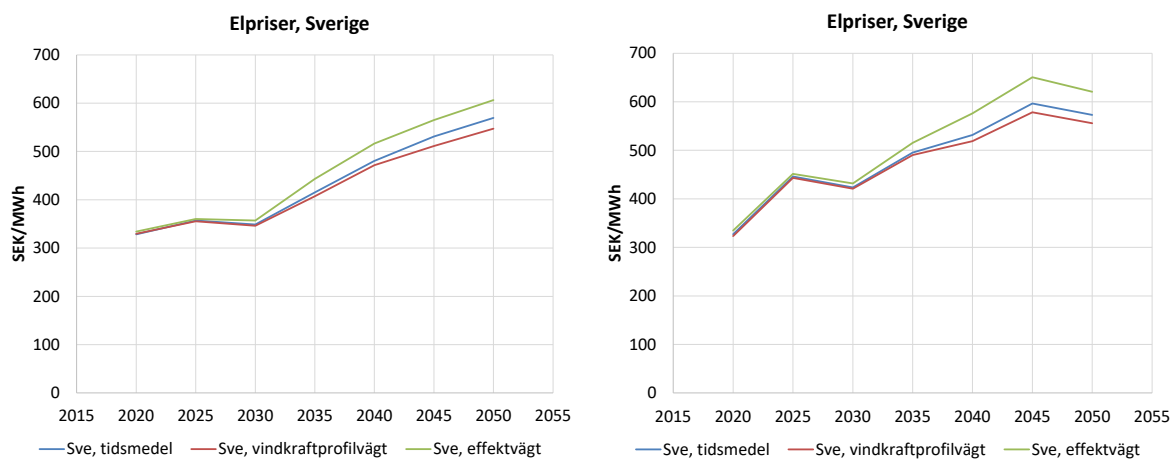
Figur: Elproduktion i Nordeuropa i våra två huvudscenarier, "Green Policy Plus" (till vänster) och "Climate Policy Mix" (till höger). Källa 1990-2013: Eurostat

Elprisutveckling

Den beräknade elprisutvecklingen (systempriserna) i de båda huvudscenarierna för samtliga modellerade länder redovisas i figurerna nedan (och priserna för enbart Sverige, därunder). Eftersom el handlas över gränserna så följs de olika ländernas elpriser åt. I de fall överföringskapaciteterna är begränsande så kvarstår skillnader i elpriser. I "Climate Policy Mix" medför de höga CO₂-priserna inom ETS för Polen och Tyskland, som även efter 2030 fortfarande har en väsentlig andel fossilkraft, att elpriserna i produktionsledet i dessa länder blir relativt höga.



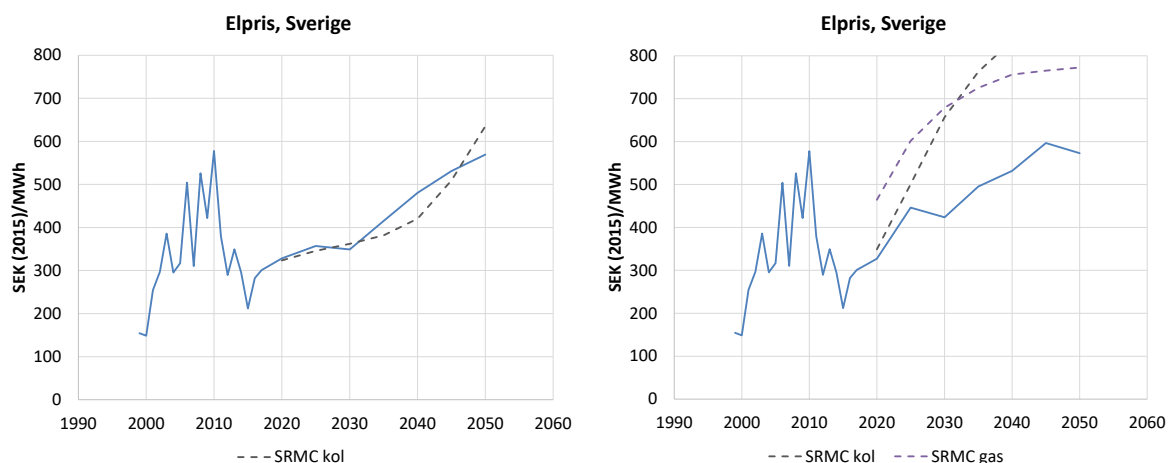
Figur: Elprisutveckling (tidsmedelviktad) för nio av de studerade länderna i Nordeuropa. "Green Policy Plus" visar till vänster och "Climate Policy Mix" till höger. (Priserna är i samtliga figurer beräknade som årliga genomsnitt.)



Figur: Elprisutveckling i Sverige (med tre olika viktningar). "Green Policy Plus" visar till vänster och "Climate Policy Mix" till höger. (Priserna är i samtliga figurer beräknade som årliga genomsnitt.)

Nedan presenteras prisutvecklingen (systempriset) i Sverige tillsammans med historiska priser från 1998.² Den relativt kraftiga framtida prisökningen i våra scenarier blir då extra tydlig, inte minst i kontrast till de senaste årens låga priser.

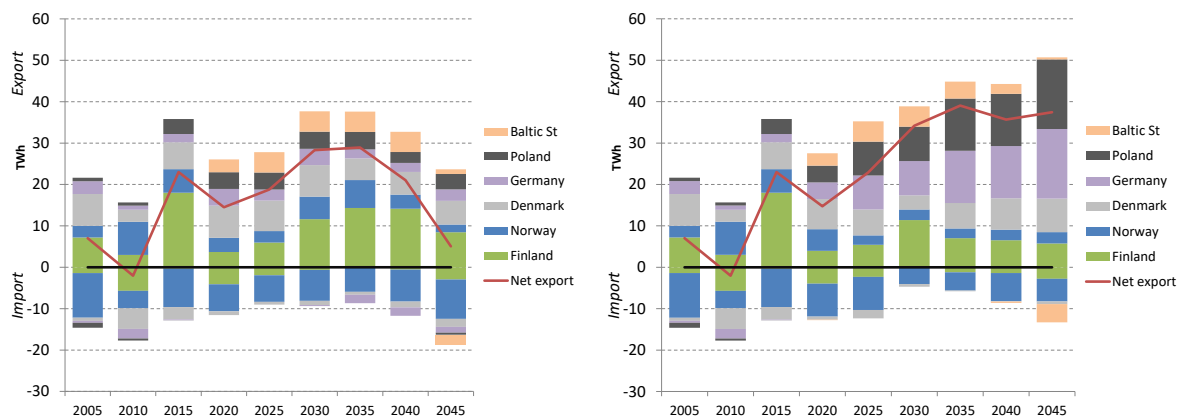
² Modellverktyget saknar indelning i olika prisområden utan varje land som omfattas av modellbeskrivningen behandlas som ett prisområde. Det är med andra ord elpriset i prisområde "Sverige" som vi redovisar här. Så här långt har prisskillnaden mellan de olika prisområdena i Sverige varit små sett över ett helt år (under vissa timmar har dock skillnaderna kunnat vara avsevärt större)



Figur: Beräknad elprisutveckling i Sverige i våra två huvudscenarier, "Green Policy Plus" (till vänster) och "Climate Policy Mix" (till höger). (Elpriserna är beräknade som årliga genomsnitt för hela landet; källa 1998-2015: Nordpool Spot). I figuren visas också den kortsiktiga marginalkostnaden för ett kol-kondensverk och ett gaskondensverk

Sveriges elhandel med omvärlden

I bägge scenarierna blir Sverige en stor nettoexportör fram till 2035, i storleksordning 15-40 TWh beroende på år. Utvecklingen därefter skiljer sig mer markant mellan scenarierna. De höga elpriserna samt de mycket höga produktionskostnaderna för den fossilbränslebaserade elproduktionen som finns kvar på Kontinenten gör att exportöverskottet för Sveriges del kvarstår även efter 2035 i "Climate Policy Mix". När det gäller "Green Policy Plus" så medför de väsentligt lägre CO₂-priserna även efter 2035 att fossilbränslebaserad elproduktion från Kontinenten importeras till Sverige under vissa tidsperioder, inte minst när kärnkraften fasas ut. Som vi sett i en tidigare figur så följer elpriskurvan marginkostnaden för kolkondens relativt väl under hela beräkningsperioden i "Green Policy Plus" vilket därmed indikerar kolkraftens viktiga roll i prisbilden i detta scenario, trots stort fokus på förnybart. Även om nettoexporten minskar i "Green Policy Plus" efter 2035 så är den dock fortsatt positiv under resten av beräkningsperioden fram till 2045. Fossilbränslebaserad elproduktion finns alltså fortfarande i bruk på Kontinenten efter 2035, samtidigt som utbyggnaden av förnybar elproduktion är mycket kraftfull vilket vi kunnat se i tidigare figurer.



Figur: Elhandel mellan Sverige och grannländerna i "Green Policy Plus" (vänster) och "Climate Policy Mix" (höger)

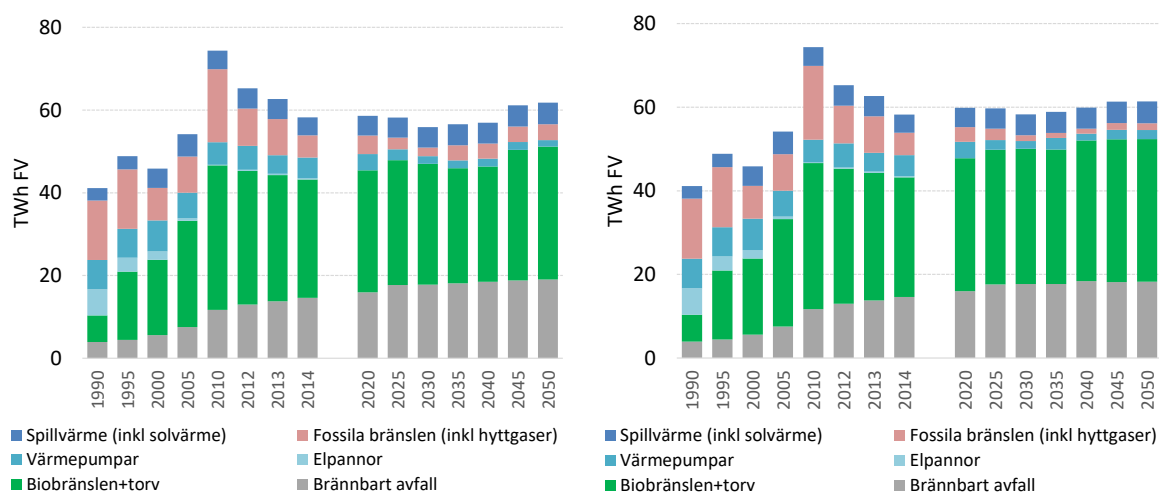
Överföringskapaciteten från/till Sverige

I "Climate Policy Mix" byggs överföringskapaciteterna ut från och till Sverige med omkring 3 GW till och med 2040 (jämfört med dagens omkring 10 GW). Det är huvudsakligen överföringarna till Kontinenten som förstärks. I "Green Policy Plus" är däremot utbyggnaden mer blygsam och det är i första hand de befintliga ledningarna som utnyttjas och då mer i riktning mot ökad export och minskad import fram till 2035. Som vi kunnat se i tidigare figurer är skillnaden i elprisutveckling mellan å ena sidan Norden och å andra sidan Kontinentaleuropa klart större i "Climate Policy Mix" än i "Green Policy Plus", vilket därmed också förklarar skillnaden i utbyggnaden av överföringskapaciteterna.

Fjärrvärme

Fjärrvärmeproduktionen presenteras i figurerna nedan för båda huvudscenarierna. Fjärrvärmeunderlaget viker inledningsvis något nedåt i bägge scenarier till följd av ökad konkurrens från värmepumpar och effektiviseringar på värmemarknaden. Nedgången är något större och längre i "Green Policy Plus" eftersom elpriserna är lägre i det fallet, vilket därmed stärker värmepumparnas konkurrenskraft ytterligare. På längre sikt, efter 2035, når dock elpriserna en sådan nivå att elbaserad uppvärmning tappar något i konkurrenskraft gentemot fjärrvärme. När elpriserna stiger ökar fjärrvärmens konkurrenskraft från två håll: dels blir elbaserad uppvärmning dyrare och dels ökar intäkterna för kraftvärmeproduktion i fjärrvärmesystemen.

I figuren nedan kan man också se att det fossila inslaget i fjärrvärmeproduktionen är lägre i "Climate Policy Mix" än i "Green Policy Plus" till följd av de högre priserna på CO₂. Det är framförallt naturgas som påverkas av detta medan hyttgaser och den fossila andelen av det brännbara avfallet antas vara relativt opåverkade av scenariovalet.



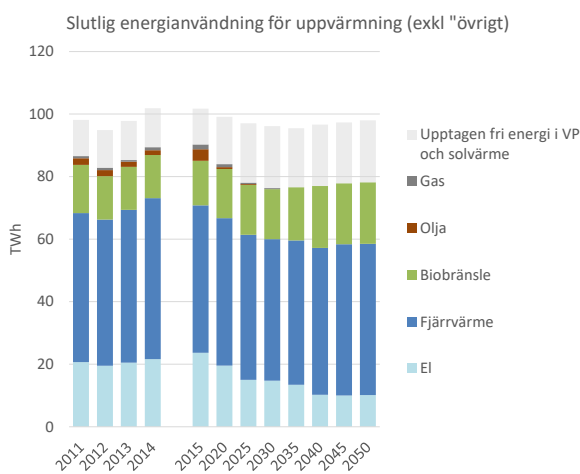
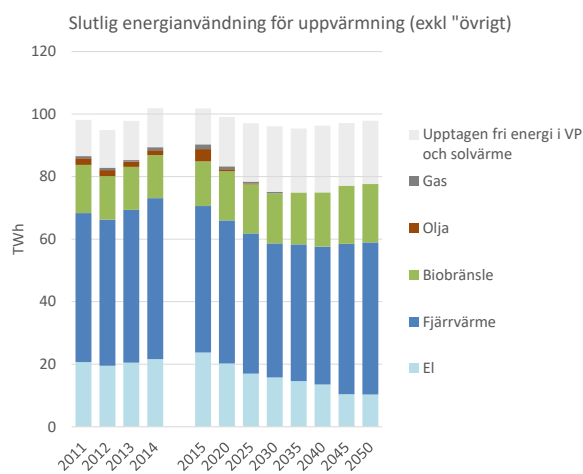
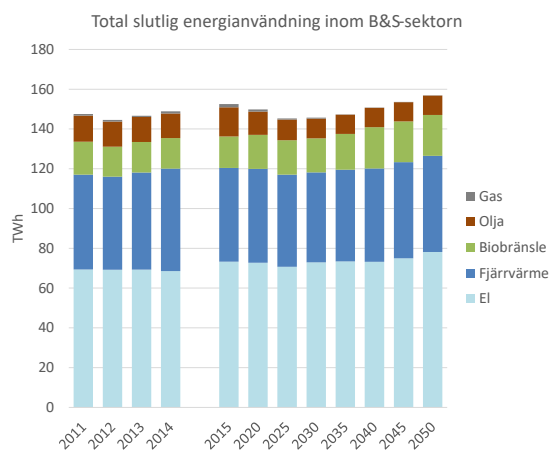
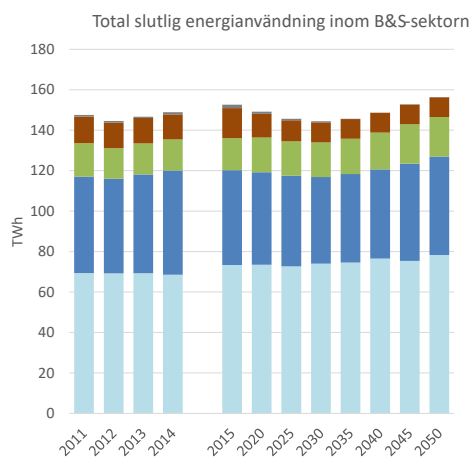
Figur: Fjärrvärmeproduktionen i våra två huvudscenarier, "Green Policy Plus" (till vänster) och "Climate Policy Mix" (till höger). Källa 1990-2014: Energimyndigheten och Energiföretagen.

Bostäder och servicesektorn

Följande energibehov avseende bostäder och servicesektorn ingår i modellbeskrivningen i TIMES-NORDIC:

- Nettovärmebehov (det vill säga nyttig värme för uppvärmning och tappvarmvattenberedning; efter omvandlingsförluster) inom befintliga och nya småhus
- Nettovärmebehov för befintliga och nya flerbostadshus
- Nettovärmebehov för befintliga och nya lokaler
- Hushållsel (inklusive driftel för flerbostadshus, t ex belysning, hissar mm)
- Driftel och apparatel i lokaler
- Övrig slutlig oljeanvändning inom hushåll och service, det vill säga sådant som inte har med uppvärmning att göra. Det kan t ex handla om fotogen och bensin som räknas till denna sektor (men alltså varken till uppvärmning eller till transportändamål).
- Övrig slutlig energianvändning inom sektorerna bygg, jordbruk, skogsbruk och fiske. Här ingår energi som används till verksamheterna. Detta innebär till exempel att värmebehovet för boningshusen inom jordbruket inte ingår (det ligger istället med som värmebehov inom småhusen) men väl sådant som exempelvis åtgår till uppvärmning i fastigheter som används för verksamheten, t ex ladugårdar.

Beräkningsutfallet för våra huvudscenarier avseende total slutlig energianvändning i sektorn (det vill säga samtliga ovan nämnda poster) och avseende energi enbart för uppvärmning redovisas i figurerna nedan. I synnerhet energi för uppvärmning sjunker med tiden till följd av konverteringar till mer effektivare uppvärmningsalternativ (till exempel värmepumpar istället för elvärme) och effektiviseringar i användarledet (besparingar). Det innebär att även om användningen av bl.a. driftel antas öka så uppvisar den totala slutliga energianvändningen en nedgång fram till 2035. Därefter ökar återigen energianvändningen något eftersom de mest kostnadseffektiva effektiviserings- och besparingsåtgärderna har genomförts, medan energianvändningen till följd av befolkningsökningen och den ekonomiska tillväxten fortsätter att driva användningen uppåt. Höga elpriser mot slutet av beräkningsperioden medför också en viss tillbakagång för värmepumpar vilket generellt sett innebär en viss "återkonvertering" till mer köpt energi som exempelvis fjärrvärme (även om detta leder till ökad energianvändning inom bostäder och servicesektorn så är det inte säkert att det leder till ökat resursuttag för systemet som helhet – det beror på hur man primärenergivärderar insatsen för exempelvis fjärrvärmeproduktion).



Figur: Total slutlig energianvändning inom bostäder och servicesektorn (överst) samt slutlig energianvändning endast för uppvärmning (underst). Resultaten avser våra två huvudscenarier, "Green Policy Plus" (till vänster) och Climate Policy Mix (till höger).

När det gäller effektiviseringar som reducerar nettovärmebehovet (ej konverteringsåtgärder) så hanteras dessa endogen i TIMES-NORDIC, det vill säga effektiviseringstakt och -grad är ett modellresultat. Kostnader och potentialer kan skilja sig åt relativt mycket, både mellan olika åtgärder och även delvis mellan åtgärder av samma slag men i olika sektorer. Sett över våra båda scenarier så är skillnaderna i effektiviseringsgrad i princip försumbara. Det beror på att det finns ett antal åtgärder som är lönsamma och robusta i samtliga fall. Åtgärderna som ligger därutöver är för dyra för att utnyttjas i något av scenarierna. Förklaringen är att energipriserna skiljer sig för lite åt mellan scenarierna för att det ska påverka effektiviseringsgraden. Förklaringen ligger delvis också i det faktum att en skillnad i energipris i producentledet "dämpas" när det sprids ner till slutanvändarnivå då ytterligare påslag tillkommer såsom skatter och nätkostnader.

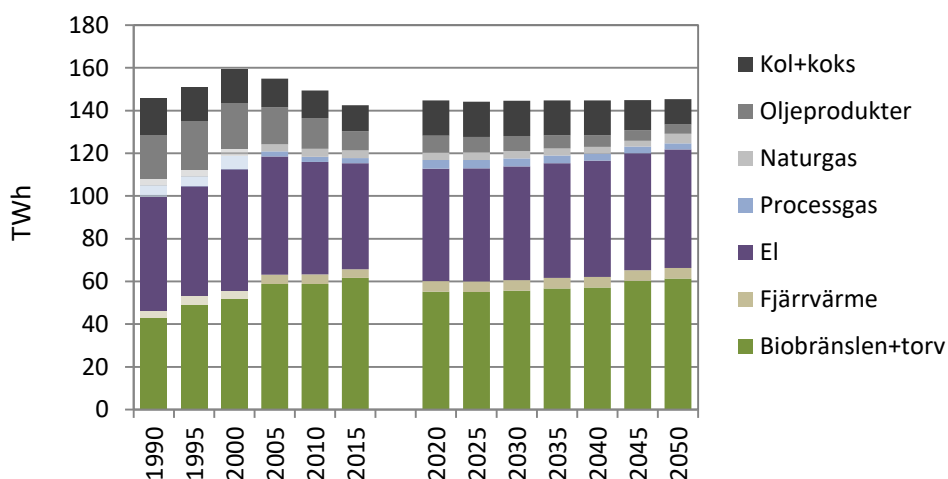
Industri sektorn

Industrin beskrivs i TIMES-NORDIC med fem olika sektorer: papper&massa, järn&stål, gruvor, kemi och övrig industri. Ett antal industriella processer ingår explicit (om än något förenklat och aggrege-

rat) i modellbeskrivningen som exempelvis sodapannor, masugn och koksverk. Dessutom ingår ytterligare ett antal processer som kan producera både el och processvärme.

Antaganden kring energibehovsutvecklingen inom industrin följer i allt väsentligt det Energimyndigheten antog i sin senaste långsiktsprognois från 2016 ("Scenarier över Sveriges energisystem 2016"). Ökningstakten i slutlig energianvändning är mycket blygsam sett över hela beräkningsperioden (se nedanstående figur). Såväl el som biobränsle ökar sina respektive andelar över tid medan fossilbränsleanvändningen går ner. Skillnaden i beräkningsutfall för industrin mellan våra bägge scenarier är mycket liten. I "Climate Policy Mix" är användningen av biobränslen något större än i "Green Policy Plus" framförallt på de fossila energislagens bekostnad. Det förklaras främst av skillnaden i bränslepriser och i prisbilden på CO₂. Dessutom används CSS inom järn- och stålindustrin i "Climate Policy Mix" mot slutet av beräkningsperioden. De mycket höga priserna på CO₂ förklarar denna utveckling.

Vi har i denna analys inte antagit några scenarieroberoende skillnader i tillgång till ny teknik för exempelvis industriella processer. Vi har heller inte gjort någon skillnad på den grundläggande industriella strukturen sett över våra bägge huvudscenarier. En väsentligt högre grad av elektrifiering av industriprocesserna, som ett led i teknikutvecklingen, skulle exempelvis kunna leda till mer genomgripande förändringar för energianvändningen. Ett sådant scenario skulle kunna inkludera ett mer omfattande skifte inom järn- och stålindustrin, bort från den konventionella masugnsprocessen (med eller utan CCS) till en process baserad på vätgasreduktion och elektrolys, vilket kan komma att kräva avsevärda mängder el. Andra industriella processförändringar som exempelvis energikombinat inom skogsindustrin har vi heller inte inkluderat i denna beräkningsomgång.



Figur: Total energianvändning inom industrin i "Green Policy Plus" (diagrammet avser slutlig energianvändning inom industrin exklusive raffinaderier).

Bilaga – Viktiga beräkningsförutsättningar

I denna bilaga följer en sammanställning över ett antal utvalda och viktiga beräkningsförutsättningar för analysen av huvudscenarierna i NEPP:s modeller.

Energibehov

I TIMES-NORDIC anges energibehoven dels som indata (icke-substituerbar energianvändning till exempel hushålls- och driftel, industrins processer samt nettovärmebehov för bostäder och service) och dels utgör de ett beräkningsresultat (substituerbar energi som exempelvis el till uppvärmning och processvärme). Indata som levereras från Energimyndigheten omfattar följaktligen den förstnämnda kategorin av energibehov.

När det gäller elbehovets utveckling, har vi frågått Energimyndighetens indatauppsättning något, och istället antagit en elbehovsutveckling utifrån de antaganden som gjorts för huvudscenarierna och som redovisas i kapitlet om omvärldsfaktorerna ovan, samt i bilaga 1 i NEPP-rapporten "Flexibilitet – i en ny tid" (maj 2018, www.nepp.se).

Inom bostäder och service fördelar sig energianvändningen på värme och hushållsel/driftel. Värmebehovet är på förhand givet medan energibärarna för att tillgodose värmebehovet är ett modellresultat. Värmen kan genereras med exempelvis olja, naturgas, el, värmepumpar, fjärrvärme och pellets. Behovet av hushållsel/driftel kan naturligtvis endast täckas med energibäraren el. Den slutliga energianvändningen för uppvärmning kan i modellverktyget minskas dels genom konvertering till ett effektivare uppvärmningsalternativ och dels genom effektiviseringsåtgärder såsom tilläggsisolering, fönsterbyten, förbättrad reglering med mera. Värmebehovet för sektorn bostäder och service är uppdelat i 6 olika kategorier: befintliga respektive nya småhus, befintliga respektive nya flerbostadshus samt befintliga respektive nya lokaler. Nettovärmebehovet för befintliga byggnader antas ligga konstant på dagens nivå under hela modellperioden (vi antar att inga befintliga byggnader rivs under modellperioden). Den slutliga energianvändningen för att möta detta behov är dock ett modellresultat och förändras (sjunker) till följd av konverteringar och effektiviseringar som väljs endogent i modellerna.

Även inom industrin fördelar sig energibehovet på substituerbar energi och icke-substituerbar energi.³ Koks, lätt eldningsolja, gasol, processvärme och fjärrvärme beskrivs som icke-substituerbara energibärare vars behov anges exogent medan exempelvis naturgas, tung eldningsolja och biobränslen i huvudsak är substituerbara bränslen som används för att generera processvärme (inklusive ånga). Användningen av de substituerbara bränslena inom industrin är med andra ord ett modellresultat. El är både en substituerbar (i elpannor för att generera processvärme) och en icke-substituerbar (för till exempel processer till motorer, pumpar och dylikt) energibärare. Industrin beskrivs med fem olika sektorer: papper&massa, järn&stål, gruvor, kemi och övrig industri. Ett antal industriella processer ingår explicit (om än något förenklat och aggregerat) i modellbeskrivningen som exempelvis sodapannor, masugn och koksverk. Dessutom ingår ytterligare ett antal processer som kan producera både el och processvärme.

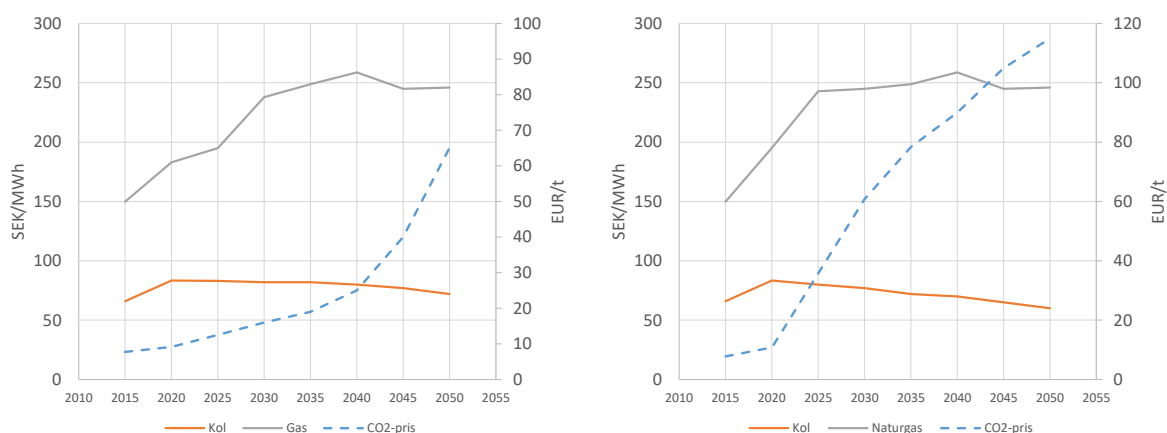
³ I huvudsak ingår endast bränslen (eller el) som används för energiändamål. Dock inkluderar modellen viss bränsleanvändning för både industriella processer och energiändamål (till exempel koks).

Processvärmebehovet är beräknat utifrån de av Energimyndigheten tillhandahållna behovsprognoserna för kol, processgaser, naturgas, tung eldningsolja, bibränslen och el för elpannor, samt egna antaganden om verkningsgrader för att generera processvärme.

Bränslepriser

Fossila bränslen

Prisantaganden för kol och naturgas - de fossila bränslen som har störst betydelse för elproduktionen - redovisas i Figur 1 tillsammans med prisantagandet på CO₂ inom EU ETS. Den betydligt mer ambitiösa globala klimatpolitiken i "Climate Policy Mix" leder till en lägre efterfrågan på framförallt kol vilket pressar ner priserna i det långa tidsperspektivet. Å andra sidan är priset på CO₂ betydligt högre i "Climate Policy Mix" än i "Green Policy Plus" vilket vi beskrivit tidigare.



Figur 1 Fossila bränslepriser (SEK₂₀₁₇/MWh, fritt nationsgräns och exklusive skatt) och priset på CO₂ inom EU ETS (EUR₂₀₁₇/t), "Green Policy Plus" till vänster och "Climate Policy Mix" till höger

Till importpriserna (exklusive skatter) på de fossila bränsleslagen tillkommer ett antal distributionspåslag beroende på användare. För naturgasen tillkommer exempelvis omkring 20 SEK/MWh i transmissionskostnad för nya gasledningar (något mindre i existerande svenska gasledningar och då räknat som en rörlig transportkostnad). För industriell användning och användning inom bostäder och service tillkommer ytterligare distributionskostnader. Vi antar också att det existerar skillnader mellan länderna. Exempelvis antar vi att kolpriset är något lägre i Tyskland och Polen, framförallt till följd av skalfördelar i kraftverken. Vi antar också att naturgasanvändning i norska gaskraftverk på Vestlandet kan ske utan transportkostnader på grund av närhet till gasterminaler. Sådana antaganden påverkar de komparativa fördelarna för kraftproduktion sett över de ingående länderna i modellbeskrivningen (förutom fossilbränslekostnader finns det en lång rad andra faktorer som tillkommer i modellbeskrivningen och som skiljer sig åt mellan länderna när det gäller komparativa fördelar och nackdelar).

Biobränslen

Biobränslen beskrivs i modellerna genom utbudskurvor, det vill säga biobränslena delas in i olika kostnadsklasser med olika tillgänglig potential. Samma typ av biobränslen kan användas av olika sektorer i energisystemet. Exempelvis finns skogsflis tillgängligt både för fjärrvärmeproduktion och inom industrin. Den slutliga användningen av en viss typ biobränslen, och priset på denna, blir därmed ett modellresultat.

Typiska kostnader för oförädlad skogsflis ligger mellan 170-200 SEK/MWh fritt anläggning beroende på kostnadsklass (i sin tur beroende på transportavstånd och kvalitet) kring 2020 (det beräknade priset för 2020 blir alltså ett resultat beroende på hur mycket av detta som efterfrågas och hur mycket av respektive klass som finns tillgängligt) och mellan 200 och 260 SEK/MWh fritt anläggning beroende på kostnadsklass kring 2030. För förädlade skogsbränslen som briketter och pellets antar vi typiska kostnader på 330-350 SEK/MWh fritt anläggning beroende på år (endast en klass). Andra biobränslen som ingår i modellbeskrivningen är halm, energiskog och torv. Dessutom ingår vissa skogsbränslen som är begränsade till användning inom skogsindustrin, som exempelvis bark och vissa biooljor. Biogasproduktion i modellerna baseras på substrat såsom avloppsslam och avfall men också via rötning av vissa åkergrödor. Även deponigas inkluderas i gruppen biogas. Totalt antar vi en potential på omkring 3 TWh biogas varav mindre än hälften antas utgöras av biogas baserat på åkergrödor.

Skatter

I samtliga beräkningar har de viktigaste existerande energi- och klimatpolitiska styrmedlen i Sverige tagits med (från och med 1/1 2017).⁴ Detta inkluderar koldioxid- och energiskatter på fossila bränslen samt elskatt. Svavelskatter och NO_x-avgifter ingår ej i beskrivningen.⁵ De sektorsvisa energi- och koldioxidskatterna beskrivs i TIMES-NORDIC i enlighet med *Tabell 1*. Elproduktion är befriad från CO₂- och energiskatter.⁶

Den generella nivån på koldioxidskatten ligger på ca 105 öre/kg CO₂ och antas ligga där under hela beräkningsperioden. Olika sektorer har olika regler för nedsättningar utifrån den generella nivån (de olika nivåerna i % som olika sektorer betalar redovisas i *Tabell 1*)

Tabell 1 Koldioxid- och energiskattenivåer (i procent av den generella nivån) för fossila bränslen och för olika sektorer (2017). Källa: Skatteverket

	CO ₂ -skatt (öre/kg)	Energiskatt (öre/kWh)
Bostäder och service	100%	100%
Hetvattenpannor	80%	100%
Kraftvärme	0%	30% (på fossila bränslen)
(på värmeprod)		
Industri (ETS)	0%	30% (på fossila bränslen)
Industri (icke-ETS)	80%	30% (på fossila bränslen)

I *Tabell 2* visas de bränslespecifika (generell nivå) energiskatterna.

⁴ Från och med årsskiftet 2017/2018 återinfördes koldioxidskatten på värmeproduktionen i fossilbränsleeldade kraftvärmeverk (motsvarar 11% av den generella nivån) samtidigt som nedsättningen för hetvattenpannor minskade något. I denna beräkningsomgång har vi alltså inte tagit hänsyn till detta

⁵ Merparten av anläggningarna inom el- och fjärrvärmeproduktionen antas idag vara utrustade med tillräckligt avancerad svavelrening. Därmed torde heller inte svavelskatten vara en ekonomisk faktor av relevans inom åtminstone el- och fjärrvärmeproduktionen. Detta antagande har viss betydelse för i synnerhet torv, som ju i Sverige inte omfattas av några andra bränsleskatter förutom just svavelskatt.

⁶ Den termiska effektskatten och skatt för finansiering av avfallsfonden för svenska kärnkraftverk ingår i modellbeskrivningen.

Tabell 2 Antagna skatter på bränslen för värmeproduktion samt el (generell nivå; 2017). Källa: Skatteverket.

	Energiskatt (SEK/MWh)
Fossila bränslen	85
El för hushåll, service och fjärrvärmeproduktion (södra Sverige)	290
El för industrin	5

Utsläppsrätter för CO₂

I samtliga beräkningsfall finns även EUs utsläppsrättssystem för koldioxid med (se tidigare Figur 1). I modellerna beskrivs handelssystemet genomgående som ett system baserat på auktion av utsläppsrätter.

De olika fossila bränslenas emissionsfaktorer (för CO₂) redovisas i Tabell 3.

Tabell 3 Emissionsfaktorer för fossila bränslen (Källa: Naturvårdsverket)

	Stenkol	Koks	Naturgas	Tung eld- ningsolja	Lätt eld- ningsolja	Brännbart avfall	Torv
kg CO ₂ /MWh	326	371	203	274	267	90	386

Stöd och elcertifikat

Det gemensamma svensk-norska elcertifikatsystemet (från och med 1/1 2012) är inkluderat som ett produktionsmål i TWh där mängden förnybar el i Sverige och Norge tillsammans skall öka med 28,4 TWh till 2020 jämfört med ingången av 2012. Vi har utgått från att 6,5 TWh var elcertifikatberättigade i Sverige vid det svenska systemets introduktion i maj 2003. Sveriges mål till och med 2011 var 11,8 TWh. Läger man till "Sveriges ursprungliga halva" på 13,2 TWh från och med 2012 så fås 25 TWh till och med 2020 vilket alltså är det gamla produktionsmålet för Sverige. Sedan dessa har målet justerats uppåt med +2 TWh för Sverige vilket tillsammans med Norges andel på 13,2 TWh ger nämnda 28,4 TWh (13,2+2+13,2) mellan ingången av 2012 och utgången av 2020. För Norges del har vi antagit att man där går in med ca 1,3 TWh vid 2012 års ingång, vilket i huvudsak utgörs av vattenkraft (personlig kommunikation med NVE samt egna bedömningar). Mellan 2020 och 2030 antar vi att elcertifikatsystemet växer med ytterligare 18 TWh i enlighet med Energiöverenskommelsen, och då endast med avseende på ett svenskt åtagande.

I modellerna skiljer vi inte på teknisk livslängd och på anläggningens livslängd inom elcertifikatsystemet (max 15 år). Därför fasar vi heller inte ut anläggningar ur elcertifikatsystemet utan anläggningar fasas ut på grund av ålder. Av det skälet arbetar vi med ett produktionsmål som beskriver den ackumulerade produktionen av elcertifikat (förnybar elproduktion) och vars utveckling över tiden skiljer sig från den verkliga kvotkurvan. I takt med att anläggningar fasas ut ur elcertifikatsystemet i det verkliga systemet så justeras också kvotplikten därefter, i synnerhet när systemet antas vara utbyggt år 2020. I vår modell ligger istället "elcertifikatkravet" kvar som ett produktionsmål även efter 2020 och trappas ner istället i takt med att anläggningarna åldras rent tekniskt. Prissättningen på elcertifi-

katen speglar dock verkligheten eftersom det handlar om balansen mellan utbud och efterfrågan. Och den balansen är densamma eftersom vi räknar med att både det fiktiva utbudet och den fiktiva efterfrågan ligger högre än den verkliga (som tar hänsyn till utfasningar). Därmed inkluderas de verkliga drivkrafterna som elcertifikatsystemet ger upphov till på utbygganden av förnybar elproduktion i Sverige. Möjligen underskattar vi elcertifikatpriset (egentligen beräknas marginalkostnaden för att producera elcertifikat, den verkliga prisbilden innehåller ytterligare parametrar som osäkerheter samt överskottets storlek) något eftersom de verkliga investeringarna utgår från en intäcksström på endast 15 år medan våra anläggningar erhåller elcertifikat i något längre utsträckning.

De tekniker som i modellverktyget antas vara elcertifikatberättigade inkluderar biobränslekraftvärme (inklusive torv), industriellt biomottryck, vind (hav och land), solel, vågkraft samt ny vattenkraft.⁷ Ny vattenkraft bedöms dock ha en mycket liten potential i Sverige (ca 1 TWh) medan Norge antas ha en tillgänglig potential på närmare 5 TWh till och med 2020. Förutom elcertifikatsystemet ingår även riktade stöd till solceller i Sverige. Dessa omfattar investeringsstöd och skattereduktion för såld el.

Elproduktion

Modellverktyget omfattar en lång rad av olika tekniker för elproduktion (och för annan energitillförsel), såväl befintliga tekniker som en omfattande katalog av nya tekniker som kan väljas genom investeringar. De enskilda teknikerna beskrivs med ett antal prestanda- och kostnadsparametrar såsom investeringskostnader (för nya anläggningar), drift- och underhållskostnader, livslängd, verkningsgrader, bränslekostnader (styrs av bränsleval och verkningsgrad), tillgänglighet med mera. Dataunderlaget är till stor del hämtat ur den återkommande publikationen "El från nya anläggningar (i Energiforsks regi), andra publika källor (exempelvis "Energy Technology Perspectives" av IEA) samt Profus egna antaganden. Utöver kostnads- och teknikrelaterade data kopplas de olika teknikerna i förekommande fall till potentialbegränsningar till följd av exempelvis begränsningar i utbyggnadstakt, kommersialiseringsgrad samt politiskt satta mål och begränsningar.

Vattenkraft

Vi antar att knappt 0,5 TWh ny vattenkraft kan tillkomma till 2020 och lite drygt 1 TWh till och med 2030 utöver det som finns idag (2015) till en kostnad på omkring 40-50 öre/kWh beroende på typ av investering. Den absoluta huvuddelen av detta antar vi utgörs av effekthöjningar i befintlig storskalig vattenkraft medan potentialen för ny småskalig vattenkraft antas vara mycket begränsad i modellbeskrivningen. I Norge kan ny vattenkraft motsvarande drygt 10 TWh tillkomma på lång sikt (ca 2030), förutsatt att modellerna finner dessa investeringar lönsamma.

Kärnkraft

Vi utgår från att de fyra äldsta reaktorerna O1, O2, R1 och R2 stängs så som aviserats senast år 2020. De resterande reaktorerna antas vara tillgängliga så att deras tekniska livslängd uppgår till knappt 60 år sedan driftstart. Det innebär att befintlig kärnkraft finns tillgänglig ända fram till åtminstone 2040 (se Tabell 4). Nyinvesteringar i svensk kärnkraft, det vill säga helt nya reaktorer, tillåts i modellbeskrivningen från och med 2030 om det skulle visa sig vara lönsamt givet våra kostnadsantaganden. Den totala mängden kärnkraft (befintliga och nya) antas dock vara begränsad till ca 8 GW från och med 2030 och till modellperiodens slut (2050).

⁷ I Norge ingår även den förnybara andelen av det brännbara avfallet i kraftvärmeverk. Vi har dock i nuläget inte beaktat detta i modellbeskrivningen.

Uppskattade kostnader för ny kärnkraft återfinns i *Tabell 5* (med de här använda kalkylräntorna, livslängderna och utnyttjningstiderna så blir den totala produktionskostnaden för ny kärnkraft omkring 60 öre/kWh el (exklusive eventuella produktionsskatter).

Tabell 4 Installerad effekt för de befintliga svenska kärnkraftverken. Livslängden antas uppgå till 60 år totalt. Vi förutsätter att utnyttjningstiden för de befintliga svenska kärnkraftverken ligger på typiskt 80-85% under stora delar av beräkningsperioden.

Modellår	2015	2020	2030	2035	<2040	>2040
Tillgänglig effekt (GW)	8,8	6,5	6,5	6,5	4,5	0

Tabell 5 Antagna kostnader för ny kärnkraft

Investeringskostnad (SEK/kW el)	Fast D&U (SEK/kW el)	Rörlig D&U och bränslekostn (SEK/MWh el)	Produktionsskatt (SEK/MWh el)	Livslängd (år)
50 000	550	100	115 ¹⁾	50

¹⁾ Avgifter för att finansiera framtida slutförvar utgör ca 40 SEK/MWh el (inklusive den så kallade "Studsvikavgiften") medan den termiska effektskatten antas uppgå till ca 75 SEK/MWh el (gäller Sverige). Den senare trappas ner och antas vara borta efter modellår 2020.

Vi antar att man kan bygga ny kärnkraft i Finland, Polen och i de tre baltiska staterna om det är lönsamt (i dessa länder inkluderar vi inte eventuella produktionsskatter eller avgifter för slutförvar av kärnbränsle). Potentialerna för nya investeringar i dessa länder är dock begränsade till typiskt en eller två stora reaktorer.

Biobränslebaserad elproduktion

Ny biobränslebaserad kraftproduktion kan i modellerna ske i en lång rad olika tekniker och olika storleksutföranden omfattande bland annat konventionella kraftvärmeverk, IGCC-anläggningar (Integrated Gasification Combined Cycles), sodapannor (med och utan förgasning), biogasmotorer samt samförbränningsanläggningar som kan sameldas med torv och kol. De huvudsakliga begränsningarna för biobränslebaserad kraft relateras till bränsleresurser och bränslepriser samt fjärrvärmeunderlag (även kondensproduktion ingår i modellerna men är generellt avsevärt dyrare än kraftvärmeproduktion). Typiska data för ett konventionellt biobränslekraftvärmeverk återfinns i *Tabell 6*. Med rök-gaskondensering, vilket förutsätts för dessa anläggningar, landar totalverkningsgraden på omkring 105-110% räknat på det undre värmevärdet.

Tabell 6 Typiska data för ett konventionellt biobränslekraftvärmeverk med rökgaskondensering i tre storleksutföranden (vissa parametrar, exempelvis verkningsgrad och alfavärde antas utvecklas över tid)

	Investering (SEK/kW el)	Fast D&U (SEK/kW el)	Rörlig D&U (SEK/MWh el)	Verknings- grad (%)	Alfavärde	Livslängd (år)
Stort verk (ca 80 MW el)	25500	380	80	30-32 (el)	0,38-0,41	30
Mellanstort verk (ca 30 MW el)	34500	580	85	28-30 (el)	0,35-0,39	30
Litet verk (ca 10 MW el)	45000	920	85	25-27 (el)	0,32-0,34	30

För biobränslebaserade tekniker antas generellt ingen reduktion av investeringskostnaderna över tiden till följd av teknisk utveckling, med undantag för IGCC-anläggningar.

I modellbeskrivningen ingår även avfallsbaserad kraft- och värmeproduktion. Trots höga investeringskostnader så är detta generellt ett lönsamt alternativ på grund av de negativa bränslekostnaderna (tack var mottagningsavgifterna).

I modellbeskrivningen för Danmark och länderna utanför Norden är beskrivningen av biobränslemarknaden samt el- och fjärrvärmeproduktion baserad på biobränsle beskriven med en lägre detaljeringsgrad än i framförallt Sverige och Finland. I Norge antas potentialen för biobränslebaserad el- och fjärrvärmeproduktion vara relativt begränsad på grund av det begränsade fjärrvärmeunderlaget. Vi antar i beräkningarna att biobränsle kan användas i sameldning i såväl existerande moderna som nya stenkolskraftverk med en maximal inblandning på mellan tio och tjugo procent räknat i energienheter.

Gaskraft

Den samlade kapaciteten av gaskraftvärme i Sverige idag uppgår till omkring 0,9 GW el. Ny gaskraft kan byggas ut i Sverige (och i övriga inkluderade länder) genom nyinvesteringar om modellerna finner dessa lönsamma. Typiska indata för gasbaserad kraft- och kraftvärmeproduktion presenteras i Tabell 7 nedan.

Tabell 7 Typiska data för gasbaserad kraft- och kraftvärmeproduktion

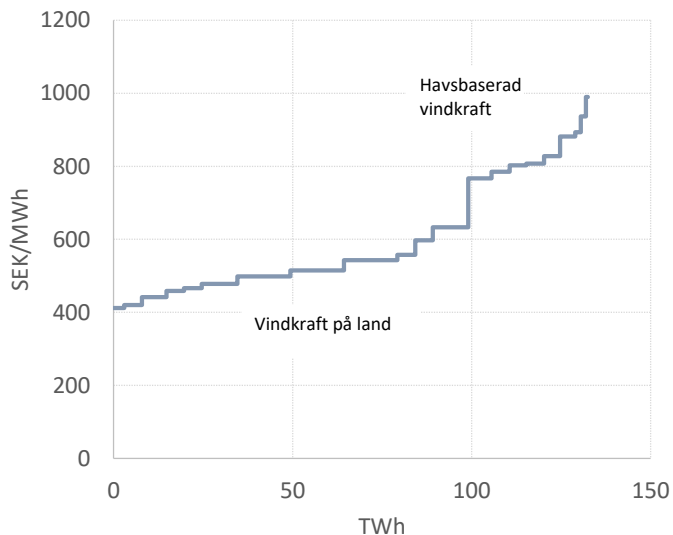
	Investering (SEK/kW el)	Fast D&U (SEK/kW el)	Rörlig D&U (SEK/MWh el)	Verkningsgrad (%) ¹⁾	Alfavärde	Livslängd (år)
Kondenskraft	7000	40	15	55-62	-	30
Kraftvärme, stor	9500	70	20	45-50 (el)	1,1	30
Kraftvärme, liten	12500	120	25	45-50(el)	1	30

¹⁾ Utvecklas över tid

Vindkraft

I modellerna ingår 12 olika landbaserade klasser respektive 9 olika havsbaserade klasser i Sverige. Kostnadsantaganden för ny vindkraft i Sverige är baserade på underlag från Energimyndigheten

(2016)⁸. Nästan 100 TWh landbaserad vindkraft antas vara tillgänglig för utbyggnad (se Figur 2). I modellerna tillkommer systemintegrationskostnader (exempelvis avseende reservkapacitet och viss nätutbyggnad), i synnerhet vid mycket stora volymer av vindkraft. Dessutom tar modellerna viss hänsyn till att intjäningsförmågan förändras till det sämre när andelen vindkraft når en viss gräns (ju mer vindkraft i systemet desto mer reduceras det elpris vindkraftverken erhåller).



Figur 2 Produktionskostnad för ny vindkraft i Sverige, givet 25 års livslängd och 7% kalkylränta (realt).

Vindkraft i länder utanför Sverige beskrivs på liknande sätt i modellverket, det vill säga ett antal olika kostnadsklasser med olika potential. Generellt är dock detaljeringsgraden lägre än i beskrivningen för ny vindkraft i Sverige.

Solel

Solel i Sverige beskrivs i modellen med tre olika teknikklasser: installationer på villatak med och utan batteri samt stora installationer på friliggande mark. Viktiga antaganden för dessa tekniker redovisas i Tabell 8. Investeringskostnaden för villaalternativet med batteri ligger typiskt 30% högre än alternativet utan batteri (minskar över tiden till följd av relativt snabb kostnadsreduktion för batterier). En batterilösning medför en jämnare produktion (solcell plus batteri) över dygnet och därigenom en högre andel egenförbrukning. Generellt är dock modellbeskrivningen tidsmässigt något för trubbig (inom ett år) för att fullt ut inkludera de olika aspekterna på solelsproduktion och på batterilager.

I modellberäkningarna antar vi att man erhåller en skatterabatt på 60 öre/kWh såld el för villaapplikationen samt investeringsstöd. Vi antar att dessa stödsystem fasas ut över tid. Vid egenförbrukning slipper man också betala elskatt och rörlig elnätsavgift.

⁸ Energimyndigheten 2016, "Produktionskostnader för vindkraft i Sverige", ER 2016:17

Tabell 8 Antagna kostnadsdata för solel

		2015	2030
Villatak (utan batteri)	Investering (SEK/kW)	15000	9000
	D&U (SEK/kW)	50	
	Livslängd (år)	30	
	Fullasttimmar	900	
Stor anläggning (friliggande på mark)	Investering (SEK/kW)	13000	8000
	D&U (SEK/kW)	50	
	Livslängd (år)	30	
	Fullasttimmar	1050	

Carbon Capture and Storage (CCS)

Avskiljning och deponering av CO₂ finns med som en option att väsentligt minska utsläppen från vissa fossila kraftslag i samtliga modellerade länder. Vi antar av praktiska och modelltekniska skäl att CCS endast är tillgänglig i nya anläggningar (alternativet kan utgöras av en ny konventionell anläggning utan CCS). Att tilläggsinvestera i CCS i en redan befintlig anläggning inkluderas därmed inte. För CCS-anläggningar antas en avskiljningsgrad på 90 % samt en minskning i elverkningsgrad med typiskt 10 procentenheter jämfört med en konventionell anläggning. Kostnadsantagandena rörande CCS bygger i allt väsentligt på IPCC(2005), IEA(2004) och ENCAP-projektet (2008) samt egna bedömningar⁹. Typiska CCS-kostnader uppgår till omkring 40-60 EUR/ton CO₂ beroende på teknik och bränsle. Vi har dessutom antagit att lagringspotentialen är i det närmaste oändlig för de modellerade länderna. Man ska dock komma ihåg att det i nuläget råder tämligen stora osäkerheter beträffande kostnader och potentialer för CCS i samband med kraftproduktion. Detta eftersom det helt enkelt saknas kommersiell erfarenhet. Med tanke på detta har vi valt en relativt konservativ ansats i våra antaganden.

Fjärrvärme - Hetvattenpannor

Fjärrvärme kan produceras i kraftvärmeverk, hetvattenpannor (bränsle eller el) och värmepumpar. Även industriell spillvärme och solvärme antas (inom vissa begränsningar) vara tillgängligt för fjärrvärmeförsörjning. Vi har i tidigare avsnitt redogjort för några viktiga antaganden för kraftvärme. I Tabell 9 presenteras nyckeldata för två typiska hetvattenpannor, en fastbränsleeldad och en gaseldad (bränslekostnader och styrmedel är bränslespecifika och tillkommer i modellerna men redovisas inte i tabellen).

Tabell 9 Typiska produktionskostnader för fjärrvärme i värmeverk (hetvattenpannor).

	Investering (SEK/kW värme)	Fast D&U (SEK/kW värme)	Rörlig D&U (SEK/MWh värme)	Verknings- grad (%)	Livslängd (år)
Naturgas	4000	25	15	90	30
Biobränsle, torv eller stenkolk	8000	100	20	90-95	30

⁹ IPCC (2005): "IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage", Cambridge University Press, ISBN-13 978-0-521-86643-9. IEA (2004): "Prospects for CO₂ Capture and Storage", ISBN 92-64-10881-5. ENCAP-projektet <http://www.encapco2.org/publicsumreports.htm>.

Övriga länder

TIMES-NORDIC inkluderar i huvudsak de stationära energisystemen (exklusive transporter) i de fyra nordiska länderna Sverige, Norge, Finland och Danmark. Dessutom omfattar modellerna elproduktion och elförbrukning samt en aggregerad beskrivning av fjärrvärmesystemen i Tyskland, Polen och de tre baltiska staterna Estland, Lettland och Litauen. Av resursmässiga skäl är detaljrikedomen i modellverktyget lägre i de övriga länderna jämfört med den svenska beskrivningen. Databasen omfattar dock ett antal viktiga energi- och koldioxidskatter även i de övriga länderna samt vissa riktade stöd till förnybar elproduktion. I Tyskland och Polen antar vi att andelen förnybar elproduktion växer till följd av produktionsmål, ca 60%-70% av bruttoelförbrukningen i Tyskland till 2050 (idag ligger andelen på ca en tredjedel) respektive knappt 30% i Polen fram till 2050. I dessa bägge länder ingår därmed ingen explicit beskrivning av stödsystemen.

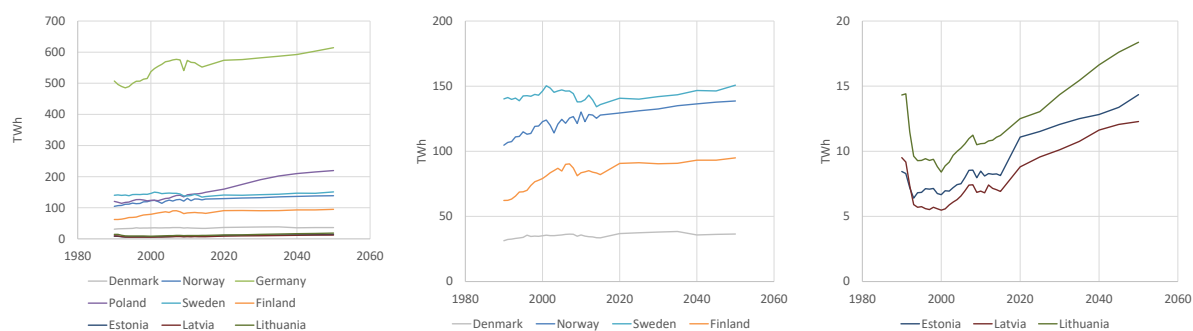


Länder i norra Europa som ingår i TIMES-NORDIC (i mörkblått).

I modellerna är de ingående länderna inte ytterligare uppdelade i underregioner eller prisområden för el. Istället utgör varje land ett unikt elprisområde. Det gör också att exempelvis Sverige behandlas som ett elprisområde och inte, som i verkligheten, fyra olika elprisområden.

De antagna bränslepriserna (förutom vissa transmissions- och distributionspåslag samt kostnadsfördelar beroende på skalfördelar) och vissa centrala teknikdata (kostnader och prestanda) är gemensamma för samtliga i modellerna beskrivna länder. Vindtillgänglighet och tillgång till biomassa är dock exempel på parametrar som antas skilja sig mellan länderna.

Förutsättningarna i de övriga länderna i modellverktyget har signifikant påverkan på den gemensamma elmarknaden och därmed på utvecklingen i Sverige. Förnybarhetspolitiken i grannländerna är en sådan faktor som vi redan nämnt och elbehovsutvecklingen utgör en annan faktor. Den antagna (brutto)elbehovsutvecklingen för samtliga länder presenteras i Figur 3. Underlaget bygger i viss utsträckning på EU-kommissionens prognos (EC EC, 2016, "EU Reference Scenario - 2016 Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050") och på egna antaganden.



Figur 3 Bruttoelförbrukning i de inkluderade länderna (samtliga länder till vänster, de nordiska länderna i mitten och de baltiska staterna till höger). Elförbrukningen är delvis ett modellresultat för de nordiska länderna (exemplet visar referensfallet för detta uppdrag) medan elförbrukningen för övriga länder utgör indata (Källa 1990-2015: Eurostat)

Elhandel med grannländerna

Elhandeln mellan de ingående länderna begränsas initialt av existerande överföringskapaciteter. Om det är ekonomiskt lönsamt så finns dock i modellverket en möjlighet att förstärka överföringsförbindelserna genom nya investeringar.¹⁰ I modellerna finns dessutom ett antagande om en rimlig övre utbyggnadstakt för ny överföringskapacitet om den blir lönsam i beräkningarna. Elhandeln mellan länderna inom Norden och mellan de nordiska länderna och Tyskland/Polen/Baltikum är med andra ord ett modellresultat. Dessutom ingår i modellerna en importmöjlighet från Ryssland in till Finland. Denna import ligger på 5 TWh från och med modellernas startår (2005) och antas generellt vara så pass billig att den utnyttjas (på senare år har dock denna import sjunkit relativt kraftigt till följd av förändringar på den ryska elmarknaden).

Den kortsiktiga balanshandeln mellan länderna omfattas inte av modellbeskrivningen eftersom tidsindelningen inom ett kalenderår är för trubbig. Modellerna använder sig av 12 tidssteg eller perioder inom ett modellår och det är följaktligen elprisskillnaderna mellan de olika länderna för dessa 12 perioder som driver import/export och utbyggnad av överföringskapaciteten. Vi har därför i modellbeskrivningen inte använt oss av hela den existerande överföringskapaciteten utan antagit att en mindre del (omkring 10 procent) reserveras för den kortsiktiga balanshandeln, vilken med andra ord inte inkluderas i modellerna. Tillgängligheten till den återstående kapaciteten antas också vara något begränsad på grund av eventuella driftavbrott, svagheter i respektive lands nät och så vidare (vi antar en maximal utnyttjningsgrad på ca 75 procent till och från Kontinenten och ca 85 procent mellan de nordiska länderna; delvis baserat på statistik).

Övrigt

Livslängderna för olika tekniker skiljer sig åt. Typiska tekniska livslängder för el- och fjärrvärmeproduktion är 30 år. För kärnkraft och vattenkraft antas längre livslängder än så, typiskt 50-60 år. För småskaliga och användarnära tekniker antar vi kortare tekniska livslängder, till exempel 20 år för bergvärmepumpar och pellets pannor. För infrastruktur som elnät och fjärrvärmenät antar vi däremot betydligt längre livslängder. Kalkylräntorna skiljer sig också åt beroende på inom vilken sektor inve-

¹⁰ För ny överföringskapacitet mellan länderna i modellen antar vi en investeringskostnad (omräknad till öre/kWh) på omkring 5-10 öre/kWh överförd el beroende på vilka länder som knyts samman. I denna kostnadsuppskattning ingår även ett antagande om att de nationella stamnäten inom respektive land måste förstärkas något.

steringen görs. Exempelvis antar vi 5% (realt) för investeringar i nät, 7% (realt) för investeringar i el- och fjärrvärmeproduktion och 10% (realt) för investeringar i energitillförsel i bostäder och service.

Modellernas tidshorisont sträcker sig mellan 2005 och 2050 i steg om fem år. Fram till 2015 beskrivs därmed det befintliga systemet. Vi utgår dock från normalår (med avseende på tillrinning i vattenmagasin och temperatur) såväl mellan 2005 och 2015 som fram till 2050. Beräkningsresultaten för exempelvis 2015 kan därmed skilja sig från det verkliga utfallet (det finns naturligtvis ytterligare faktorer som modellerna inte förmår beskriva och som därmed leder till skillnader mellan beräknade värden och verkligheten). Som vi nämnt tidigare så delas ett modellår i sin tur in i 12 perioder (fyra årstider och dag/eftermiddag/natt per årstid) när det gäller efterfrågan på och tillförsel av el och fjärrvärme. För varje period beräknar därmed modellerna en unik marginalkostnad. För andra energibärare som exempelvis fossila bränslen och biobränslen antar vi ingen säsongsuppdelning i prisbild (eller efterfrågan och utbud) inom ett modellår. Däremot ändras priserna, som vi redovisat tidigare, generellt över modellåren.