



# NEPP:s två huvudscenarier

## – Scenariobeskrivningar och beräkningsresultat

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 många av de parametrar som är centrala för energisystemets utveckling.

Ett energiintensitetsmål ger större möjligheter till måluppfyllelse än ett mer traditionellt energiminskingsmål eftersom man (för att nå målet) både kan utnyttja åtgärder som stimulerar ekonomin och åtgärder som minskar energianvändningen. Därigenom ger intensitetsmålet också större "frihetsgrader" för energisystemets utveckling. Det är positivt och helt rätt enligt många.

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.

### Scenarierna

#### Green Policy-scenariot

"Green Policy" karaktäriseras framförallt av en fortsatt och accelererad satsning på förnybar energi inom EU genom olika nationella och gemensamma stödsys-

tem. 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% förnybart på lång sikt. Vi antar att omställningen går fortast inom elproduktionen medan exempelvis industri- och transportsektorn tar längre tid på sig. Detta starka fokus på förnybar energi gör att handelssystemet för utsläppsrätter har en 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 och det fortsatta klimatarbetet, bl.a. i Polen nu senast, 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 Market-scenariot

"Climate Market" 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 (>30% 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 tyngdpunkten framförallt förskjuts i riktning mot att minska växthusgasutsläppen. Vi antar att den långsiktiga målsättningen – eller visionen – med en klimatneutral ekonomi år 2050 uppfylls (jämför "A Clean Planet for all - A European strategic long-term vision 2050"). Därmed ges utsläppsrättshandeln för CO<sub>2</sub> en huvudroll i omställningen av energisystemet, vilket på längre sikt leder till klart högre utsläppsrättspriser än idag. Vid sidan om förnybar energi och energieffektiviseringar antas även CCS och kärnkraft spela viktiga roller, energislag som också

ingår i EU:s långsiktsscenarioer. Resurshushållning, materialåtervinning och avfallsprevention är ytterligare 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.

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 utsläppsrätter.

## Beräkningsresultat

Nedan beskriver vi några centrala resultat från våra modellanalyser av huvudscenarierna med vår Timesmodell.

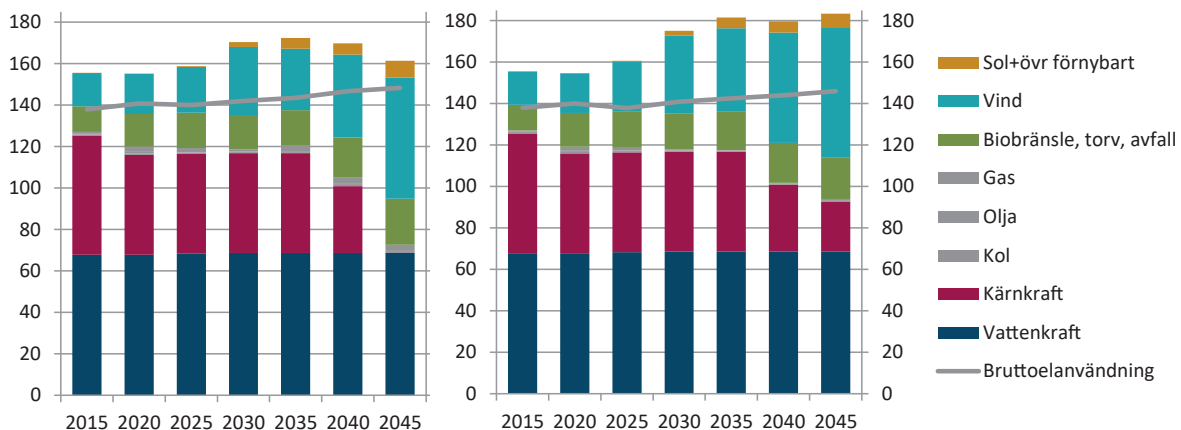
### Elenergiproduktionen i Sverige

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 biobränsleaddad kraft – kommer vår elproduktion fram till 2035 att ge ett allt större produktionsöverskott.

Efter år 2035 avstannar ökningen i vår svenska elproduktion, med lite olika takt i de båda scenarierna, som en följd av avveckling av kärnkraftsreaktorer (kopplat till livslängden). Samtidigt visar våra modellanalyser på ett successivt högre elpris under perioden 2030-2045, främst i Climate Market, vilket då motiverar att vi fortsätter att investera i ny produktion och därmed också fortsätter att producera ett årligt elöverskott även (långt) efter 2035.

I scenariot "Green Policy" kommer den svenska elproduktionen att vara helt förnybar år 2045. I scenariot "Climate Market", där elprisökningen blir större (se figurerna) som en följd av snabbt stigande CO<sub>2</sub>-priser, görs däremot reinvesteringar i en del av kärnkraften och denna drivs vidare även år 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 Market".



Figur 1: Timesresultat: Elproduktion i Sverige i våra två huvudscenarier, "Green Policy" (till vänster) och "Climate Market" (till höger).

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", 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

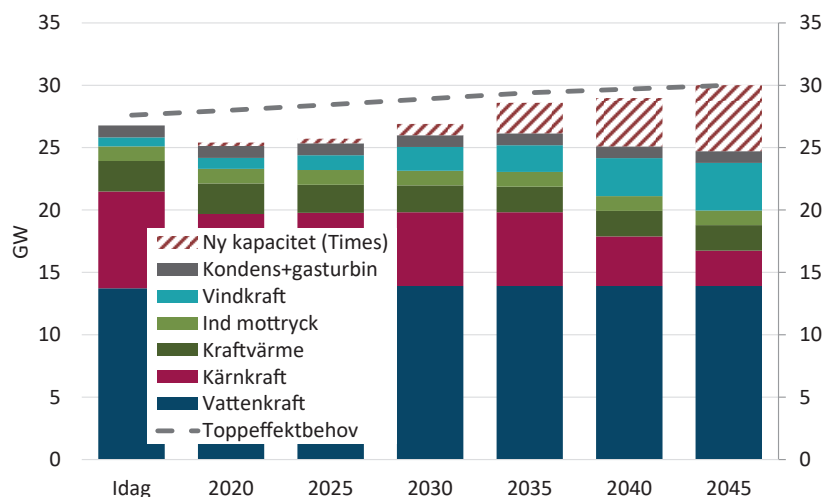
år i båda våra huvudscenarier. Däremot visar båda huvudscenarierna på ett underskott av **eleffekt** under de närmaste 10-15 åren. Detta underskott kan komma att uppträda under relativt många av årets timmar, och då främst naturligtvis under vintern, men även till viss del under andra årstider. Vid en topplastsituation (enligt "tioårsvinterkriteriet") kommer vi att få lita till import i båda våra huvudscenarier på upp till 3 GW för modellåren 2020-2025, räknat på timbasis. Viktiga bidrag kan också komma från efterfrågeanpassning och lagring av el i t.ex. batterier. Orsaken är att vi stänger de äldre kärnkraftverken senast 2020/2021 (och har då endast de sex

yngre reaktorerna kvar) och nyinvesteringar i ny produktionskapacitet (bl.a. gasturbiner) inleds inte – i modellanalyserna – förrän modellåret 2025.

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 topplastituation (motsvarande tioårsvintern). 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-modelleringen för "Green Policy", 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 Timesmodellen väljer att utnyttja båda strategierna samtidigt under modellåren 2025-2035, dvs. dels bygga ny kapacitet i Sverige och dels importera då det finns ledig kapacitet i produktion utanför Sverige – samt plats på överföringskablar – för att täcka en mindre mängd av topplastunderskottet med importerad kraft. För modellåren 2040 och därefter väljer Timesmodellen 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 2040 och 2045 är den i genomsnitt 50-100 timmar för den nybyggda kapaciteten, och för modellåren dessförinnan bara några tiotals timmar i snitt.



Figur 2: Tillgänglig planerbar och reglerbar elproduktionseffekt i Sverige i scenariot "Green Policy", både den nya effekt som Timesmodellen investerar i (röd streckad), och den existerande och kvarvarande. Effektunderskottet under perioden 2020-2035 täcks av import, enligt Timesresultatet. Toppeffektbehovet enligt "tioårsvinterkriteriet" är angivet som en streckad linje.

### Nordisk och Nordeuropeisk elproduktion

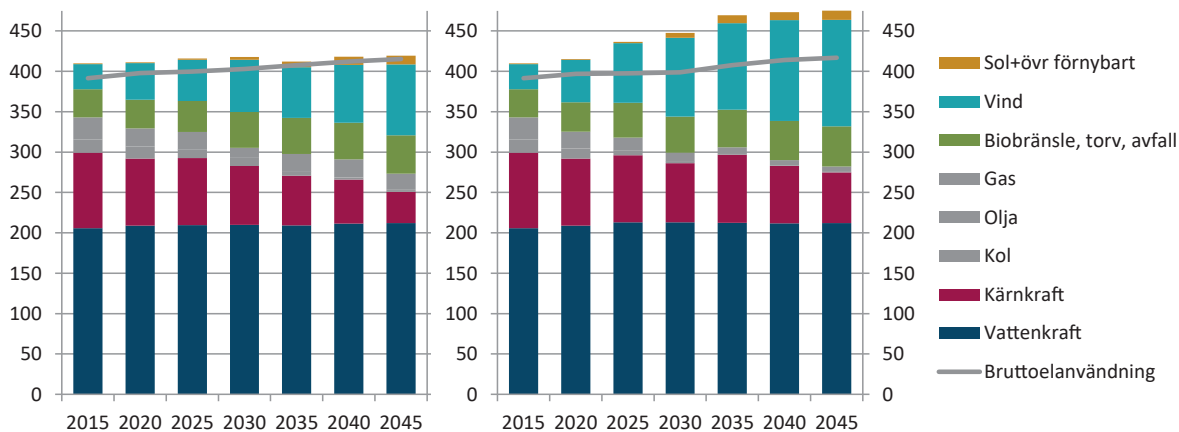
Alla våra modellanalyser i NEPP hanterar hela Nordeuropas elsystem, och optimerar dess utveckling för alla länder samlat. Det innebär att modellresultaten också inkluderar alla de samordningsvinster som ett gemensamt Nordeuropeiskt elsystem och elmarknad har möjlighet till. Nedan redovisar vi utvecklingen av det nordiska elsystemet. (Vi hänvisar till NEPP-rapporten "Två NEPP-scenarier" som finns på [www.nepp.se](http://www.nepp.se), för resultatfigurer över Nordeuropas elproduktion i våra huvudscenarier.)

Vattenkraftsproduktionen i Norden växer långsamt, med cirka 5 TWh till 2030 och 10 TWh till 2050 i båda huvudscenarierna. Kärnkraften i Sverige avvecklas helt i "Green Policy" efter 60 års drift, medan de nya finska verken är kvar därefter. I "Climate Market" 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 begrän-

sat. 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 Market", dvs. när fokus är på klimatmålet och när CO<sub>2</sub>-priserna (och elpriserna) stiger snabbare. Under hela perioden 2025-2045 har vi då en nettoexport på 50-100 TWh från Norden till övriga Europa.



Figur 3: Timesresultat: Elproduktion i Norden i våra två huvudscenarierna, "Green Policy" (till vänster) och "Climate Market" (till höger).

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 huvudscenarierna 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" och de allt högre priserna på utsläppsrätter i Climate Market. Samtidigt fasas fossilbränslebaserad elproduktion ut ur systemet (antingen i förtid på grund av konkurrensskäl eller på grund av ålder), eller – främst i Climate Market – kompletteras med CCS (eller byts mot CCS-integrerade verk). De höga elpriserna på längre sikt i Climate Market motiverar också vissa nyinvesteringar i kärnkraft.

### Elprisutveckling

Våra Times-analyser visar att systempriserna på el stiger mer i Climate Market än i Green Policy, som en följd av de antaganden vi gjort om allt högre CO<sub>2</sub>-priser i det scenariot. Elpriserna stiger även i Green Policy, men i långsammare takt. Timesmodellens resultat visar på systempriser för perioden 2030/35-2050 på mellan 400-600 SEK/MWh i Nord-

europa, medan priserna i Climate Market hamnar på 600-800 SEK/MWh, med högst prisnivåer i länderna på Kontinenten. Detta ska dock inte tolkas som att elförsörjningen totalt sett är billigare i scenariot Green Policy eftersom vi där antagit att styrmedel trycker in den förnybara elproduktionen och att investeringarna därmed inte slår igenom i elpriserna.

### Sveriges elhandel med omvärlden

I bägge scenarierna förblir 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". När det gäller "Green Policy" så medför de väsentligt lägre CO<sub>2</sub>-priserna även efter 2035 att fossilbränslebaserad elproduktion från Kontinenten kommer att importeras till Sverige under vissa tidsperioder när kärnkraften fasas ut. Trots det förblir vi en nettoexportör, men med en mindre volym.

Överföringskapaciteterna byggs 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.