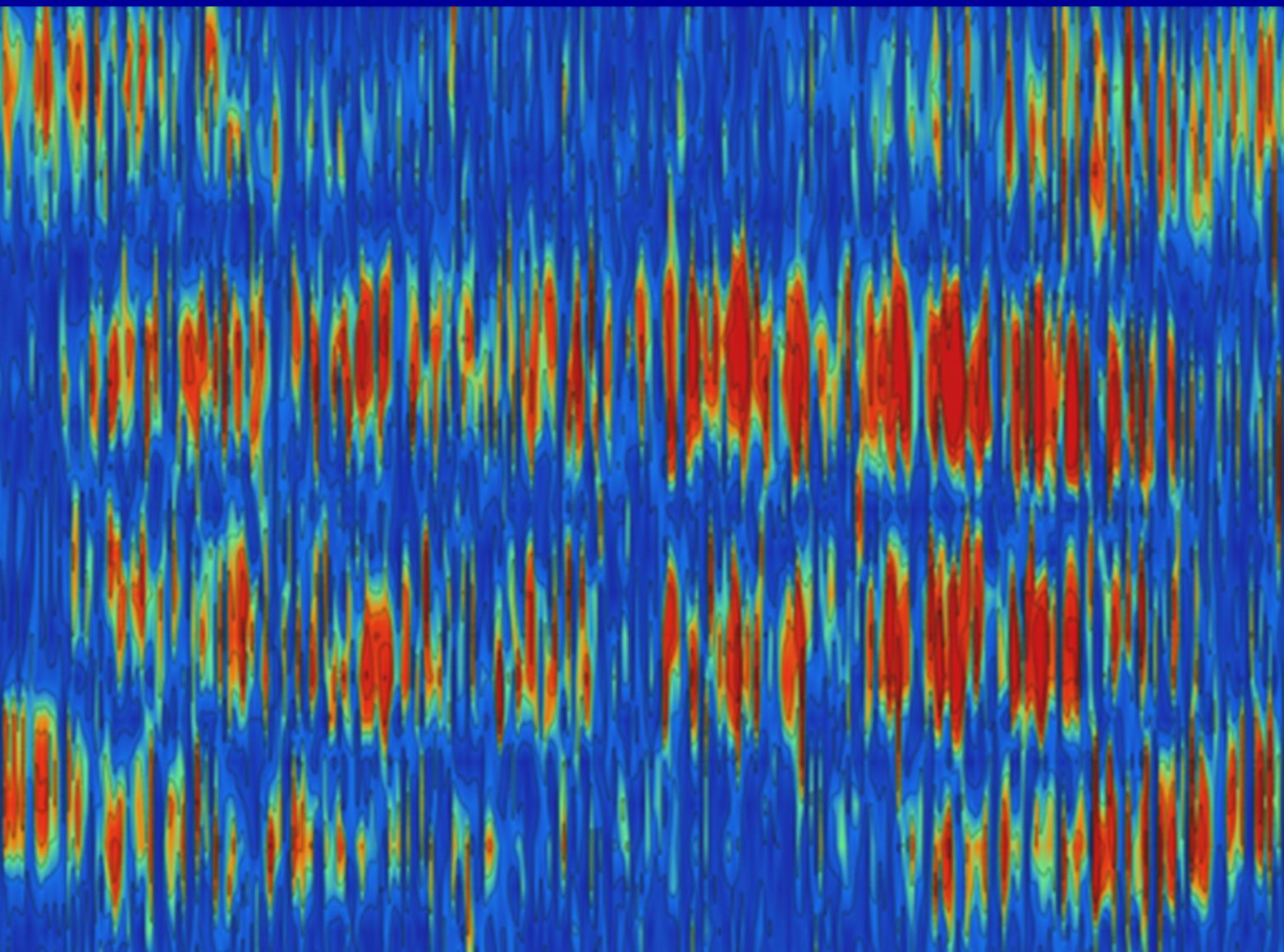


Flexibilitet – i en ny tid

Hur mycket ny flexibilitet behövs i det svenska elsystemet i framtiden?

Slutrapport, 22 maj 2018

Johan Bruce, Rachel Walsh och Tatiana Iuvchik, Sweco. Bo Rydén, Håkan Sköldberg och Thomas Unger, Profu. Stefan Montin, Energiforsk



Flexibilitet – i en ny tid

Hur mycket ny flexibilitet behövs i det svenska elsystemet i framtiden?

Slutrapport, 22 maj 2018

Bo Rydén, Profu

Thomas Unger, Profu

Håkan Sköldberg, Profu

Johan Bruce, Sweco

Rachel Walsh, Sweco

Tatiana Iuvchik, Sweco

Stefan Montin, Energiforsk

Innehåll

Sammanfattning	5
Kvantifiering av flexibilitetsutmaningen	5
Vi klarar utmaningen, men det är ändå av stor vikt att uppmärksamma den	8
Utmaningar redan på kort sikt – vilket även kan vara en möjlighet	8
Inledning och beskrivning av uppdraget	9
Uppdragets genomförande	9
Detta har vi analyserat när det gäller behovet av flexibilitet	10
Referensscenario och känslighetsanalys	11
Metoder för scenarioformulering	11
Beskrivning av referensscenario – omvärldsfaktorerna	12
Beskrivning av referensscenario – utveckling av det tekniska elsystemet	16
Känslighetsanalyser	19
Resultat	20
Topplast – timnivå	20
Balansreglering	24
Årsreglering	29
Överskott	30
Regionalt behov av flexibilitet och toppeffekt	30
Känslighetsanalyser	31
Olika sätt att möta flexibilitetsutmaningen	35
Tilliten till de nya åtgärderna	35
Utmaningar redan på kort sikt	36
Bilaga 1: Elanvändningens och effektbehovets utveckling	37
Elanvändningens utveckling	37
Effektbehovet i Sverige – en noggrannare genomlysning inledd i NEPP:s andra etapp	41
Bilaga 2: Viktiga beräkningsförutsättningar - referensscenario	46
Energibehov	46
Bränslepriser	47
Skatter	48
Stöd och elcertifikat	49
Elproduktion	50
Fjärrvärme - Hetvattenpannor	54

Övriga länder	54
Övrigt.....	56
Bilaga 3: "Lösningen" – en komplex hantering av hela utmaningen.....	57

Sammanfattning

Hur mycket ny flexibilitet behövs i det svenska elsystemet i framtiden?

Flexibilitet, och behovet av flexibilitet i vårt elsystem, är ett allmänt samlingsbegrepp för en lång rad situationer, behov och åtgärder som krävs för att kunna reglera vårt elsystem. Flexibilitet är således inget entydigt definierat begrepp. Den är dessutom av olika slag, varierar från en tidpunkt till en annan och varierar om vi ser till landet som helhet eller bara till försörjningen inom ett regionnåts- eller lokalnåtsområde. Begreppet flexibilitet handlar inte bara om kraftbalansen utan också om att klara belastningen på elnäten. Det går heller inte att på ett entydigt sätt ange hur mycket flexibilitet som finns idag och i vilken mån den räcker till för att hantera ett framtida behov. Vi har därför tolkat vår huvudfrågeställning i detta uppdrag som en frågeställning om hur mycket ny flexibilitet som behövs, det vill säga hur mycket som behovet av flexibilitet behöver öka jämfört med idag.

Det är i detta perspektiv man ska se det forskningsuppdrag som NEPP fått av Forum för smarta elnät, att ge svar på frågan: *Hur mycket ny flexibilitet behövs i det svenska elsystemet i framtiden*¹ samt att förstå hur behovet ser ut över ett år, med utgångspunkt i Energiöverenskommelsens betänkande om utvecklingen fram till, och förbi, år 2040. Överenskommelsen ger dock inte – vilket är av stor betydelse för detta uppdrag – något direkt besked om hur vi ska hantera effekthalansen i framtiden. I denna rapport redovisar vi uppdragets resultat och den samlade slutsatsen är att utmaningen att hantera flexibilitetsbehovet kommer att öka i framtiden, jämfört med idag. Men även om flexibilitetsbehovet ökar, så är vår uppfattning att elmarknadens aktörer kommer att kunna hantera det, både på kort och på lång sikt. Det kräver dock att vi agerar, och att vi gör det i tid.

Detta har vi analyserat när det gäller behovet av flexibilitet:

- **Topplast (timme):** En timme med stor elefterfrågan, kombinerat med liten elproduktion från vind- och solkraft. Här behövs flexibilitet i form av planerbar kraft, importkapacitet, tillräckligt med nät för att transportera kraften och flexibel efterfrågan där last flyttas från denna timme till en annan.
- **Topplast (dygn):** Ett eller flera dygn i rad med stor elefterfrågan och liten elproduktion från vind- och solkraft: Även här behövs flexibilitet i form av flera av de resurser som anges för timmen ovan.
- **Överskott:** Period med liten elefterfrågan, kombinerat med stor elproduktion från vind- och solkraft: I denna situation behövs flexibilitet i form av exportkapacitet och efterfrågeanpassning genom ökad användning. Delar av den ökade användningen kan via lagring användas vid tider då energin är värdefullare.
- **Ökat behov av balansreglering:** Med en större mängd vind- och solkraft ökar variationerna i det korta perspektivet, vilket ställer ökade krav på reglerförmåga i det övriga kraftsystemet.
- **Årsreglering:** En allt större elproduktion från sol- och vindkraft under sommarhalvåret.
- **Generellt behov av flexibilitet:** Vattenkraften, med dess flexibilitetsegenskaper, har hittills byggts för att möta relativt förutsägbara variationer i efterfrågan på el. På sikt tillkommer behovet att möta mindre förutsägbara variationer i den variabla elproduktionen från vind och sol. Det ställer nya och mer omfattande krav på det generella behovet av flexibilitet.

För utförligare beskrivning hänvisas till NEPP:s Temabok om *Reglering av kraftsystemet*, avsnitt om ”åtta utmaningar” (www.nepp.se).

Kvantifiering av flexibilitetsutmaningen

I tabellen på nedan sammanfattas, i siffror, den utmaning vi står inför. Tabellen anger hur stort behovet av olika slag av flexibilitet kan bli i framtiden, givet vårt referensscenario (beskrivs nedan).

¹ Såväl vi som den referensgrupp vi haft tillgänglig för uppdraget vill betona att vår analys är förenklad bl.a. genom att vi inte haft resurser att göra en ordentlig genomlysning av vilken mängd flexibilitet som samhället verkligen vill betala för, eftersom vi inte har en fastställd nivå för leveranssäkerheten. Vi har därför valt att utgå från det allmänna antagandet att ”dagens leveranssäkerhet inte ska försämrats i framtiden”, men är medvetna om att även detta antagande haltar, då vi inte vet vilken leveranssäkerhet vi verkligen är beredda att betala för.

Behovet av reglerkraft har angetts för en timme respektive en vecka (angivet som "balansreglering" i tabellen). Med behovet av reglerkraft på en timme avses hur mycket nettolasten varierar som mest från en timme till en annan, alltså hur mycket flexibilitet som behövs för att hantera timvariationen. Den maximala fluktuationen från en timme till en annan som observeras under ett år förväntas öka från ca 2 500 MW/h till ca 4 400 MW/h, det vill säga nästan en fördubbling av behovet. Med balanseeringsbehovet inom en vecka menas hur mycket nettolasten varierar inom en vecka. Nettolastens variation under veckan förväntas öka från ca 7 500 MW till ca 14 200 MW, det vill säga en fördubbling jämfört med idag.

Överskottet, dvs. den producerade elenergin från vind- och solkraft som överstiger efterfrågan och exportkapacitet förväntas uppgå till ca 3 TWh modellåret 2040. För att ta hand om denna produktion krävs antingen ett förstärkt stamnät, flexibel användning eller energilagring.

Behovet av topplast har delats in i behovet av flexibilitet för den mest ansträngda timmen under en 10-årsvinter² och som ett medelvärde under det mest ansträngda dygnet under en 10-årsvinter. Det skiljer ca 2 500 MW mellan den maximala förbrukningen och medelvärdet ett sådant dygn. För behovet av årsreglering har vi dock inte lyckats ta fram ett bra kvantitativt mått inom ramen för detta arbete, men vi ger ett kvalitativt resultat inne i rapporten.

		Balansreglering timme	Balansreglering vecka	Överskott	Topplast 1h	Topplast dygn
Storleksordning	2018	2 500 MW/h	7 500 MW/v	0 TWh	- 850 MW	+1 650 MW
	ca 2025	2 700 MW/h	9 100 MW/v	0 TWh	- 3 000 MW	- 500 MW
	ca 2035	3 600 MW/h	12 100 MW/v	1 TWh	- 5 000 MW	- 2500 MW
	2040	4 400 MW/h	14 200 MW/v	3 TWh	- 8 000 MW	- 5500 MW

Observera att tabellen ger resultaten från vårt referensscenario. De känslighetsanalyser vi gjort visar i vissa fall på högre eller lägre värden, beroende på antaganden, men ändrar inte tabellens bild av storleksordningarna.

Kort beskrivning av vårt referensscenario och vår känslighetsanalys

Vårt referensscenario i detta uppdrag har Energiöverenskommelsen som utgångspunkt och har ett långt tidsperspektiv, förbi 2040. Överenskommelsen har angivit som mål en 100 procent förnybar elproduktion år 2040. Utbyggnaden av vind- och solkraft är därmed betydande i vårt referensscenario. det är inte uttalat i Energiöverenskommelsen om kärnkraften antas finnas kvar år 2040 eller inte. Vi har därför analyserat båda alternativen, genom att låta referensscenarioets "modellår 2040", representera en tidpunkt efter 2040, när kärnkraften är avvecklad. För modellåren före 2040 finns fortfarande kärnkraft kvar.

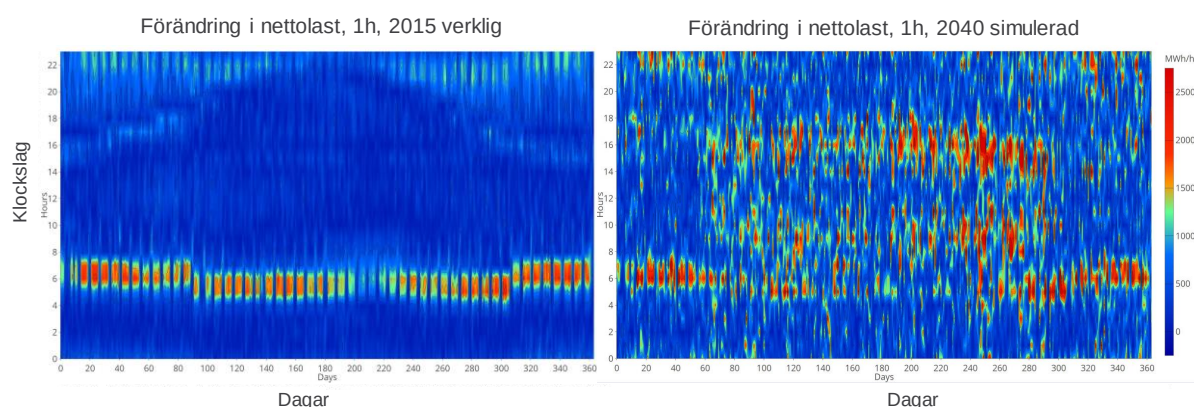
Vårt referensscenario omfattar en (viss) ökning av elenergianvändningen (TWh) och eleffektbehovet (GW), även om såväl energieffektivisering som – i viss utsträckning – även smartare effekthantering i användarledet, dämpar ökningstakten. I vår känslighetsanalys har vi – främst kvalitativt, men även kvantitativt - analyserat alternativa utvecklingsvägar för bl.a. energi- och effektanvändningen, investerings- och avvecklingstakten för de olika planerbara kraftslagen samt ytterligare ett antal parametrar. (Vi hänvisar till särskilda avsnitt i slutrapporten, för utförligare scenariobeskrivningar.)

² Som utgångspunkt för att kvantifiera behovet av topplastkapacitet har vi utgått från en 10-årsvinter, det vill säga en vinter som statistiskt inträffar vart 10-ende år. Systemet bör dimensioneras för att klara en situation som är mer ansträngd än ett normalår. Det finns dock idag inget mål för leveranssäkerheten, men Svk använder 10-årsvinter i sina analyser, varför vi valt att utgå från just en 10-årsvinter som dimensionerande för topplasteffekt.

Balansreglering – förmågan att hantera snabba förändringar i nettolasten samt prognososäkerhet

Ett sätt att kvantifiera behovet av flexibilitet är att se på hur nettolasten ändras över tid. Nettolasten definieras som efterfrågan minus produktion från vind- och solkraft och är den efterfrågan som det resterande kraftsystemet ska hantera. I figurerna nedan visas förändringen i nettolasten från en timme till nästa. 2015 syns ett tydligt mönster där ”morgonrampen” står för den stora förändringen i nettolasten från en timme till en annan. Det syns tydligt att förändringen är mindre på helger samt på semestern. Övriga tider är förändringen liten i jämförelse med morgonrampen. Omställningen mellan vinter och sommartid syns tydligt, då figuren visar all data i normaltids.

Förändring i nettolast från en timme till en annan. På y-axeln visas tid på dygnet från 0-24h. På x-axeln visas dagar på året från 1-365 dagar, dvs. från 1 januari till 31 december.



När samma sak plottas för modellår 2040 är mönstret med en morgonramp inte fullt lika tydlig. Där-
emot tillkommer en förmiddagsramp och en eftermiddagsramp under sommarhalvåret. Denna beror
på den ökade mängden solkraft. Modellåret 2040 är alltså bilden inte alls lika tydlig utan framstår
som suddig. Det innebär att förändringar i nettolasten kommer att uppträda något mindre förutsäg-
bart och vid fler tidpunkter. Vindkraften kan förvisso prognosticeras med en relativt god säkerhet på
kort sikt, men går inte att prognostisera med precision på flera dagars sikt till skillnad från efterfrågan
som följer ett mycket förutsägbart mönster.

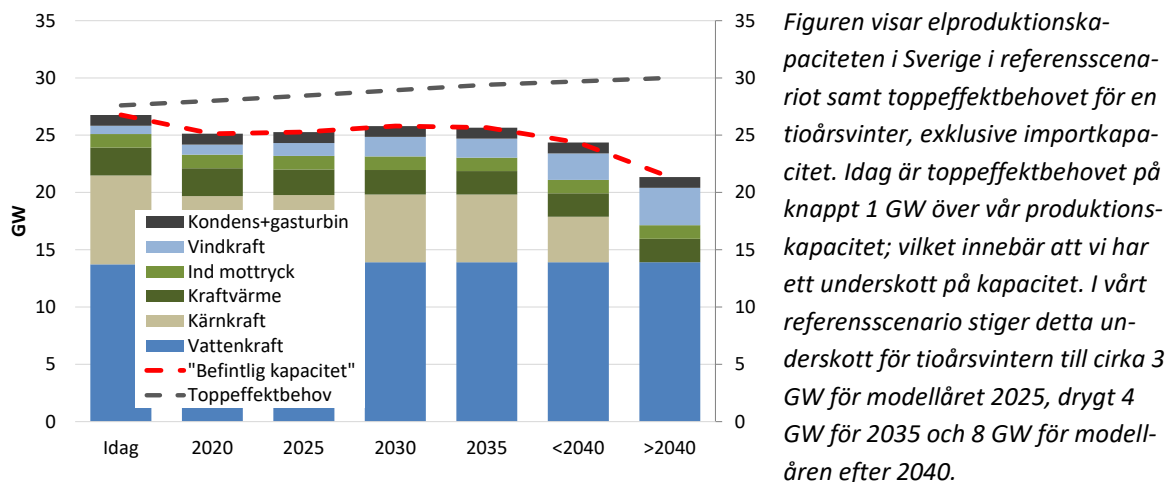
Överskott

Modellåret 2040 är nettolasten negativ under ett antal timmar. Det innebär att vind- och solprodukt-
ion överstiger efterfrågan under dessa timmar. I vårt referensscenario har överföringskapaciteten
byggts ut kraftigt, men trots det kommer ca 3 TWh vind- och solkraft att behöva spillas om inte
denna produktion kan hanteras av antingen ett förstärkt stamnät, flexibel användning eller energila-
ger. Detta är dessutom troligen en underskattning då våra modeller inte fullt ut tar hänsyn till interna
flaskhalsar. Tekniskt sett är det inget problem att spilla vind- och solkraft, men av flera andra skäl är
det naturligtvis önskvärt att kunna ta tillvara all produktion.

Topplast tioårsvinter – timnivå

Svenska kraftnät anger i sin prognos för effektbalansen i Sverige vintern 2017/2018 ett underskott på
cirka 850 MW för ”tioårsvintern”. När vi om ett par år avvecklar ytterligare kärnkraft, så att vi endast
har sex reaktorer i drift, ökar detta underskott. I figuren nedan redovisar vi bedömd tillgänglig regler-
bar produktion mot toppeffektbehovet för tioårsvintern för ett antal modellår. Figuren baseras på
vårt referensscenario.

På lång sikt, dvs. när kärnkraften i scenariot är helt avvecklad (modellåret >2040 i figuren) och ytterligare ett antal termiska verk stängts (kraftvärme/kondens) kommer det maximala underskottet av effekt en tioårsvinter, exklusive importkapacitet, vara omkring 8 GW och under ett normalår 6,5 GW. Men redan på kort sikt, modellåren 2020-2030, kommer det maximala underskottet under en tioårsvinter att vara upp emot 3 GW och under ett normalår 1,5 GW.



Vi klarar utmaningen, men det är ändå av stor vikt att uppmärksamma den

Våra analyser visar på betydande utmaningar, både på kort och lång sikt. Samtidigt vill vi framhålla att det finns många olika vägar, och många olika åtgärder, för att hantera den framtida flexibilitetsutmaningen och effektbalansen. Men det är ändå av största vikt att uppmärksamma utmaningen, och inse att vi måste välja väg och vidta åtgärder i god tid, inte minst för att det kan vara långa ledtider för flera av de åtgärder som måste till. Det är också viktigt att skapa ekonomiska och reglermässiga förutsättningar för dessa åtgärder. En central fråga handlar därmed om de framtida regelverken på elmarknaden. Det är i sig ett viktigt resultat av detta uppdrag.

Utmaningar redan på kort sikt – vilket även kan vara en möjlighet

Vi anger, redan inledningsvis, att vi har en flexibilitetsutmaning *redan på kort sikt*. Egentligen har den flera dimensioner och perspektiv, och man bör uppmärksamma dem alla:

- Sett i ett *nationellt perspektiv* kommer underskottet av effektresurser för att klara topplasten att vara upp emot 3 GW redan 2020, när ytterligare kärnkraft stängs. Det är en ökning på cirka 2 GW jämfört med idag; en ökning som dessutom är koncentrerad till södra Sverige där utmaningen därför blir extra tydlig.
- Sett i ett *regionalt och lokalt perspektiv* har vi redan idag begränsningar i näten som ger utmaningar, inte minst i storstadsregionerna. Här bidrar även dagens regelverk till utmaningar.
- Många nya anläggningar, såväl nät som kraftverk, tar *lång tid att få på plats* p.g.a. långa planerings- och tillståndprocesser. De måste därför planeras för redan nu. Det gäller naturligtvis de anläggningar som behövs på kort sikt, men gäller även de som behövs på längre sikt.

Denna relativt stora utmaning redan på kort sikt, gör att vi redan nu blir tvungna att intensifiera arbetet med att planera för, och hantera utmaningarna. Därigenom får vi snabbt erfarenheter, dels om hur lätt- eller svårhanterade utmaningarna egentligen är, dels vilka åtgärder som är bäst lämpade att utnyttja. Det är lärdomar som är viktiga för hanteringen av utmaningarna på längre sikt, och kan därför ses som en möjlighet – och en bra förberedelse – för de större utmaningarna i perspektivet 2040.

Inledning och beskrivning av uppdraget

Forum för smarta elnät – Swedish Smartgrid – har givit forskningsprojektet NEPP i uppdrag att bistå forumet med analyser av hur mycket flexibilitet som kommer att behövas i det svenska elsystemet i framtiden samt att förstå hur behovet ser ut över ett år, med utgångspunkt i Energiöverenskommelsens betänkande om utvecklingen fram till, och förbi, år 2040. Man behöver även i uppdraget sätta begreppet ”flexibilitet” i sitt sammanhang.

Svk anger ett underskott redan idag

Svenska kraftnät anger i sin *Prognos för effektbalansen i Sverige vintern 2017/2018* ett underskott på cirka 850 MW för ”tio-årsvintern”. Det är första gången man anger ett så högt underskottsvärde och därmed tydligt indikerar utifrån sin analys att vi inte har tillräckligt med effektresurser i vårt land, utan måste lita till import (eller efterfrågefleksibilitet) om denna situation inträffar.

Det är därför, på sätt och vis, en *ny tid* vi står inför. Samtidigt betonar SvK i sin *Systemutvecklingsplan* att vi går en utveckling till mötes där vi successivt, med början redan om ett par år, kommer att stänga flera av de kraftverk som varit centrala effektresurser i vårt elsystem. Det är en utmaning, som man måste uppmärksamma. Denna blir dessutom särskilt stor i södra Sverige, betonar man. Energimyndigheten beskriver också den rådande effektbalansen, bl.a. i sin rapport *Energiindikatorer 2017*, men anger inte lika tydligt som SvK att underskotten i effektbalansen är en utmaning. Man har bl.a. större tillit till import under topplastsituationer. Vår uppfattning är att även Energimarknadsinspektionen har en liknande uppfattning som myndigheten.

Det är i detta perspektiv man ska se den forskningsuppgift som NEPP fått av Forum för smarta elnät:

Att genomföra en analys av hur mycket flexibilitet som kommer att behövas i framtiden – vid olika tidpunkter och omvärldsutveckling - samt att förstå hur behovet ser ut över årets timmar. Analysen tar sin utgångspunkt i Energiöverenskommelsens betänkande.

För en samlad konceptuell förståelse behöver även begreppet ”flexibilitet” sättas i sitt sammanhang, anger forumet i sin rapport *Strategi för en ökad flexibilitet i elsystemet genom smarta elnät*.

Uppdragets genomförande

Med utgångspunkt i denna huvuduppgift, har vi genomfört uppdraget och analysen i ett antal etapper och deluppgifter.

Flexibilitet är ett samlingsbegrepp för olika behov och åtgärder för reglering av elsystemet.

Flexibilitet, och behovet av flexibilitet i vårt elsystem, är ett allmänt och inte entydigt definierat samlingsbegrepp för en lång rad situationer, behov och åtgärder som krävs för att kunna reglera vårt elsystem. Flexibilitet är således inget entydigt definierat begrepp. Vi har heller inget exakt mått på hur mycket flexibilitet vi har i elsystemet idag. Vi kan därför inte säga exakt hur mycket flexibilitet vi behöver, dels för att vi då först måste bli överens om vad som ligger i begreppet, dels måste enas kring vilken leveranssäkerhet vi vill ha och vad det får kosta att klara av denna leverans. Icke desto mindre har vi ständigt ett behov av flexibilitet i vårt elsystem för att klara av att upprätthålla effektbalansen. Denna flexibilitet är av olika slag, varierar från en tidpunkt till en annan och varierar om vi ser till landet som helhet eller bara till försörjningen inom ett lokalsamfund. Begreppet flexibilitet handlar dessutom inte bara om kraftbalansen utan också om att klara belastningen på elnäten.

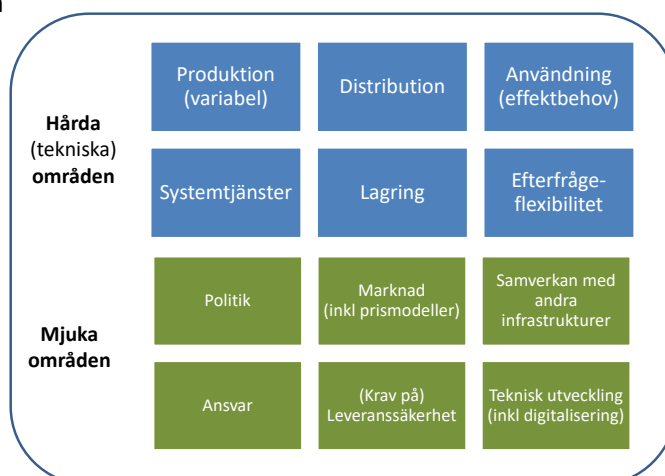
A. Scenarier för den framtida utvecklingen till, och förbi, 2040

Vi har formulerat ett referensscenari för elsystemets utveckling i linje med Energiöverenskommelsen. Vi har även beaktat motsvarande målsättningar i grannländerna (Norden/Nordeuropa). Scenariot har kombinerats med känslighetsanalyser av ett antal centrala parametrar, såsom eleffektbehovets (och elanvändningens) utveckling, efterfrågefleksibilitetens och energilagars genomslag, alternativa antaganden (jämfört med vårt referensscenari) om utvecklingen för produktionsresurser och överföringskapacitet, våt-/torrårsproblematiken etc.

B. Hela effektutmaningen – utgångspunkten för analysen om flexibilitet

NEPP-projektet har, i forskningsarbeten i den nu pågående andra etappen (pågår 2017-2020), tagit på sig den omfattande uppgiften att analysera och lägga samman *hela bilden av den framtida effekt- och flexibilitetsutmaningen*. Det är ett arbete som inte gjorts tidigare. (Tidigare har man analyserat ett eller ett par områden var för sig). Detta helhetsarbete pågår och denna figur visar schematiskt vilka delar i elsystemet som berörs.

Detta uppdrag om flexibiliteten inkluderar flera av dessa områden, inte bara produktionsresurser och efterfrågefleksibilitet. I analyserna i detta uppdrag inkluderas alla de områden som har (stor) betydelse för flexibiliteten och som därigenom påverkar såväl effekt- som flexibilitetsutmaningen.



C. Tidsdimensionen

Analyserna över tidsdimensionen har både omfattat en analys av flexibilitetsutmaningen över årets timmar och en analys av utmaningens utveckling från idag till, och förbi, år 2040.

D. Kvantifiering av flexibilitetsutmaningarna

I så hög grad som möjligt har vi kvantifierat flexibilitetsutmaningarna, både genom att nya analyser genomförts för både referensscenari och känslighetsanalys under uppdraget, bl.a. med Apollo- och Timesmodellerna, och att tidigare genomförda kvantifieringar i NEPP anpassats till uppdragets referensscenari.

Detta har vi analyserat när det gäller behovet av flexibilitet

Vi har i uppdraget analyserat ett flertal olika faktorer (och utmaningar, om man så vill), som har en central betydelse för det framtida behovet av flexibilitet:

Topplast (timme): En timme med stor elefterfrågan, kombinerat med liten elproduktion från vind- och solkraft. Här behövs flexibilitet i form av planerbar kraft, importkapacitet, tillräckligt med nät för att transportera kraften och flexibel efterfrågan där last flyttas från denna timme till en annan.

Topplast (dygn): Ett eller flera dygn i rad med stor elefterfrågan och liten elproduktion från vind- och solkraft: Även här behövs flexibilitet i form av flera av de resurser som anges för timmen ovan.

Överskott: Period med liten elefterfrågan, kombinerat med stor elproduktion från vind- och solkraft: I denna situation behövs flexibilitet i form av exportkapacitet och efterfrågeanpassning genom ökad

användning. Delar av den ökade användningen kan via lagring användas vid tider då energin är värdefullare.

Ökat behov av balansreglering: Med en större mängd vind- och solkraft ökar variationerna i det korta perspektivet, vilket ställer ökade krav på reglerförmåga i det övriga kraftsystemet.

Årsreglering: En allt större elproduktion från sol- och vindkraft under sommarhalvåret.

Generellt behov av flexibilitet: Vattenkraften, med dess flexibilitetsegenskaper, har hittills byggts för att möta relativt förutsägbara variationer i efterfrågan på el. På sikt tillkommer behovet att möta mindre förutsägbara variationer i den variabla elproduktionen från vind och sol. Det ställer nya och mer omfattande krav på det generella behovet av flexibilitet.

För utförligare beskrivning av dessa faktorer/utmaningar hänvisas till NEPP:s Temabok om *Reglering av kraftsystemet*, avsnitt om "åtta utmaningar" (www.nepp.se).

Referensscenario och känslighetsanalys

Energiöverenskommelsen ger en tydlig inriktning på vad som förväntas av energisystemet i Sverige till, och förbi, 2040. Det har legat till grund för vår utformning av detta uppdrags referensscenario. Vi har då även beaktat motsvarande målsättningar i grannländerna (Norden/Nordeuropa). Referensscenariot har även kombinerats med flera känslighetsanalyser.

Metoder för scenarioformulering

Det finns olika sätt att formulera och beskriva scenarier. Den metod vi använder i NEPP beskrivs nedan. I våra tidigare arbeten för Samordningsrådet för smarta elnät blev vi uppmanade att använda en mer "traditionell metod" för scenariobeskrivning (se nedan), vilket vi också gjorde. Vi gjorde dock den scenariobeskrivningen på ett sätt som kombinerade NEPP:s metod och den mer traditionella. Vi har använt detta kombinerade sätt även här.

NEPP:s metod för scenarioformuleringar

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. Modellerna innehåller en detaljerad beskrivning av hela det tekniska system vi har idag i dessa länder, samt alla de alternativ som står till buds för den framtida utvecklingen.

Vår investeringsmodell Times analyserar de mest kostnadseffektiva utvecklingarna av energisystemet (och dess delsystem) under den studerade perioden (t.ex. 2015-2050), för ett givet scenario. Varje scenario definieras 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 Timesmodellen 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. Nackdelen är att (bl.a.) att det är en 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.

Tillvägagångssätt för att kombinera de två

I detta uppdrag har vi dock alltså valt att samtidigt berätta om de omvärldsförutsättningar som formar referensscenariot och (några) av de resultat som sedan våra modellanalyser beräknat. Men – för tydlighets skull – delar vi (nedan) upp scenariobeskrivningen i två olika avsnitt, som beskriver:

- hur omvärlden utvecklas, dvs. hur de fyra ovan angivna omvärldsfaktorerna utvecklas och
- hur det tekniska energisystemet utvecklas

Beskrivning av referensscenario – omvärldsfaktorerna

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

Omvärldsfaktor 1: Politiska mål, styrmedel och övriga beslut

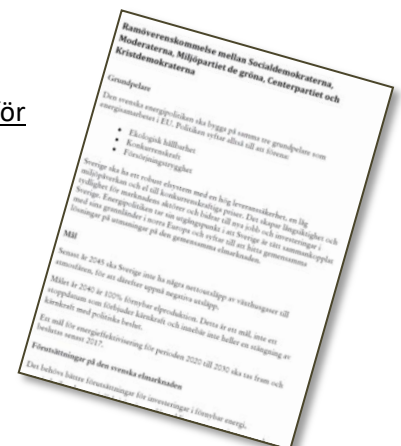
Referensscenariot baseras på utvecklingen enligt vår svenska Energiöverenskommelse – *Ramöverenskommelse mellan fem riksdagspartier om energipolitiken, från juni 2016*.

Energiöverenskommelsen anger bl.a. följande mål:

- Senast 2045 inga nettoutsläpp av växthusgaser, därefter negativa
- År 2040: 100 procent 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, upp till 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 ska 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 ska ställa vår tillit till våra grannländer för att kunna hantera vårt effektbehov under årets alla timmar.

Utifrån Energikommisionens betänkande har vi i detta projekt gjort följande antaganden.

Antaganden om svensk elproduktion

Sverige ska, ur ett *elenergiperspektiv*, ha en elproduktion år 2040 som är 100 procent förnybar, men kärnkraft är inte undantaget i produktions-mixen. År 2040 ska vi även 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 ska ha år 2040 och i vilken utsträckning vi ska klara vårt eget effektbehov under året. Vår tolkning är då att Energikommisionen 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 vårt referensscenario i detta uppdrag.

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 Energikommisionens 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 vårt referensscenario.

Vi har dock inte inkluderat ett byggande av gasturbiner och annan förstärkning av reglerbar kraftproduktion (eldad med förnybara bränslen) i referensscenariot, och heller inte extra förstärkningar i näten. Vi ser istället denna "potential" av nya reglerresurser i form av produktion och nät som en del av lösningen på den flexibilitetsutmaning som detta uppdrag är satt att beräkna, och som vi också beskriver översiktligt mot slutet av vårt resultatkapitel nedan.

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 Energikommisionens sida, men att man ännu inte omsatt den i konkreta mål och styrmedel. Forum för smarta elnät, liksom utredningen "Mindre aktörer i ett energilandskap i förändring" är två politiska initiativ som båda kan leda till mer konkreta åt-

gärder för en fungerande efterfrågeflexibilitet. Samtidigt pågår en utveckling på marknaden där såväl tekniska som marknadsmässiga lösningar för fungerande efterfrågeflexibilitet nu introduceras.

Vi har därför inkluderat en viss – och accelererande – utvecklingstakt för dessa i vårt referensscenario. Den stora potentialen av regler- och flexibilitetsresurser som efterfrågeflexibiliteten kan ge, har vi dock inte inkluderat i referensscenariot, eftersom den – liksom byggandet av den stora potentialen av reglerresurser i form av produktion och nät – är en del av lösningen på den flexibilitetsutmaning som detta uppdrag är satt att beräkna.

EU:s Vinterpaket – “Clean Energy for All Europeans” – 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 procent förnybar energi 2030 som EU:s regeringschefer tog vid Europeiska rådets möte hösten 2014. Energieffektiviseringsmålet föreslås uppdateras till 30 procent till 2030, från rådets tidigare 27 procent. Såväl förnybarhetsmålet som energieffektivitetsmålet har kritiserats för att inte vara tillräckligt ambitiösa, och processas därför bl.a. i EU-parlamentet, samtidigt som det har ifrågasatts i vilken mån dessa mål kopplar samman med utsläppsmålet om minst 40 procent minskade utsläpp till 2030.

För våra analyser i detta uppdrag av utvecklingen av det svenska, nordiska och Nordeuropeiska elsystemet, utgår vi dock ifrån att såväl EU:s förnybara mål som växthusgasmålet får mycket stor påverkan på utvecklingen av elsystemet i alla länder i (Nord)europa. Andelen förnybar elproduktion antas därigenom öka stort, inte bara i Sverige utan även i våra grannländer.

Växthusgasutsläppen antas minska stadigt i Nordeuropas elsystem och närmar sig mycket låga utsläpp år 2050. Prisutvecklingen för CO₂-priset (EUA) på EU ETS antas därför stiga, och vi har antagit en prisutveckling i referensscenariot där CO₂-priset når över 50 Euro/ton år 2040. I vår känslighetsanalys har vi också analyserat en utveckling där CO₂-priset blir avsevärt högre.

Omvärldsfaktor 2: Teknikutvecklingen och tillgängligheten av ny teknik

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

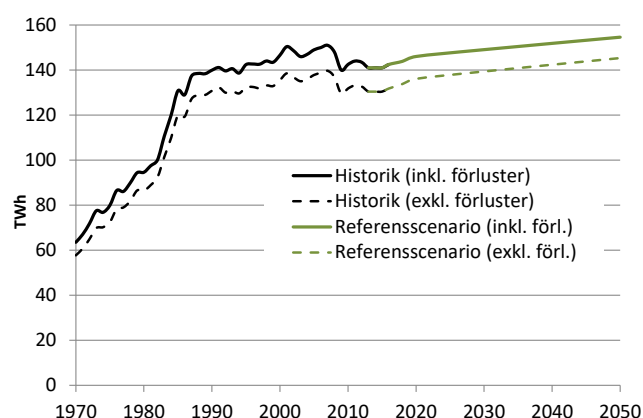
Vi har exempelvis inkluderat en teknikutveckling för vindkraft som ger ett högre effektutnyttjande, samt en fortsatt kostnadsminskning för solceller och ”intelligens” för ökad flexibilitet i apparater och maskiner på användarsidan.

Vi har i referensscenariot också antagit en utvecklingstakt 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. I referensscenariot har även en stängning av ett antal fossilbränsleeldade kondens och kraftvärmeverk inkluderats, med fokus på de verk som ägarna har angivit som ålderstigna och olönsamma.

Omvärldsfaktor 3: Elenergianvändningens och eleffektbehovets utveckling

I referensscenariot 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.

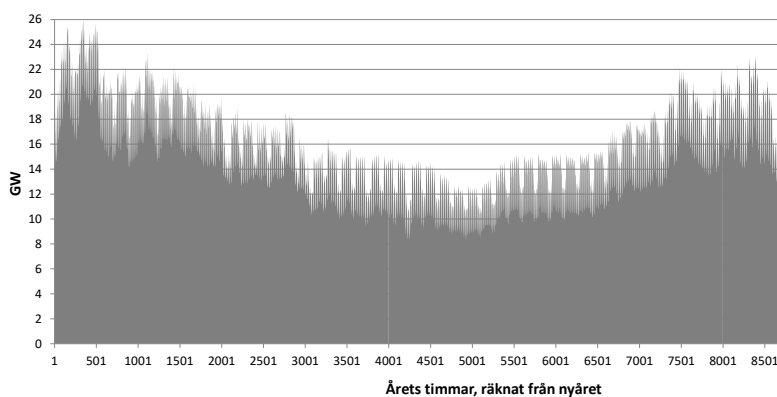
Befolknings- och BNP-ökningen är starka drivkrafter som påverkar elanvändningen uppåt, men vi antar samtidigt en fortsatt stark och ökande effektivisering, som till stor del balanserar och dämpar ökningstakten för elanvändningen. (Se bilaga 1 för utförligare beskrivning om elanvändningens utveckling.)



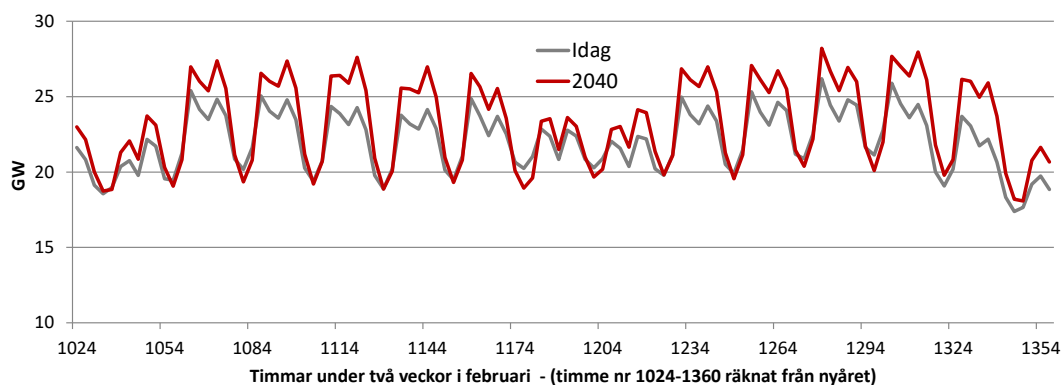
Effektbehovet

I detta uppdrag har vi haft ett stort fokus på *eleffekt*behovet. Det varierar över året. Figuren nedan visar det svenska *eleffekt*behovet, inklusive distributionsförluster, år 2016. Vi kan tydligt se skillnaderna i effektbehov mellan vinter och sommar, samt för vardagar respektive helgdagar.

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 vårt referensscenariot. 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.



Effektbehovet (exkl. distributionsförluster) i Sverige för två vinterveckor. Figuren visar en jämförelse mellan det faktiska utfallet idag och vårt referensscenariots 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 bilaga 1 beskrivs effektbehovets utveckling utförligare.)

I vårt referensscenario 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 industri, smart laddning av elfordon och smart hantering av elanvändningen för uppvärmning, exempelvis via aggregatorer.

Omvärldsfaktor 4: Prisutveckling och tillgången på internationella bränslemarknader

Antagandena om bränsleprisutvecklingen baseras på nationella och internationella källor och prognoser, bl.a. på IEA:s scenarier i World Energy Outlook (WEO)³. (I bilaga 1 ges en utförligare beskrivning av bränsleprisantaganden och tillgång).

Beskrivning av referensscenario – utveckling av det tekniska elsystemet

Utgångspunkten för NEPP:s analyser är alltså antaganden om de fyra omvärldsfaktorerna:

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)

Nedan beskriver vi några centrala resultat från våra modellanalyser av referensscenariot, för att därigenom också ge en beskrivning av det tekniska energisystemets utveckling i scenariot. (I resultatkapitlet längre fram i rapporten, ges ytterligare resultat för utvecklingen av det tekniska elsystemet.)

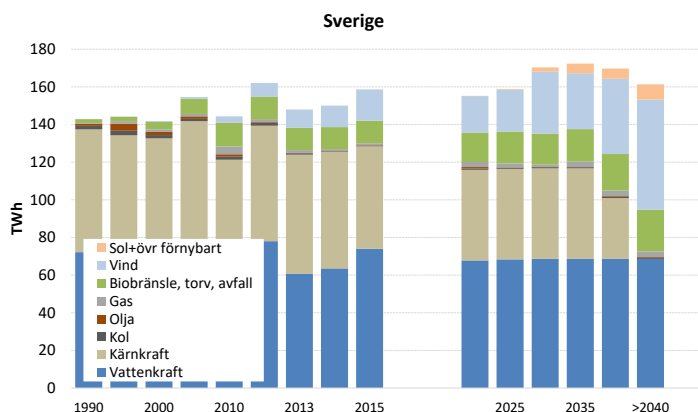
Elproduktionen i Sverige

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 vårt referensscenario. 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 vårt referensscenario, 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.

³ International Energy Agency (IEA), “World Energy Outlook 2013”, 12 November 2013, www.iea.org.

Fokus för detta NEPP-uppdrag för Forum för smarta elnät är en tidpunkt kring/efter år 2040. Med en antagen livslängd på cirka 60 år för kärnkraften kommer den svenska elproduktionen då att vara helt förnybar ett antal år efter år 2040. I figuren nedan har vi, som ett tydligt önskemål från forumet, angivit detta år som "modellår 2040", eller som ">2040".



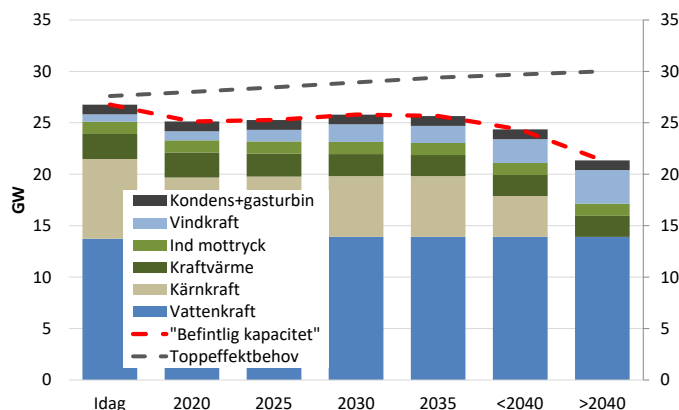
Elproduktion i Sverige i referensscenariot.

I Energiöverenskommelsen är ambitionen att Sverige ska fortsätta vara en nettoexportör av *elenergi* tydligt uttalad. Så är också fallet i vårt referensscenario, med nettoexport under hela den studerade perioden, även under "modellåret 2040" då nettoexporten är drygt 5 TWh.

Eleffektbehovet i Sverige

Som framgår ovan är den svenska elproduktionen 100 procent förnybar under modellåret 2040 (">2040"). Elproduktionen överstiger också elanvändningen i Sverige, vilket innebär att vi har en nettoexport av *elenergi* till våra grannländer. Däremot kommer vi att ha ett underskott av eleffekt under många av årets timmar, främst naturligtvis under vintern, men även till viss del under andra årstider.

Vid en topplastsituation (enligt Svk:s "tioårsvinterkriterium") kommer det i vårt referensscenario att saknas upp till 8 GW för modellåret 2040, räknat på timbasis, vilket framgår av figuren nedan. Redan om några år har vi ett underskott på 3 GW.



Tillgänglig effekt i svensk elproduktion i vårt referensscenario under den studerade perioden från idag till, och förbi, år 2040.

I resultatkapitlet nedan görs en mer omfattande genomgång av effektbehovets utveckling i scenariot.

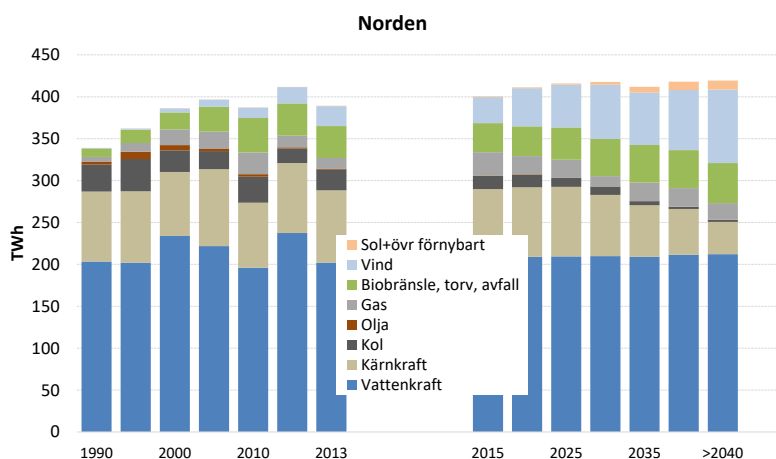
Nordisk och Nordeuropeisk elproduktion

Alla våra modellanalyser i NEPP hanterar hela Nordeuropas elsystemen, 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.

I ett par resultatbilder från analyserna med vår investeringsmodell Times, ger vi nedan utvecklingen av elsystemen (samlad) för Norden och Nordeuropa i vårt referensscenario.

Norden

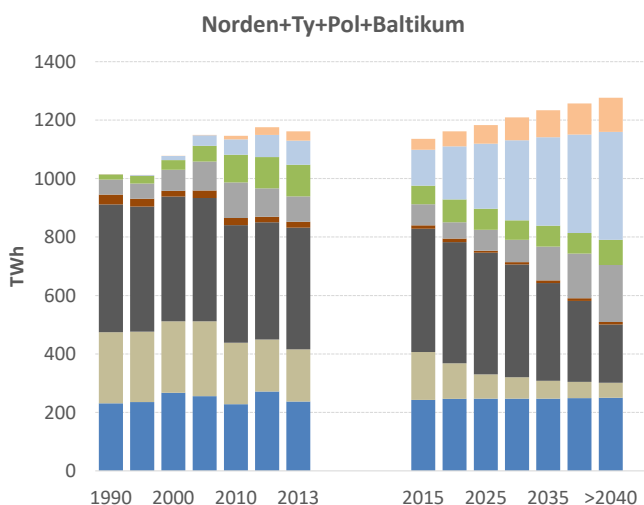
Vattenkraften växer långsamt, med cirka 5 TWh till 2030 och 10 TWh till 2050. Kärnkraften i Sverige avvecklas efter cirka 60 års drift och är helt avvecklad innan vår analysperiod är till ända, medan de nya finska verken är kvar därefter. Den kol- och naturgaseldade kraftproduktionen i Norden ersätts 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 (särkerligen) även solkraft en tydlig del av den nordiska produktionen.



Elproduktion i Norden i referensscenariot.

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 vårt referensscenario går dock även här mot en snabbt växande förnybar andel, från cirka 45 procent fossilbränsleandel idag till cirka 30 procent kring år 2040, samtidigt som elanvändningen antas ha en betydande ökning.



Elproduktion i Nordeuropa i referensscenariot.

Överföringskapaciteten från/till Sverige

Sveriges möjligheter att importera och exportera el ökar också i referensscenariot, som en följd av en utbyggnad av överföringskapacitet till/från vårt land. Till år 2025/2030 har kapaciteten ökat med 10-15 procent jämfört med idag, till år 2035 med 25 procent och till, och förbi, år 2040 är ökningen 40 procent jämfört med dagens överföringskapacitet.

Känslighetsanalyser

I detta uppdrag har vi också gjort ett antal känslighetsanalyser, där vi har varierat våra referensantaganden för ett urval centrala beräkningsförutsättningar. Resultaten för dessa känslighetsanalyser beskrivs utförligare längre fram i rapporten. Här anges endast vad som studerats i känslighetsanalyserna:

- Elenergi- och eleffektbehovets utveckling.
 - dvs. när det blir ett större/mindre behov p.g.a. att påverkansfaktorerna på elanvändningen utvecklas annorlunda.
- Större genomslag i efterfrågefleksibilitet i referensutvecklingen
 - dvs. att efterfrågans möjlighet att möta flexibilitetsbehovet utvecklas snabbare än den antagna utvecklingen i referensscenariot.
- Större genomslag i energilager än i referensutvecklingen
- Produktionsresurserna i vårt land blir annorlunda, än grundförutsättningarna i referensscenariot:
 - En större andel solkraft i utbyggnaden av förnybar kraftproduktion
 - En större andel biobränslekraft i utbyggnaden av förnybar kraftproduktion
 - Kärnkraften utvecklas snabbare/långsammare
- Vattenkraften, dels vid våtår och torrår, dels vid större effekthöjning
- Överföringskapaciteten till våra grannländer, och möjligheten till större/mindre import/export
- Högre CO₂-priser i Europa

Parallellt med detta uppdrag, forskar och analyserar vi i NEPP om vilka lösningar som är kostnadseffektiva för att möta/täcka det flexibilitetsunderskott vi här identifierat. Ett av de analysverktyg vi då har till vårt förfogande är just investeringsmodellen Times. Denna har dock stort fokus på produktion och nät samt på möjligheterna till import och export av elenergi och eleffekt, men har mycket mindre fokus på efterfrågefleksibilitet och priselasticitet för elanvändningen. I NEPP kommer vi därför att använda många fler verktyg, för att göra analysen mer komplett, men för dessa har vi ännu inga genomarbetade resultat framme.

Vi har ändå låtit vår analys med Timesmodellen ingå i våra känslighetsanalyser för detta uppdrag, men vill alltså upprepa den har fokus på produktion och nät:

- Låta (Times)modellen investera i ny kapacitet för produktion och nät, och därmed möta det beräknade underskottet i flexibilitet/effekt på kostnadseffektivaste sätt – med fokus på produktionsresurser i Sverige och/eller i våra grannländer och nätresurser (inom och mellan länderna).

Resultat

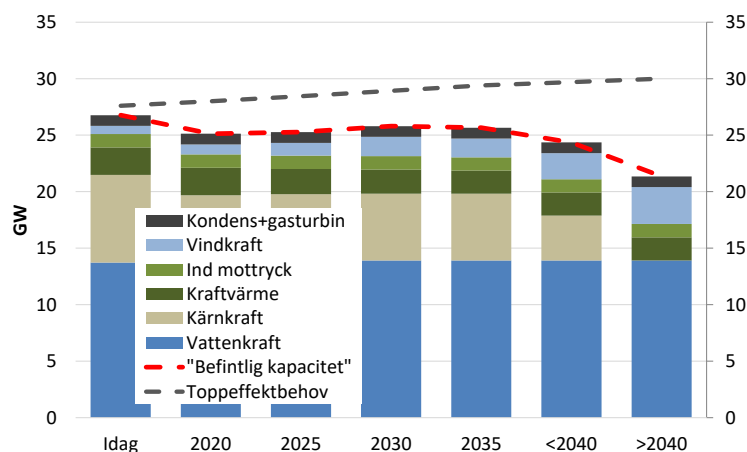
Vi har fått i uppdrag att ge svar på frågan: *Hur mycket flexibilitet som behövs i det svenska elsystemet i framtiden?*⁴ För att göra det inom ramen för detta relativt begränsade uppdrag har vi tagit på oss uppgiften att såväl kvalitativt som (delvis) kvantitativt försöka beskriva den utmaning som elsystemet nu ställs inför när ett antal av de befintliga reglerresurserna avvecklas på sikt och nya måste till. Vi har därför tolkat vår huvudfrågeställning i uppdraget som en frågeställning om hur mycket ny flexibilitet som behövs, det vill säga hur mycket som behovet av flexibilitet behöver öka jämfört med idag.

Vi redovisar i detta kapitel en serie kvalitativa och kvantitativa resultat som försöker fånga hur stor denna utmaning är. Vi vill samtidigt framhålla att vi också är av den uppfattningen att vi med största säkerhet kommer att klara av att upprätthålla den framtida effektbalansen. Det är snarare en fråga om hur vi kan göra det så kostnadseffektivt som möjligt.

Topplast – timnivå

Svenska kraftnät anger i sin prognos för effektbalansen i Sverige vintern 2017/2018 ett underskott på cirka 850 MW för "tioårsvintern". När vi om ett par år avvecklar ytterligare kärnkraft, så att vi endast har sex reaktorer i drift, ökar detta underskott. I figuren nedan redovisar vi bedömd tillgänglig reglerbar produktion mot toppeffektbehovet för tioårsvintern för ett antal modellår. Figuren baseras på vårt referensscenario.

På lång sikt, dvs. när kärnkraften i scenariot är helt avvecklad (modellåret >2040 i figuren) och ytterligare ett antal termiska verk stängts (kraftvärme/kondens) kommer det maximala underskottet av effekt en tioårsvinter, exklusive importkapacitet⁵ vara omkring 8 GW och under ett normalår 6,5 GW. Men redan på kort sikt, modellåren 2020-2030, kommer det maximala underskottet under en tioårsvinter att vara upp emot 3 GW och under ett normalår 1,5 GW.



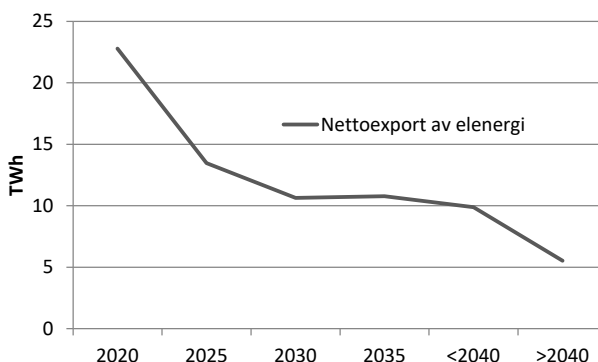
Tillgänglig effekt i svensk elproduktion i vårt referensscenario under den studerade perioden från idag till, och förbi, år 2040, samt toppeffektbehovet för tioårsvintern. Skillnaden mellan de båda streckade kurvorna anger det "underskott av toppeffekt på timbasis för tioårsvintern" som vi identifierat för referensscenariot.

⁴ Såväl vi som den referensgrupp vi haft tillgänglig för uppdraget vill betona att vår analys är förenklat bl.a. genom att vi inte haft resurser att göra en ordentlig genomlysning av vilken mängd flexibilitet som samhället verkligen vill betala för, eftersom vi inte har en fastställd/beslutad nivå för leveranssäkerheten. Vi har därför valt att utgå från det allmänna antagandet att "dagens leveranssäkerhet inte ska försämrats i framtiden", men är naturligtvis samtidigt medvetna om att även detta antagande haltar, då vi idag alltså inte vet exakt vilken leveranssäkerhet vi verkligen är beredda att betala för idag.

Import och export av el till/från Sverige

Vi vill dock än en gång poängtera, vilket vi tydliggjort i scenariokapitlet ovan, att vi inte har något underskott på producerad elenergi i referensscenariot. Tvärtom är vi nettoexportör av elenergi i referensscenariot under samtliga år fram till, och förbi, år 2040.

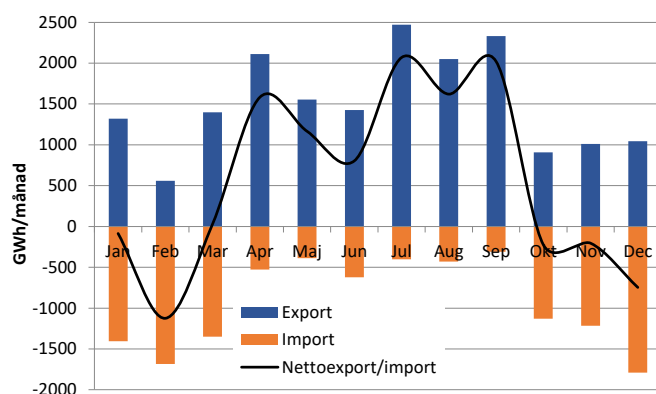
Figuren till höger visar nettoexporten av elenergi från Sverige i referensscenariot.



Detta är dock inte detsamma som att vi är exportörer under årets alla timmar. Tvärtom kommer vi att importera el under många av timmarna på vinterhalvåret år 2040, främst som en följd av att vi då har en större andel väderberoende produktion.

Genom att överföringskapaciteten förstärks i referensscenariot, kan vi därmed också ännu bättre utnyttja vind- och solkraftens produktion mellan länderna, så att vi kan minimera mängden vind- och solkraft som behöver spillas. Samtliga av NEPP:s modeller hanterar denna samordningsvinst mellan länderna i Nordeuropa, och optimerar den på kostnadseffektivaste sätt för varje modellår.

Figuren nedan visar hur exporten och importen varierar under ett typiskt år efter 2040 med 100 procent förnybar elproduktion i Sverige, samt hur nettoexport/importen blir månad för månad.



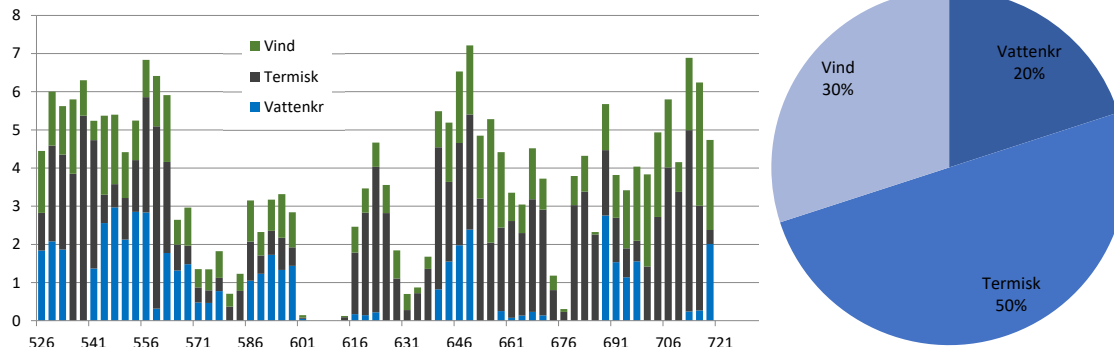
Figuren visar hur elexporten och elimporten varierar under ett typiskt år efter 2040 med 100 procent förnybar elproduktion i Sverige, samt hur nettoexporten/importen blir månad för månad

Figuren indikerar även att vi importerar el under vintermånaderna som en följd, dels av att vi ibland kan utnyttja vind- och solkraft från våra grannländer när vi har underskott själva (det blåser t.ex. inte alltid samtidigt i Sverige som i våra grannländer), dels av att vi själva har avvecklat reglerbar kraft i form av kärnkraft och kraftvärme. Våra modellanalyser visar dock på en lönsamhet i detta agerande, istället för att investera i ny "baskraft" i vårt land⁵. Notera exempelvis den stora nettoimporten under februari månad i figuren ovan.

⁵ Förutsatt att den kraft vi önskar importera finns tillgänglig i våra grannländer, vilket den antas göra i referensscenariot.

Illustration och fördjupning med hjälp av ett tidigare NEPP-scenario

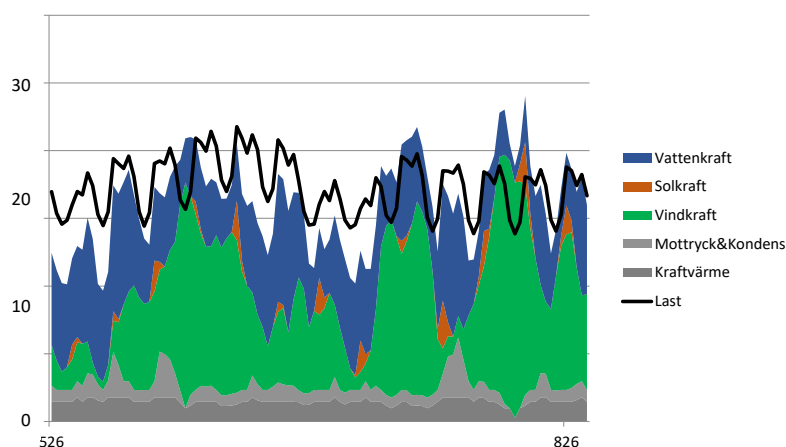
Denna import består både av reglerbar termisk kraft från fossilbränsleeldade kraftverk och av förnybar kraft i form av vatten- och vindkraft. Figuren nedan ger en ögonblicksbild – från ett tidigare NEPP-scenario – av hur denna import täcks av produktion från olika kraftslag i våra grannländer under två vinterveckor.



Import av el till Sverige under en dryg veckas tid under januari/februari för ett modellår kring 2040 i ett tidigare NEPP-scenario, samt en beskrivning av hur denna import produceras i våra grannländer. På y-axeln anges eleffekt i GW och på x-axeln numret på de aktuella timmarna, räknat från årets början.

Nedan visas hela energibalansen under motsvarande vinterperiod, för modellåret 2040, för detta tidigare NEPP-scenario. Figuren nedan visar i vilken utsträckning som den svenska produktionen täcker vårt eget elbehov (vår "last"). Vi kan även se av figuren att vi importerar (dvs. de vita fälten under "last"-kurvan) under många timmar under dessa veckor. Denna import, dvs. de vita fälten i figuren, täcks alltså av den import (dvs. produktion i våra grannländer) som anges i figuren ovan. Notera dock att figuren visar *producerad* elenergi och att den *tillgängliga produktionskapaciteten* i Sverige naturligtvis kan vara högre under vissa timmar. Importen kan därmed *antingen* bero på att det inte finns tillräckligt med tillgänglig effekt i Sverige, *eller* på att det är ekonomiskt fördelaktigt att importera el stället för att producera den med tillgänglig kapacitet inom landets gränser.

GW



Elproduktion i Sverige under en dryg veckas tid under januari/februari för ett modellår kring 2040 i ett tidigare NEPP-scenario. Det svenska effektbehovet (inkl. distributionsförluster) under dessa veckor är markerat med svart linje ("last").

Importen exkluderad vid beräkning av underskottet för topplast på timnivå

Men för beräkningen av det underskott av topplastbehov på timnivå som vi ovan angivit för tioårsvintern, har vi alltså inte inkluderat denna import, vare sig den väderberoende vind- och solkraften, eller den reglerbara vattenkraften och reglerbara termiska kraften.

Man skulle dock kunna argumentera för att importen av vind- och solkraft kan inkluderas, och därigenom reducera det angivna underskottet, då sannolikheten för att det finns ett visst överskott av denna produktion i grannländerna är relativt stor även under timmar med effekttoppar. Denna ståndpunkt kan också motiveras av att en kostnadseffektiv elförsörjning genom variabla förnybara energislag förutsätter ett väl utbyggt elsystem, så att sammanlagringseffekter över ett större geografiska område kan uppnås och tillvaratas.

Vi har dock inte inkluderat importkapaciteten när vi beräknat underskottet, men – utifrån analyserna av det tidigare NEPP-scenari som anges ovan – gjort en överslagsberäkning av hur mycket av underskottet kring år 2040 som skulle kunna täckas av import av el från vindkraft i våra grannländer. Vår överslagsberäkning hamnar då på mellan 0-2 GW (eller, som ett genomsnitt, cirka 1 GW). Men vi vill understryka att detta endast är mycket ungefärliga beräkningar.

Om toppeffektbehovet skulle täckas av ny produktion och nya nät – en modellanalys

I detta uppdrag är det inte vår uppgift att analysera vad som kan möta det flexibilitets- och toppeffektbehov som uppkommer. I NEPP-projektet genomför vi dock, i andra delprojekt, analyser av detta. Det kan därför vara intressant att kortfattat ta en snabb titt på dessa.

Vi vill dock understryka att vi ännu bara hunnit med de analyser som inkluderar en nyinvestering i kraftproduktion och överföringskapacitet till grannländerna. Vi har ännu inte analyserat kostnadseffektiviteten i nyinvesteringar i nätförstärkningar *inom* landets gränser eller i teknik och åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet (utöver det som inkluderats i referensfallet).

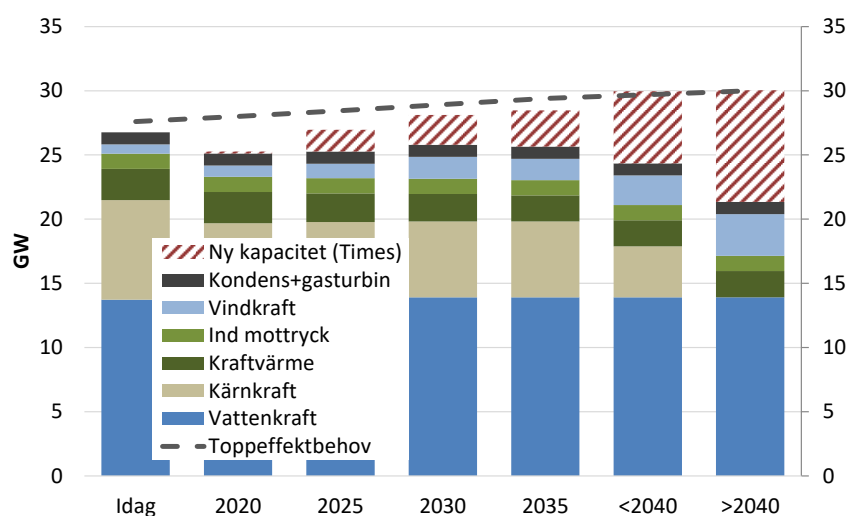
Vår Timesmodell är en investeringsmodell över Nordeuropas energisystem, och modellen visar på den kostnadseffektivaste utveckling av hela det Nordeuropeiska elsystemet till, och förbi, 2040, relativt en given utveckling av elanvändningen och effektbehovet. Ett av randvillkoren för Times är just toppeffekten. Den är preciserad per land, men modellen har också möjligheten att utnyttja, och även bygga, 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 vårt referensfall väljer Timesmodellen två olika strategier för toppeffekten i Sverige, som 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 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, 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 överföringskablar, för att täcka en mindre mängd av topplastunderskottet med importerad kraft. För modellåren kring 2040 väljer Times däremot enbart att 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, och för modellåren dessförinnan bara några tiotals timmar i snitt.



I vår känslighetsanalys har vi gjort alternativa analyser, för att testa robustheten i detta resultat, och de visar på relativt god robusthet. (Se kapitlet om känslighetsanalyserna nedan.)

Det vi däremot ännu inte haft möjlighet att studera närmare, är hur detta resultat påverkas av det faktum att vi, redan om några år, har vår egen produktionskapacitet ojämnt fördelad över landet och att vi får ett allt större behov av mer produktionskapacitet i södra Sverige (Svenska kraftnät identifierar ett underskott på cirka 10 GW redan om några år i SE3+SE4.) Här har vi alltså ännu inte gjort några modellanalyser. En rimlig slutsats vore ändå att anta att om vi inkluderar detta behov av produktionskapacitet i just södra Sverige i Timesmodellen, så kommer modellen att visa på ett minst lika stort behov av ny produktionskapacitet i Sverige som helhet, och troligen även investera mer i Sverige under modellåren 2025-2035 än vad figuren ovan visar.

Balansreglering

Ett sätt att kvantifiera behovet av flexibilitet är att se på hur nettolasten ändras över tid. I figuren nedan visas varaktighetsdiagram för nettolasten 2015 respektive 2040. Det framgår av figuren att den maximala nettolasten är ungefär på samma nivå 2015 som 2040 (23 600 MW 2015 och 23 500 MW 2040). Däremot varar den höga nettolasten under betydligt färre timmar 2040. Exempelvis är netto-

Nettolastens förändring är ett mått på hur behovet av flexibilitet ändras över tiden:

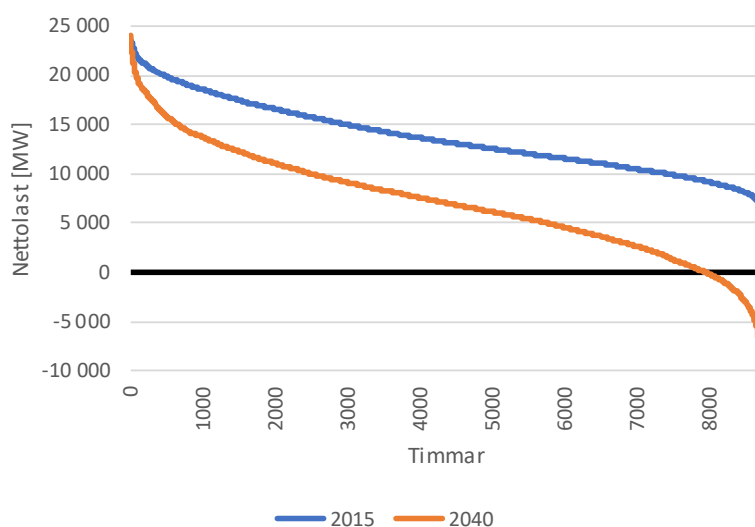
- Nettolasten definieras som efterfrågan minus produktion från vind- och solkraft.
- Nettolasten motsvarar den efterfrågan som det resterande kraftsystemet ska hantera.

lasten över 20 000 MW under 477 timmar 2015 att jämföra med 167 timmar 2040.

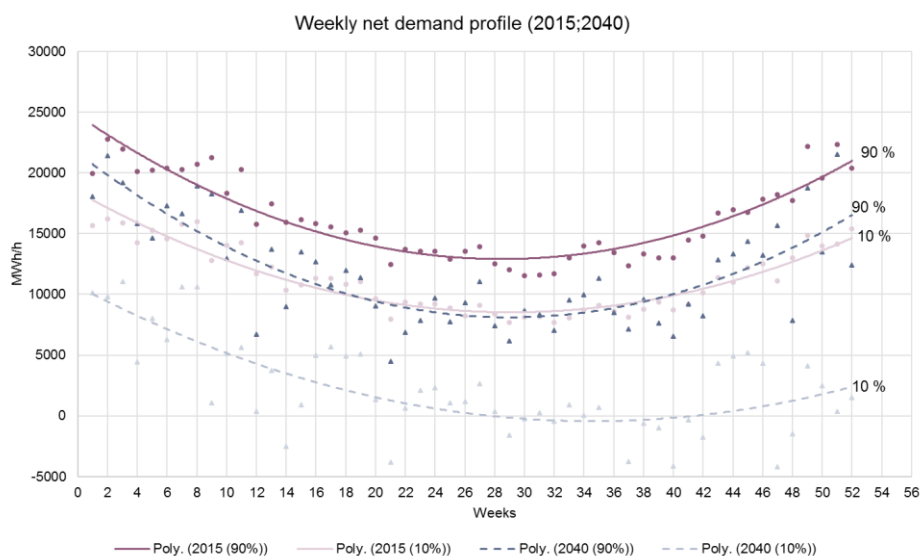
Utmärkande är också att nettolasten kommer att variera över ett betydligt större spann och till och med vara negativ under vissa timmar (det vill säga att vind- och solkraftproduktionen är större än efterfrågan).

Av figuren kan man vid en första anblick förledas att tro att utmaningen framöver är mindre, då nettolasten är lägre under nästan alla årets timmar. Det som inte framgår av figuren är att det kommer att finnas mindre produktionskapacitet som kan möta denna nettolast då kärnkraften inte längre finns att tillgå (se härom i avsnitten ovan).

Varaktighetsdiagram över nettolasten 2015 respektive 2040.



I figuren nedan visas nettoefterfrågan per vecka uttryckt som den 90:e respektive 10:e percentilen för respektive vecka. I figuren kan man se att nettoefterfrågan kommer att ha en större variation under alla säsonger (avståndet mellan linjerna), samt en större spridning mellan veckorna (en ökad spridning av prickarna).

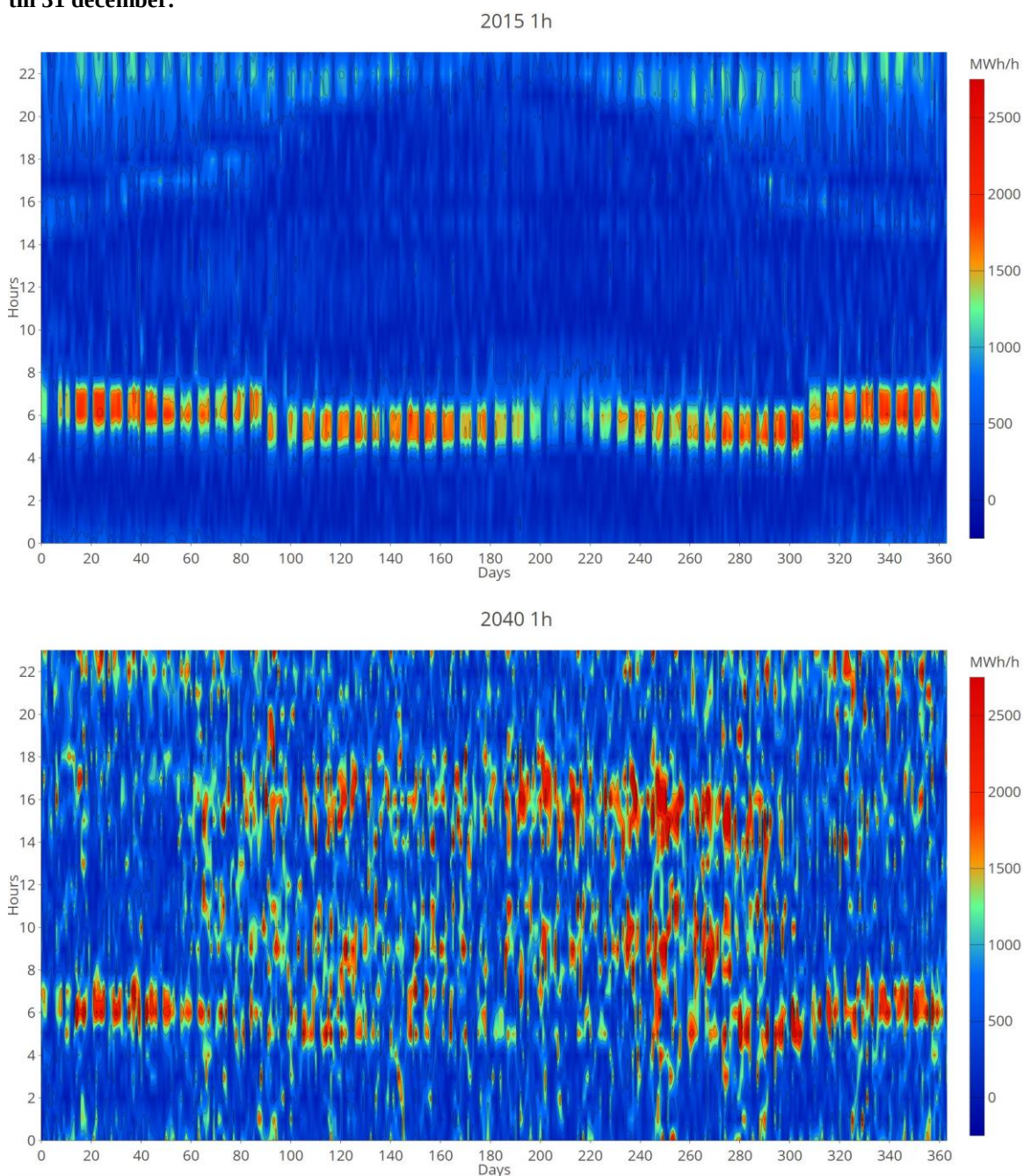


Nettoefterfrågan per vecka uttryckt som den 90:e respektive 10:e percentilen för respektive vecka.

I figurerna på nästa sida visas förändringen i nettolast från en timme till nästa i ett så kallad värme-karta för ett helt år. Blå färg motsvarar en liten förändring från en timme till nästa och röd färg motsvarar en stor förändring. Det är den absoluta förändringen som visas, det vill säga utan hänsyn till om det är en ökning eller minskning.

För 2015 (översta figuren) syns ett tydligt mönster där morgonrampen står för den stora förändringen i nettoefterfrågan från en timme till en annan. Det syns tydligt att förändringen är mindre på helger samt på semestern. Övriga tider är förändringen liten i jämförelse med morgonrampen. Omställningen mellan vinter och sommartid syns tydligt, då figuren visar all data i normaltid.

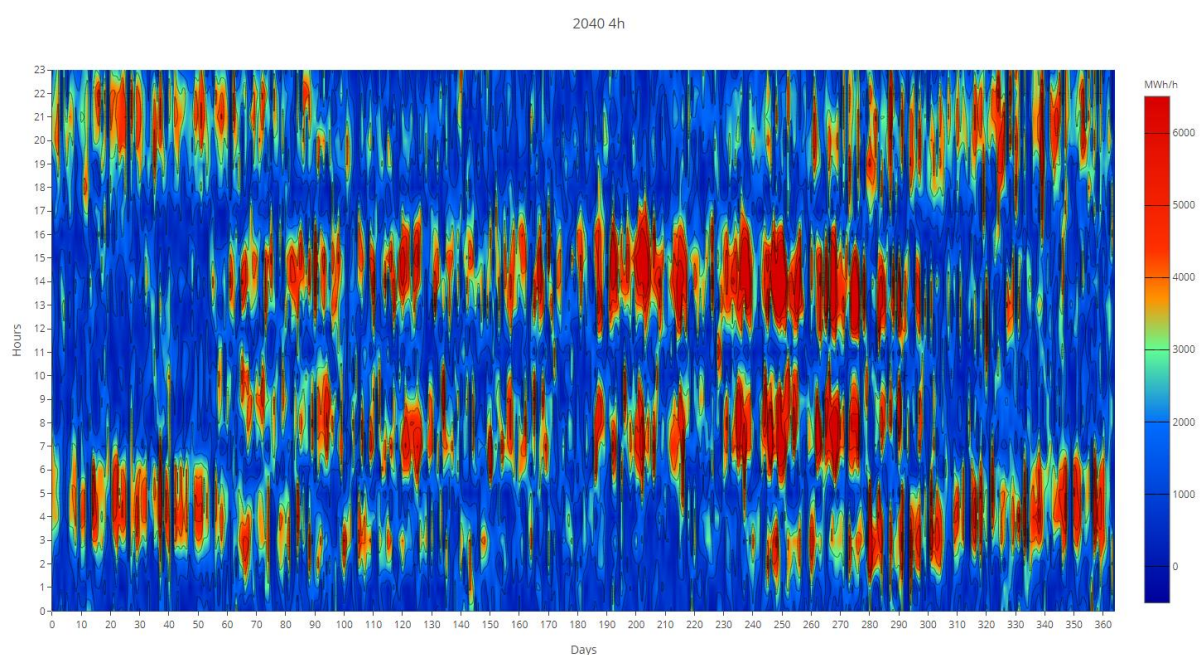
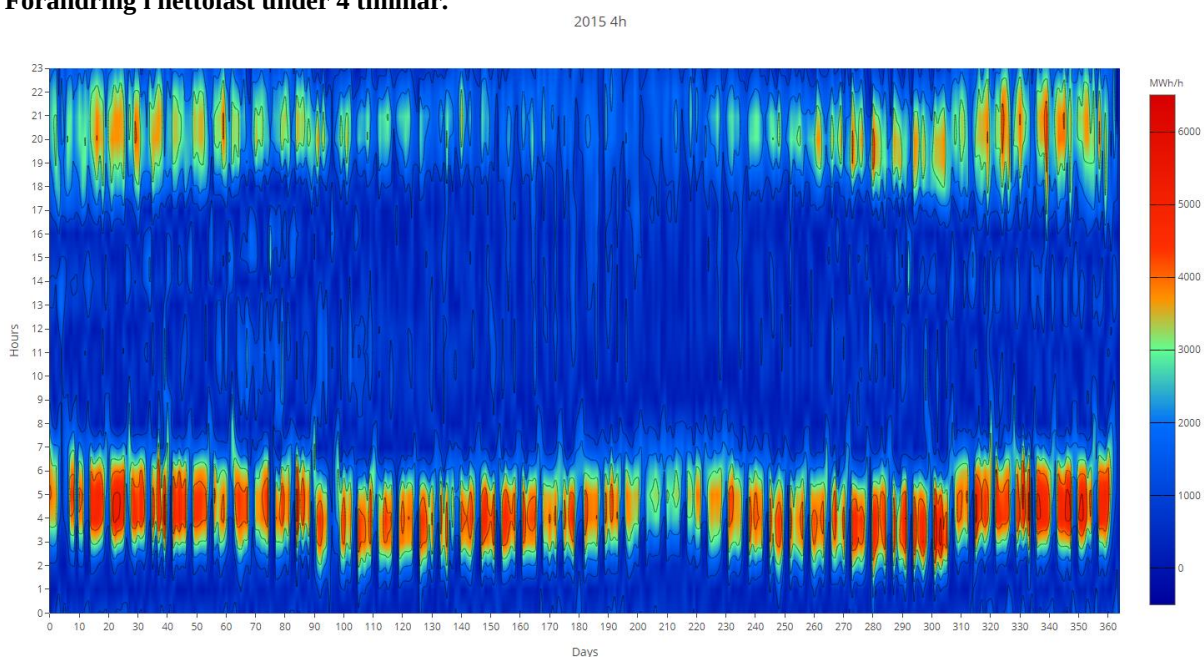
Förändring i nettolast från en timme till en annan, dels år 2015 (överst) dels modellår 2040 (underst). På y-axeln visas tid på dygnet från 0-24h. På x-axeln visas dagar på året från 1-365 dagar, dvs från 1 januari till 31 december.



När samma sak plottas för 2040 är mönstret med en morgonramp inte fullt lika tydlig. Däremot tillkommer ytterligare en förmiddagsramp samt en eftermiddagsramp under sommarhalvåret. Denna beror på den ökade mängden solkraft. 2040 är bilden inte lika tydlig utan framstår som suddig. Det innebär att förändringar i nettolasten kommer att uppträda något mindre förutsägbart och vid fler tidpunkter. Vindkraften kan förvisso prognosticeras med en relativt god säkerhet på kort sikt, men går inte att prognostisera med precision på flera dagars sikt till skillnad från efterfrågan som följer ett mycket förutsägbart mönster.

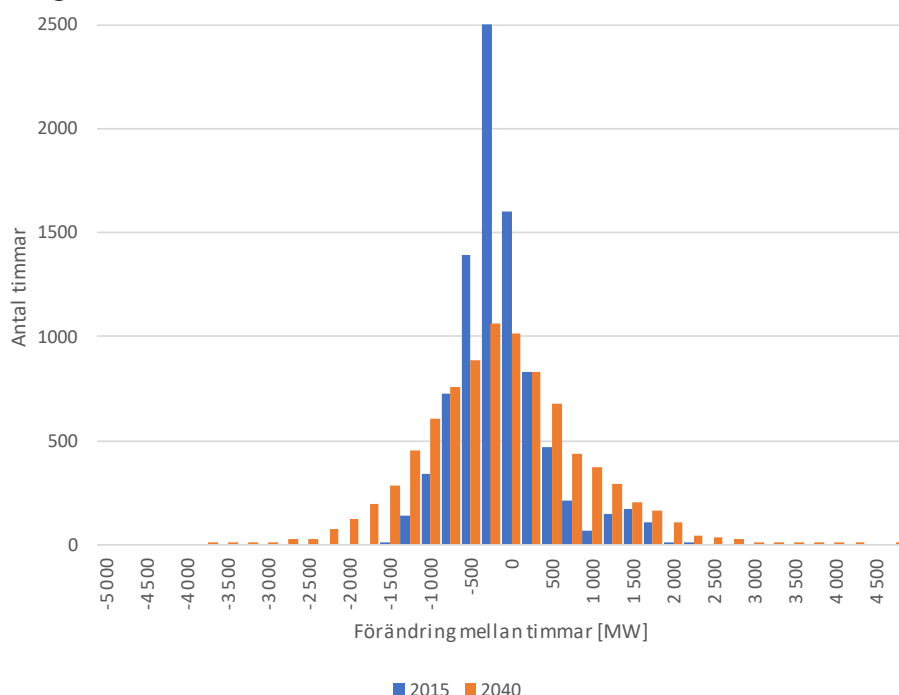
I figurerna nedan visas motsvarande förändringar över *fyra* timmar. Här blir kvällsrampen tydligare både 2015 och 2040. Även för- och eftermiddagsrampen 2040 till följd av ökad andel sol blir tydligare. I övrigt visar jämförelsen samma sak som när skillnaden mellan en timme visades ovan.

Förändring i nettolast under 4 timmar.



I figuren nedan visas antal timmar med olika stora förändringar i nettolasten 2015 respektive 2040. De höga staplarna i mitten indikerar att det är flest timmar på året då det är små förändringar i nettolasten från en timme till en annan. De låga staplarna ut mot kanterna indikerar att det är färre timmar med stora förändringar. Den maximala fluktuationen från en timme till en annan förväntas öka från ca 2 500 MW/h år 2015 till ca 4 400 MW/h år 2040, det vill säga nästan en fördubbling av det maximala reglerbehovet över en timme. (Observera att dessa värden avläses på x-axeln, räknat från 0 och – i detta fall – åt höger på x-axeln.) Den mer utspridda profilen 2040 innebär också att det blir vanligare med större förändringar timme för timme i framtiden. Den puckel man kan observera runt +1500 MW 2015 beror på att morgonrampen idag är en tydligt återkommande förändring med ungefär samma form varje vardag.

Förändring i nettolast under 1 timme. Staplarna visar hur många timmar över ett år som olika stora förändringar från en timme till en annan sker.



Reglerbehovet inom en vecka är en annan viktig parameter. Det motsvarar mellan vilka nivåer behovet av flexibilitet kan förändras inom en vecka. Nettolastens variation inom en vecka är relativt konstant över året och förväntas öka från ca 7 500 MW till ca 14 200 MW, det vill säga en fördubbling jämfört med idag.

Sammanfattningsvis kan det konstateras att behovet av snabb reglering på timnivå kommer att öka och att flexibilitetsbehovet kommer att fördubblas. Det är inte bara storleken på förändringen som kommer att öka, utan det kommer att ske oftare. Vindens oregelbundna karaktär kommer även att göra förändringarna i nettolast mer svåröversägbare, i alla fall på flera dagars sikt.

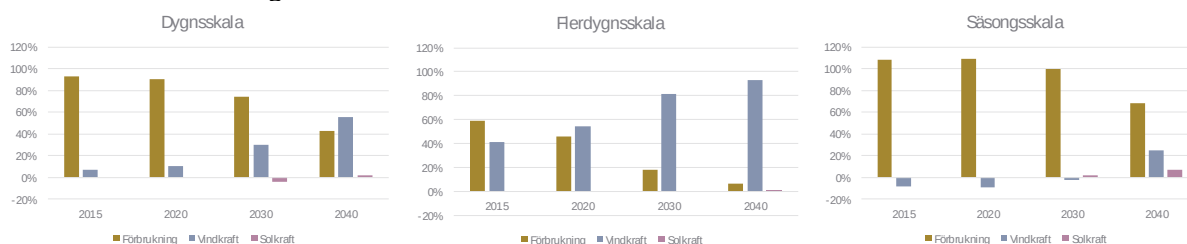
	2018	ca 2025	ca 2035	> 2040
Balansreglering timme	2 500 MW/h	2 700 MW/h	3 600 MW/h	4 400 MW/h
Balansreglering vecka	7 500 MW/v	9 100 MW/v	12 100 MW/v	14 200 MW/v

Årsreglering

Olika drivkrafter till reglerbehovet i olika tidsskalor

Behovet av reglering på olika tidsskalor har olika drivkrafter. I figuren överst på nästa sida visas olika drivkrafter för reglerbehovet i olika tidsskalor från 2015 till 2040. Idag är det främst variationen i efterfrågan som är drivande för behovet av reglerarbete på dygns och säsongsskalan. Vindkraften bidrar redan idag till ungefär halva behovet på flerdygnskalan. I framtiden kommer vindkraften att stå för en ökande andel av behovet i alla tidsskalor. Det är endast på säsongsnivå som efterfrågan kommer att vara den fortsatt dominerande drivkraften för reglerbehovet.

Olika drivkrafter till reglerbehovet i olika tidsskalor.

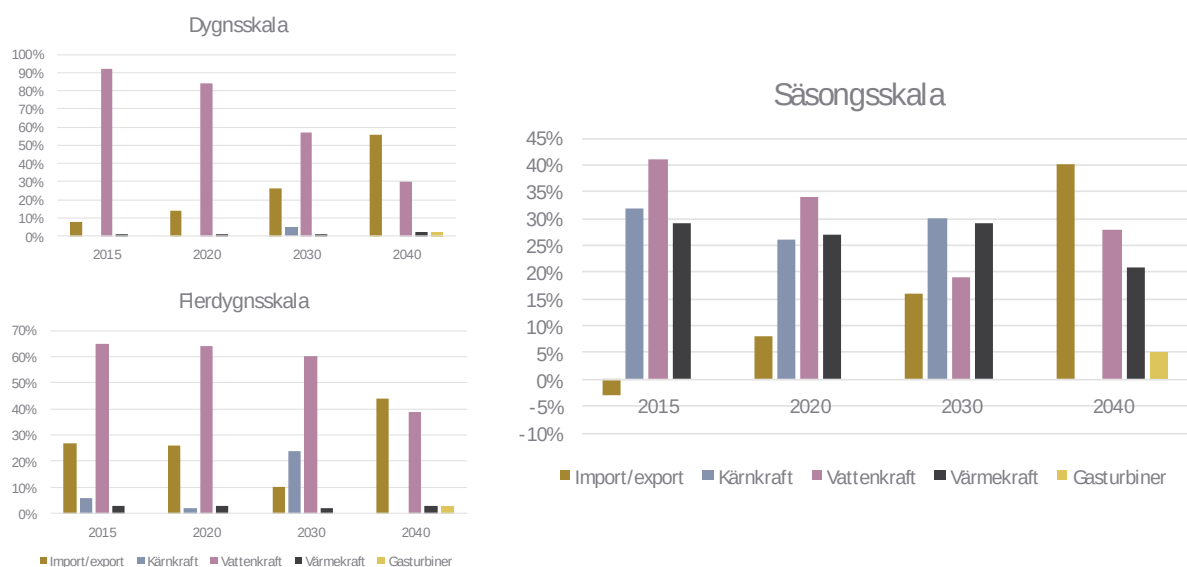


Olika kraftslags bidrag till reglerarbetet i olika tidsskalor

I figuren nedan visas olika kraftslags bidrag till reglerarbetet i olika tidshorisonter. På dygnsskalan minskar vattenkraftens relativa reglerbidrag medan reglerbidraget från import och export ökar. Det är inte troligt att vattenkraftens absoluta reglerbidrag minskar, utan det är snarare så att *import och export får stå för en del av det ökade reglerbehovet*. Utökade utlandsförbindelser kan också bidra till att den svenska vattenkraften körs baserat på reglerbehovet på kontinental nivå snarare än på reglerbehovet i Sverige.

Flerdygnsskalan visar upp ett liknande mönster. 2030 ökar reglerbidraget från kärnkraft på flerdygnskalan. Detta beror på att Apollomodellen, som vi här utnyttjat, reglerar ner kärnkraften vid mycket låga priser. Det är osäkert om kärnkraften kommer att regleras på detta sätt i verkligheten, men resultaten visar på att behovet finns.

Olika kraftslags bidrag till reglerarbetet i olika tidsskalor



På säsongskalan minskar även här vattenkraftens reglerbidrag till förmån för import och export. Kärnkraftens bidrag minskar i takt med att den avvecklas, varför vattenkraftens bidrag ökar igen för modellåret 2040 för att täcka upp för bortfallen av kärnkraft. Värmekraftens, vilket främst består av kraftvärme, bidrag till reglerarbetet på säsongsskala minskar från ca 30 procent till ca 20 procent. Då denna produktion går med en profil styrd av värmelasten ger det en indikation på att det totala reglerbehovet ökar under perioden.

Överskott

2040 kommer nettolasten att vara negativ under ett antal timmar. Det innebär att vind- och solproduktion överstiger efterfrågan. I våra antaganden har överföringskapaciteten byggts ut kraftigt, men trots det kommer ca 3 TWh vind- och solproduktion att behöva spillas 2040. Detta är troligen en underskattning då våra modeller inte fullt ut tar hänsyn till interna flaskhalsar. Tekniskt sett är det inget problem att spilla vind och sol, men av ekonomiska skäl är det naturligtvis önskvärt att kunna ta hand om all produktion.

Tabellen anges resultaten för de modellår vi analyserat.

	2018	ca 2025	ca 2035	>2040
Överskott	0 TWh	0 TWh	1 TWh	3 TWh

Regionalt behov av flexibilitet och toppeffekt

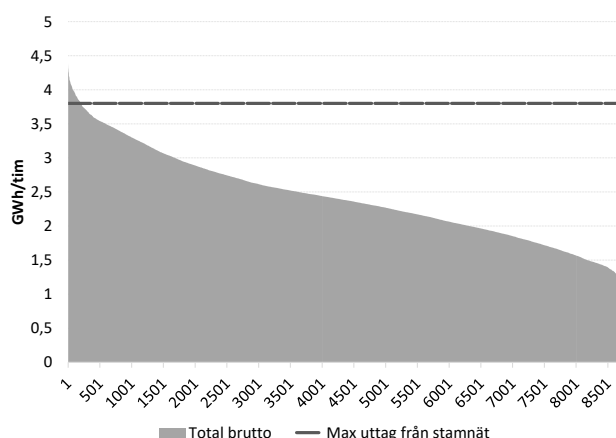
Eleffektutmaningen, och därmed behovet av flexibilitet, kan ses ur olika perspektiv vad gäller geografiska avgränsningar. Typiskt har vi ovan diskuterat och analyserat med Sverige som systemgräns, men med insikten om att Sverige ingår i det nordeuropeiska elsystemet där vi påverkas av förhållandena i grannländerna. Man kan också konstatera att det kan vara relevant att studera mindre geografiska enheter än nationen. Exempelvis är ju Sverige indelat i fyra elområden där flaskhalsar i transmissionssystemet leder till regionala konsekvenser, t.ex. vad gäller effektsituationen och, delvis som en följd av det, elpris.

Ett exempel på utmaningar på elområdesnivå är att effektunderskottet i södra Sverige (elområde SE3+4), enligt Svk, redan under de närmsta åren kommer att öka från 7 GW för något år sedan till upp emot 10 GW om några år. Det motsvarar ungefär den genomsnittliga tillgängliga importkapaciteten till dessa områden (inklusive överföring från norra Sverige). Det skulle innebära att effektbalansen precis går ihop, förutsatt att cirka 90 procent av kvarvarande effekt i kärnkraften är tillgänglig, ingen mer termisk kraft läggs ner utöver redan offentliggjorda planer, den sammanlagda tillgängliga importkapaciteten är tillräcklig, och att (alla) våra grannländer har överskott att exportera. Efterfrågefleksibilitet blir då extra viktig i det tidsperspektivet för att minska påfrestningen, men där är ju uthålligheten (under många timmar i följd) ett problem och flera kalla och vindstilla dygn i rad blir då en mycket stor utmaning.

Det finns också ännu mindre regionala enheter där effektsituationen kan vara ansträngd. Ett exempel är elförsörjningen av Stockholm och andra större svenska städer/regioner. Redan idag är elförsörjningssituationen ansträngd i flera av dessa. Stockholm är en tillväxtregion med växande befolkning och potentiellt fortsatt ökande elbehov. Förväntan på ökande efterfrågan förstärks av nya/växande användningsområden, exempelvis elektrifiering av transportsektorn, datahallar och eldrivna värmepumpar som på värmemarknaden konkurrerar med fjärrvärme. En försvårande omständighet för

elförsörjningen av Stockholm är att inmatningen av el till Storstockholm är begränsad (se figuren nedan). Projekt för att bygga kapaciteten för inmatningen pågår redan, men enligt Svenska kraftnät kommer det att dröja till 2026 innan den ökade kapaciteten är på plats.

Figuren visar effektbehovet i Stockholm, ritat som ett gråskuggat varaktighetsdiagram, samt kapacitetsbegränsningen för inmatning till Stockholm idag.



Effektsituationen kan åtgärdas genom att tillföra elproduktionskapacitet inom systemgränsen eller minska elanvändningen inom systemgränsen. Vad gäller möjligheterna att tillföra planerbar kraft inom den aktuella systemgränsen är utvecklingen snarare på väg i motsatt riktning. Skälet är att det är svårt för Stockholm Exergi att finna lönsamhet i att upprätthålla produktionsförmågan i vissa kraftvärmeanläggningar och gasturbiner med mycket liten utnyttjningstid.

Efterfrågefleksibilitet blir även här alltmer viktig för att – istället – minska effektbehovet under de mest belastade timmarna. Det kan exempelvis handla om att styra bort elbaserad uppvärmning under enstaka timmar, eller andra åtgärder.

Känslighetsanalyser

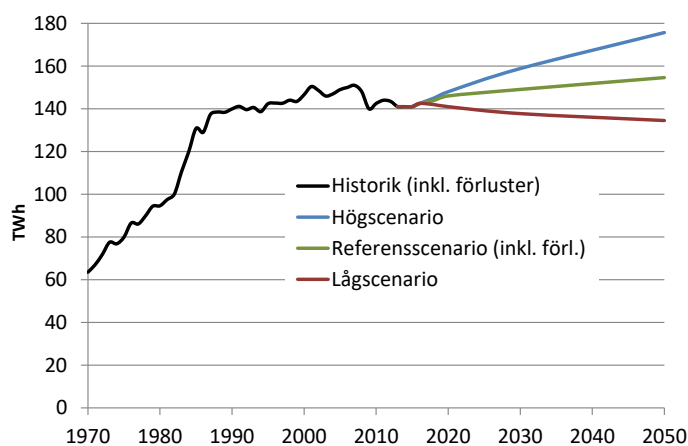
I våra känslighetsanalyser har vi – främst kvalitativt, men även delvis kvantitativt - analyserat alternativa utvecklingsvägar för ett tiotal olika parametrar och beräkningsförutsättningar. Denna känslighetsanalys är en del av vårt uppdrag, och vi har – så långt det varit möjligt inom uppdragets resursram – studerat påverkan på alla olika flexibilitetsfaktorer, dvs. topplast, balansreglering, överskott och årsreglering. Nedan ges en redogörelse av de viktigaste resultaten från känslighetsanalysen. Arbetet med känslighetsanalyserna fortsätter dock inom NEPP under hela etapp 2 (som slutförs under 2020), och då tas också successivt alltmer kvantitativa resultat fram.

Om inget annat årtal anges, gäller de kvantitativa resultat som anges nedan för modellåret 2040.

Elanvändningen och effektbehovet

I känslighetsanalysen har vi analyserat två alternativa scenarier för elanvändningens utveckling, med cirka 10 procent högre respektive lägre elanvändning i TWh år 2040 (se figuren till höger).

Figuren visar elanvändningens utveckling i de tre olika scenarierna, inkl. distributionsförluster. Även den historiska utvecklingen anges inkl. distributionsförluster.



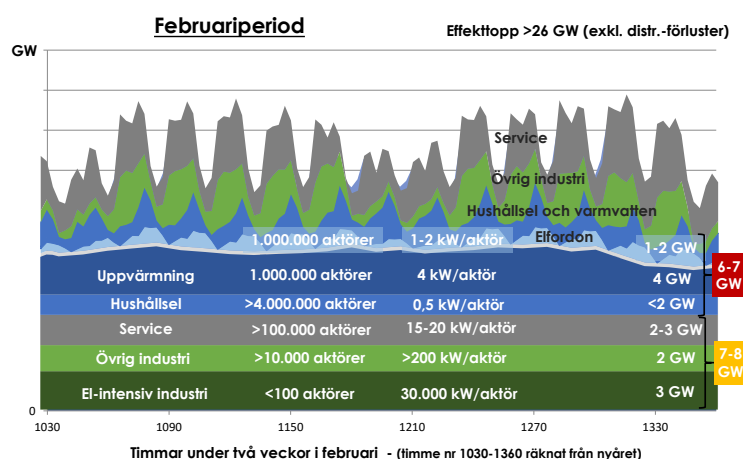
Profilen för effektbehovet över året är densamma som i referensscenariot. Resultatet ges av tabellen nedan och visar att, i genomsnitt ger en tioprocentig förändring av elanvändningen en förändring av flexibilitetsutmaningen för topplast på 2 GW.

Enhet GW	Topplast timme	Topplast dygn
Lågscenario	6,0	3,5
Referensscenario	8,0	5,5
Högscenario	10,5	7,5

Även överskottet under sommaren, dvs. den mängd sol- och vindkraft som måste spillas, påverkas av de förändrade antagandena för elanvändningens utveckling, så att ökad elanvändning minskar överskottet och vice versa. När det gäller balansregleringen, krävs dock mer omfattande modellanalyser än de som hunnits med inom detta uppdrag, för att kunna avgöra hur den påverkas i låg- respektive högscenario.

Större genomslag för efterfrågefleksibilitet i referensutvecklingen

I bilaga 1 redovisas det arbete som pågår parallellt med detta uppdrag i NEPP, om efterfrågefleksibiliteten. Där har vi bl.a. beräknat storleksordningen på den "apparat- och maskinberoende delen" av vårt effektbehov, år 2040, och angivit att det just är denna del av effektbehovet som har störst möjlighet att kunna utnyttjas för efterfrågefleksibilitet. Den uppgår till 13-15 GW. En drygt 10 procent-ig andel av dessa 13-15 GW är inkluderade i vårt referensscenario, som en del av "referensutvecklingen". Om denna andel blir större, dvs att en större del av den apparat- och maskinberoende delen av effektbehovet blir tillgängligt för efterfrågefleksibilitet (på ett eller annat sätt), reducerar det naturligtvis flexibilitetsutmaningen. Dock är det främst under korta perioden, en eller några timmar, som efterfrågefleksibiliteten har påverkan. Det gäller då *topplasten på timnivå* respektive *balansregleringen på timnivå*.



Görs exempelvis ytterligare 1 GW av det apparat- och maskinberoende effektbehovet tillgängligt för efterfrågefleksibilitet, reducerar det då underskottet för topplasten på timnivå med 1 GW. Detta förutsätter dock att all denna efterfrågefleksibilitet också verkligen utnyttjas för topplast- och balansregleringsbehovet. (Se också vidare om vårt resonemang om marknadens tillit till efterfrågefleksibilitet i särskilt avsnitt i denna rapport.) När det gäller efterfrågefleksibilitetens möjligheter att bidra till flexibilitetens behov under längre tidsperioder, dvs. *dygn och veckor*, handlar det om avställning av förbrukning. Möjligheten härtill har inte analyserats inom ramen för detta uppdrag.

Större genomslag i energilager i referensutvecklingen

Med energilager i olika former och på olika "nivåer" i energisystemet (hos konsument, nätägare eller producent) kan en del av flexibilitetsutmaningen mötas/hanteras. I vårt referensscenario har vi redan i "referensutvecklingen" antagit ett stort införande av energilager i de elfordon som antas komma in

på fordonsmarknaden. Dessa batterier utnyttjas – i referensscenariot – för ”smart laddning” i stor utsträckning. Däremot utnyttjas de inte – i referensscenariot – för att täcka en del av det underskott av bl.a. topplast som vi beräknat, på tim- och dygnsnivå. Skulle man kunna göra det, och samtidigt kunna utnyttja batterier som nu installeras i samband med solcellsinstallationer och andra installationer, så kunde dessa naturligtvis bidra till att täcka en del av underskottet av bl.a. topplast, på tim- och dygnsnivå, på kanske 1-2 GW (med gjorda antaganden om mängden batterier i referensscenariot). Här måste man dock analysera vidare om incitamenten för batteriägarna för att bidra till flexibilitetsutmaningen, samt för kostnadsutvecklingen för batterierna – vilket hittills varit ett stort hinder för att kunna motivera riktade batteriinvesteringar för detta ändamål.

En större andel solkraft i utbyggnaden av förnybar kraftproduktion

I ett fall med en större andel solkraft och en mindre andel vindkraft, påverkas flexibilitetsutmaningen på flera sätt:

- Utmaningen för topplastsituationen på dygnsnivå minskar med *några procent* vid en fördubbling av mängden solkraft (från 7 till 15 TWh) och en motsvarande minskning av vindkraften (med 7-8 TWh) för modellåret 2040, bl.a. som en följd av att solkraften inte har lika stora variationer på dygnbasis som vindkraften har. Det visar de modellanalyser vi gjort. För topplastsituationen på timnivå är förändringen mellan de två fallen däremot den omvända, med en ökning av utmaningen med *några procent*.
- För balansregleringen på veckonivå minskar utmaningen när andelen solkraft ökar, eftersom solkraftens variationer över dygn/vecka är mindre än vindkraftens.
- Överskott – en större andel solkraft ökar utmaningen, och mer kraft måste spillas.
- Årsreglering – en större andel solkraft ökar utmaningen med årsregleringen påtagligt.

En större andel biobränslekraft i utbyggnaden av förnybar kraftproduktion

Ovan har vi angivit resultatet för ett fall där vi ökade mängden solkraft och minskade mängden vindkraft med 7-8 TWh för modellåret 2040. Om vi istället för att öka mängden vindkraft, ökar mängden biobränslekraftvärme (och biobränslekondens) med dessa 7-8 TWh, får vi en märkbart förbättrad topplastsituation. Då reduceras topplastunderskottet med 1-2 GW, både på timnivå och dygnsnivå.

Överföringskapaciteten till våra grannländer

Våra modellanalyser visar på en stor lönsamhet att bygga ut vår överföringskapacitet till våra grannländer på upp emot 40 procent till 2040. Denna utbyggnad motiveras i första hand av *energiskäl*, dvs. att kunna möjliggöra ett utbyte med grannländerna av det överskott av främst variabel förnybar energi som antingen vi har (export) eller som vi kan importera.

Våra modellanalyser visar dock inte på någon lönsamhet i att öka överföringskapaciteten ytterligare för att också kunna importera effekt under topplastperioderna. Tvärtom visar modellresultaten på en lönsamhet i att placera ny topplastkapacitet (främst gasturbiner) i vårt eget land. Vår bedömning är att detta resultat dessutom skulle förstärkas av det faktum att vi har ett stort underskott i SE3 och SE4 när kärnkraften stängts, och att det då finns skäl att placera dessa topplastanläggningar i just södra Sverige.

Vattenkraften, dels vid våtår och torrår, dels vid större effekthöjning

I NEPP-rapporten *Fortsättning - Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem* från februari 2016 visas att vattenkraftens balanseringsbidrag minskar när det går mycket vatten i älvarna, t.ex. under

våtår och vårflood. Förklaringen hänger samman med vattenkraftens så kallade disponibla effekt. Genomsnittlig disponibel effekt kan ses som installerad effekt minus genomsnittligt utnyttjad effekt över en viss period. Det finns tydliga samband mellan hög genomsnittlig disponibel effekt och bidrag till kraftsystemets balansering. Vattenkraftens totala genomsnittliga disponibla effekt i Sverige varierar över året och är i genomsnitt lägre under våtår (eftersom den genomsnittliga utnyttjade effekten då är högre som en följd av den större vattentillgången.). På motsvarande sätt ökar istället vattenkraftens balanseringsbidrag under torrår.

En effekthöjning i vattenkraftverken skulle också påverka vattenkraftens bidrag till balansering av kraftsystemet. Enkelt uttryckt skulle den installerade effekten öka samtidigt som den genomsnittligt utnyttjade effekten förblir oförändrad (sammanhänger med vattentillgången som ju inte påverkas av effekthöjningen). Därmed ökar den disponibla effekten, se ovan, och därmed alltså bidraget till kraftsystemets reglering.

Kärnkraften avvecklas snabbare/långsammare

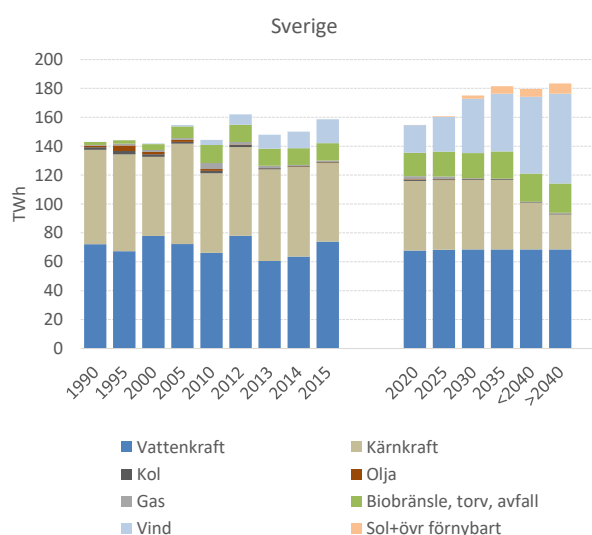
Om våra sex yngsta kärnkraftverk avvecklas (långt) före sina 60 års livslängd, får vi en större generell flexibilitetsutmaning vid en tidigare tidpunkt än vid modellåret 2040.

Ungefärligt, och åtminstone kvalitativt, kan våra resultat för referensscenariot då tjäna som vägledning, genom att man helt enkelt flyttar tidsskalan på X-axeln i våra resultatdiagram för referensscenariot ovan åt vänster (och flyttar "årskolumnen" i våra resultattabeller för referensscenariot ovan på motsvarande sätt). Då kommer modellåret 2040 att representera ett tidigare år, osv.

På motsvarande sätt kan man – ungefärligt och kvalitativt – också få en uppfattning om utvecklingen av flexibilitetsutmaningen vid en senareläggning av kärnkraftsavvecklingen, om t.ex. en reinvestering och livslängdsförlängning i våra kärnkraftverk sker.

Högre CO₂-priser

I NEPP har vi, som ett helt nytt scenario, också analyserat utvecklingen i (Nord)europa om utsläppshandelspriset inom EU ETS ökar kraftigare, upp emot – och över – 100 Euro/ton. Då blir drivkraften större för Sverige och Norden att producera mer *elenergi* och exportera till Kontinenten och UK. Våra modellresultat visar då på en ökning av investeringen av vindkraft och solkraft jämfört med referensscenariot. Resultatet visar också på en livstidsförlängning av ungefär halva den återstående kärnkraftskapaciteten. Såväl den ökade vindkraften som kärnkraften för modellåren kring och efter 2040, bidrar här till att minska både topplastunderskottet och den övriga flexibilitetsutmaningen. Minskningen av topplastunderskottet på timnivå är i storleksordningen 3-4 GW i just detta scenario, för modellåret 2040, visar våra analyser med Timesmodellen.



Olika sätt att möta flexibilitetsutmaningen

Våra analyser visar på betydande utmaningar, både på kort och lång sikt. Samtidigt vill vi framhålla att det – precis som idag – finns många olika vägar, och många olika åtgärder, för att hantera den framtida flexibilitetsutmaningen och effektbalansen. Men det är ändå av största vikt att uppmärksamma utmaningen, och inse att vi måste välja väg och vidta åtgärder i god tid, inte minst för att det kan vara långa ledtider för flera av de åtgärder som måste till på längre sikt. Det är också viktigt att skapa ekonomiska och reglermässiga förutsättningar för dessa åtgärder. En central fråga handlar därmed om de framtida regelverken på elmarknaden. Det är i sig ett viktigt resultat av detta uppdrag.

Det finns dock inte, varken idag eller i framtiden, en enda åtgärd eller en enda resurs inom landets gränser som kan möta hela denna utmaning och täcka samtliga behov (om vi inte helt och hållet litar till import), utan olika resurser är olika bra för olika behov. I tabellen nedan har vi schematiskt försökt illustrera det. Det framgår också av tabellen att det finns bra lösningar för att möta alla typer av flexibilitetsbehov i framtiden. Exempelvis är gasturbiner mycket väl lämpade för att hantera enstaka topplasttimmar, medan de inte är så väl lämpade – eller i alla fall mycket dyra – för att möta andra flexibilitetsbehov. Ökad flexibilitet i vattenkraften är däremot bra för i princip samtliga behov utom just topplasttimmarna. Energilager och efterfrågefleksibilitet fungerar väl för att möta topplast och balansreglering, men är sämre på att hantera oförutsägbara laständringar och årsreglering. Med energilager i tabellen nedan menas batterier. Andra typer av energilager kan ha andra egenskaper.

		Balansreglering timme	Balansreglering vecka	Överskott	Topplast 1h	Topplast dygn	Årsreglering
Typ av flexibilitet	Energilager (batteri)	😊	😞	😊	😊	😞	😞
	Efterfråge- flexibilitet	😊	😞	😞	😊	😞	😞
	Utbyggnad av stamnät	😞	😞	😊	😊	😊	😊
	Utbyggd kraftvärme	😞	😊	😞	😊	😊	😊
	Gasturbin	😊	😞	😞	😊	😊	😊
	Ökad flexibilitet i vattenkraften	😊	😊	😊	😞	😞	😊

Schematisk, och delvis subjektiv, bedömning av olika åtgärders förmåga att möta olika flexibilitetsutmaningar

Vi har hämtat resultaten i tabellen ovan från våra olika NEPP-arbeten och försökt omsätta dem i olika "valörer", dels för att visa att det finns åtgärder för att hantera det ökade behovet av flexibilitet dels för att tydliggöra att ingen åtgärd ensamt är lösningen. Bedömningarna baseras till stor del på tidigare resultat från NEPP som bland annat redovisas i rapporten "Reglering av kraftsystemet – med ett stort inslag av variabel produktion" från 2016 (www.nepp.se). I rapporten belyses specifikt reglerbidragen från vattenkraft, kraftvärme och efterfrågefleksibilitet i separata kapitel. Bedömningarna är delvis även "subjektiva" och tar inte hänsyn till den tekniska eller ekonomiska potentialen för respektive typ av flexibilitet.

Tilliten till de nya åtgärderna

Olika åtgärder kan bidra med olika stor leveranssäkerhet, eller tillskrivas olika stor tillit om man så vill. Tilliten till en viss typ av flexibilitet kan variera beroende på både vilken typ av flexibilitet det är och vad det är som aktiverar flexibiliteten. Till exempel kan ett energilager endast aktiveras om det är

laddat och efterfrågeflexibilitet kan endast aktiveras om det finns en förbrukning. En gasturbin kan däremot vara tillgänglig med en mycket hög tillgänglighet. Man kan också dela in flexibilitet i implicit (prisstyrd) och explicit (manuellt styrd) flexibilitet. Flexibilitet som aktiveras baserat på prissignaler ska troligen tillskrivas en lägre sannolikhet att den aktiveras i en ansträngd situation jämfört med flexibilitet som kan styras centralt. Implicit flexibilitet kan växa fram så länge det finns tillräckliga prissignaler. Explicit flexibilitet kan däremot kräva en central upphandling, t.ex. inom effektreserven. Vi kommer kanske därför behöva möta reglerings- och flexibilitetskravet med nya, delvis oprövade, åtgärder och med en blandning av implicit och explicit aktivering av flexibilitet.

Efterfrågeflexibilitet – en del av lösningen

Efterfrågeflexibilitet är naturligtvis en central åtgärd för att kunna reglera vårt elsystem. Redan idag utnyttjas efterfrågeflexibilitet i viss utsträckning som reglerresurs, dels som en följd av höga priser, dels genom direkta bud. I framtiden kommer efterfrågeflexibiliteten att bli en allt viktigare reglerresurs för vårt elsystem, inte minst för reglering under enstaka timmar. För regleringen över dygn, och längre perioder än så, har inte efterfrågeflexibiliteten samma möjligheter att bidra, om man inte helt enkelt kopplar bort last. I vårt referensscenario har vi, för att "renodla" analysen, inkluderat en "rimligt stor" ökning av efterfrågeflexibilitet, 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 smart laddning av elfordon och smart hantering av elanvändningen för uppvärmning, exempelvis via aggregatorer. På samma sätt som vi i referensscenariot antagit en viss, men begränsad, investering i produktions- och nätresurser, kan man alltså se de ovan angivna åtgärderna på efterfrågesidan som en del i "referensutvecklingen". Den stora potentialen av regler- och flexibilitetsresurser som efterfrågeflexibiliteten kan ge, har vi dock inte inkluderat i referensscenariot och därmed inte heller i våra analyser och resultat, eftersom den – liksom bl.a. byggandet av reglerresurser i form av produktion och nät – är en del av lösningen på den flexibilitetsutmaning som detta uppdrag är satt att beräkna.

Utmaningar redan på kort sikt

Vi anger, redan inledningsvis, att vi har en flexibilitetsutmaning *redan på kort sikt*. Egentligen har den flera dimensioner och perspektiv, och man bör uppmärksamma dem alla:

- Sett i ett *nationellt perspektiv* kommer underskottet av effektresurser för att klara topplasten att vara upp emot 3 GW redan 2020, när ytterligare kärnkraft stängs. Det är en ökning på cirka 2 GW jämfört med idag; en ökning som dessutom är koncentrerad till södra Sverige där utmaningen därför blir extra tydlig.
- Sett i ett *regionalt och lokalt perspektiv* har vi redan idag begränsningar i näten som ger utmaningar, inte minst i storstadsregionerna. Här bidrar även dagens regelverk till utmaningar.
- Många nya anläggningar, såväl nät som kraftverk, tar *lång tid att få på plats* p.g.a. långa planerings- och tillståndprocesser. De måste därför planeras för redan nu. Det gäller naturligtvis de anläggningar som behövs på kort sikt, men gäller även de som behövs på längre sikt.

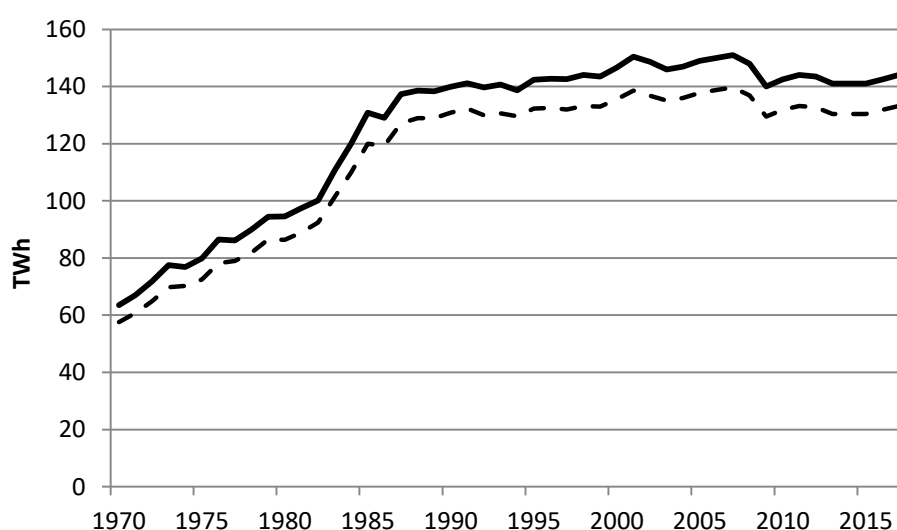
Denna relativt stora utmaning redan på kort sikt, gör att vi redan nu blir tvungna att intensifiera arbetet med att planera för, och hantera utmaningarna. Därigenom får vi snabbt erfarenheter, dels om hur lätt- eller svårhanterade utmaningarna egentligen är, dels vilka åtgärder som är bäst lämpade att utnyttja. Det är lärdomar som är viktiga för hanteringen av utmaningarna på längre sikt, och kan därför ses som en möjlighet – och en bra förberedelse – för de större utmaningarna i perspektivet 2040.

Bilaga 1:

Elanvändningens och effektbehovets utveckling

Elanvändningens utveckling

Elanvändningen i Sverige (inkl. distributionsförluster) har legat relativt konstant på 140-150 TWh/år i 30 år, sett till de temperaturkorrigerade siffrorna. Dessförinnan ökade elanvändningen med i genomsnitt 4-5 procent per år (dock med variationer från år till år). Två sektorer står för merparten (cirka 95 procent) av elanvändningen: industrin och bostäder/service. Avgörande för den framtida utveckling är vad som händer inom dem.



Utvecklingen av elanvändningen (temperaturkorrigerad) i Sverige 1970-2017 (källa: Energiläget 2017 och Energiföretagen Sveriges statistik 2017). Figuren anger elanvändningen såväl inklusive distributionsförluster (heldragen linje) som exklusive distributionsförluster (streckad linje). Elanvändning är temperaturkorrigerad enligt Energiföretagen Sveriges statistik.

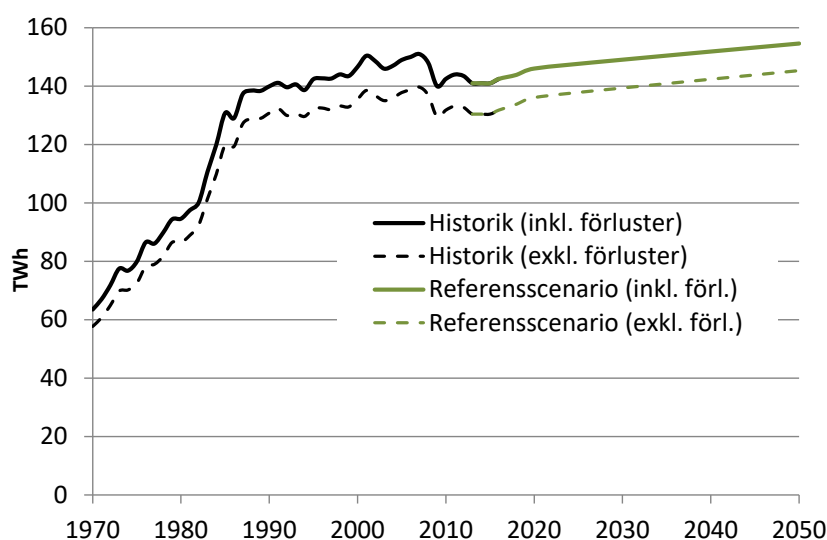
I den första etappen av NEPP gjorde vi en mycket grundlig analys av elanvändningens utveckling, såväl historiskt som för den framtida utvecklingen (källa: Temabok (2015): *Elanvändningen i Sverige*, www.nepp.se). Vi presenterade då tre olika elanvändningsscenarier, inom ett relativt brett utfallssum, med såväl ökning som minskning av elanvändningen. Scenarierna baserades företrädesvis på officiella prognoser och antaganden om utvecklingen av ett tiotal faktorer som har påverkan på elanvändningens utveckling; faktorer som bidrar till såväl minskande som ökande elanvändning. Scenarierna är alltså inte formade utifrån enkla trendframskrivningar av den historiska elanvändningen, men har naturligtvis hämtat viktiga lärdomar från historien och de olika påverkansfaktorernas utveckling fram tills idag.

Tabellen nedan ger en sammanställning av de viktigaste påverkansfaktorerna för respektive sektor, och anger på ett kvalitativt sätt hur stor påverkan från respektive faktor är.

Tabell: En sammanställning av de viktigaste faktorerna och omvärldsparametrarna som påverkar elanvändningens utveckling. Ett stort "kryss" anger en relativt stor påverkan, ett litet "kryss" anger en mer måttlig påverkan och saknas "kryss" är påverkan från den påverkansfaktorn ringa.

	Hushålls el	Driftel	Värme marknaden	Fjärr värme	Industri	Trans port
Befolkningsutveckling						
Ekonomisk utveckling (BNP, förädlingsvärde, etc.)	X	X			X	x
Strukturförändringar (hos elanvändare eller i elproduktionen)	x	x	x	x	X	X
Teknikutveckling	x	x	x	x	x	X
Energieffektivisering	X	X	X	x	X	
Volymfaktorer (antal, area, produktionsvolym, etc.)	X	X	x	x	X	X
Politiska mål/styrmedel	x	x	x	X	x	X
Elprisutveckling (även relativt priset gentemot alternativ)			x	X	X	
Kunders preferenser (inkl. krav på standardökning)	x	x	X			X

I detta uppdrag för Forum för smarta elnät har vi valt att utnyttja det av de tre scenarierna från detta tidigare arbete i NEPP:s första etapp, som baserades på de mest sannolika prognoserna för påverkansfaktorernas utveckling – en referensutveckling om man så vill. Vi har dock, i detta uppdrag, valt en summautveckling av dessa påverkansfaktorer som ger en något långsammare ökningstakt än den som representerade "referensutvecklingen" i vårt tidigare arbete, främst när det gäller servicesektorns utveckling (som möjligen överskattades i vårt tidigare arbete). Utvecklingen till 2050 i det referensscenario som vi nu format för detta uppdrag för forumet framgår av figuren nedan.



Den framtida utvecklingen av elanvändningen i Sverige till 2050, enligt vårt referensscenario. Figuren anger elanvändningen såväl inklusive distributionsförluster (heldragen linje) som exklusive distributionsförluster (streckad linje). Den historiska elanvändningen är temperaturkorrigerad enligt Energiföretagen Sveriges statistik.

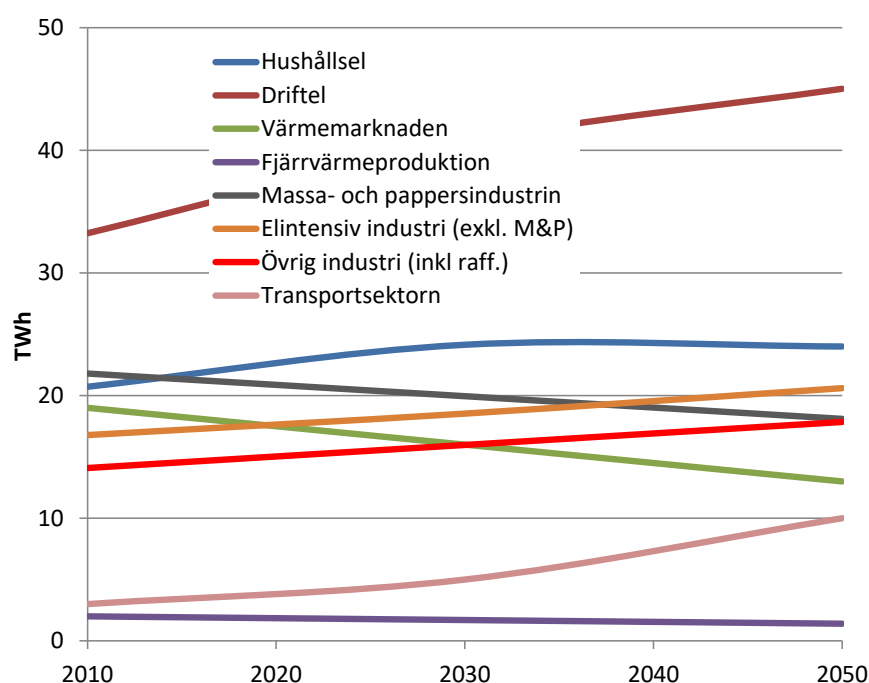
Energieffektiviseringen är den enskilt viktigaste påverkansfaktorn på elanvändningen, och den antas, i referensscenariot, successivt öka i omfattning jämfört med idag. Den antas bli i storleksordningen 3-4 procent per år under hela perioden från idag till 2050. Det är högre än vad den varit under de senaste decennierna, då den i genomsnitt legat på 2-3 procent per år. Effektivisering sker i samtliga sektorer, och är till allra största delen "autonom", dvs. inte driven av en uttalad effektiviseringspolitik. Drivkrafterna för effektiviseringen är istället ekonomiska, tekniska och strukturella (även om dessa tre drivkrafter till viss del indirekt påverkas av politiska beslut, såsom skatter, normer och stöd till teknikutveckling och forskning). Våra scenarier bygger alltså på att de ekonomiska, tekniska och strukturella drivkrafterna för effektivisering kommer att vara fortsatt starka, och t.o.m. öka över tid, både inom industrin och inom bostads-, service- och transportsektorerna.

Ytterligare tre-fyra påverkansfaktorer, utöver effektiviseringen, har stor betydelse för utvecklingen: befolkningsökningen, den ekonomiska utvecklingen (BNP), strukturförändringar och teknikgenombrott. I allmänhet påverkar dessa faktorer elanvändningen uppåt.

Elanvändningen har alltså legat still på mellan 140-150 TWh/år sedan slutet av 1980-talet, och under de senaste åren har elanvändningen (temperaturkorrigerad) legat nära 140 TWh/år under flera år. Trots det, innehåller inte vårt referensscenariot något egentligt trendbrott (uppåt). Det är snarare den historiska utvecklingen som visat på tydliga trendbrott. Hade vi inte haft dessa trendbrott historiskt, hade elanvändningen istället visat på en relativt jämn årlig ökning från 1980-talet ända fram till finanskrisen 2008. (Läs mer i *Temabok (2015): Elanvändningen i Sverige*, www.nepp.se)

Finanskrisen innebar en nedgång i elanvändningen, som vi i referensscenariot antagit att vi återhämtar till viss del under det närmaste decenniet.

Uppdelat på olika sektorer är utvecklingen i referensscenariot enligt tabellen och figuren nedan.



Den resulterande elanvändningsutvecklingen uppdelat på olika sektorer i referensscenariot (i TWh). Observera att figuren anger elanvändningen exklusive distributionsförluster.

Industrins elanvändning antas vända uppåt igen i takt med den ekonomiska återhämtningen internationellt och nationellt, men antas öka i långsam takt. Elanvändningen i massa- och pappersindustrin ökar dock inte i vårt referensscenario. Vi genomförde i NEPP:s första etapp, tillsammans med branschexperter/företrädare, en genomgång av de faktorer som påverkar elanvändningen inom respektive bransch, och fann ett relativt brett utfallsrum för den framtida elanvändningen inom industrin.

Elanvändningen för uppvärmning minskar påtagligt i referensscenariot. I det pågående projektet Värme-marknad Sverige, har den svenska värmemarknadens framtida utveckling analyserats i fyra olika värme-marknadsscenarier. Utmärkande för samtliga dessa är en minskad elanvändning, trots att *marknadsandelen för elbaserad uppvärmning ökar* i flera av dem. Orsaken är en fortsatt värmepumpsutbyggnad, en fortsatt effektivisering i befintlig bebyggelse och en nybyggnad med låga värmebehov.

Driftelen fortsätter att öka i referensscenariot, dock inte lika snabbt som tidigare. Hushållselens ökning avtar helt. Driftelen har ökat med 3-4 procent/år sedan 1970, som en följd av befolkningsökningen, BNP-utvecklingen och standardhöjningen. Samtidigt har det skett en "decoupling" i takt med en allt större effektivisering, och i samtliga våra scenarier antas en fortsatt stor effektivisering.

Några framtida "jokrar" i scenariot är transportsektorn, fjärrvärmes, IT. Introduceras elfordon i stor skala, som vi antagit i referensscenariot, ökar elanvändningen inom transportsektorn högst påtagligt. Inom IT-området planeras och byggs nu serverhallar på flera håll. Dessa serverhallar är elkrävande. Idag diskuteras också möjligheterna att utnyttja el under lågprisperioder för fjärrvärmeproduktion, men de höga elskattesatserna begränsar lönsamheten påtagligt, varför detta dock inte inkluderats i referensscenariot.

Eleffektbehovet

Ovan har vi redovisat elenergianvändningens utveckling i referensscenariot. Här redovisar kort vi *effektbehovets* utveckling. Eleffektbehovet redovisas utförligare i andra kapitel i denna rapport.

Kort om betydelsen av efterfrågeflexibilitet och batterilager:

Det är rimligt att anta att eleffektbehovets utveckling både:

- Dämpas av den ökade "intelligens" som nu successivt införs i nya apparater och maskiner på marknaden, och
- Blir alltmer flexibel i takt med att vissa smarta strategier införs, på t.ex. elfordon, uppvärmning etc. (se texten i sammanfattningen)

Samtidigt är det viktigt att understryka att de smarta strategier vi nu ser komma in på marknaden, till helt övervägande delen handlar om att hantera flexibilitet och effektnreglering under en, eller enstaka, timmar. Åtgärder för att hantera dygns-, flerdygns- och säsongsnreglering på efterfrågesidan har därför inte inkluderats i vårt referensscenario, utan får ses som en del av den lösning av flexibilitetsutmaning som detta uppdrag beräknar.

Detsamma gäller lagringsmöjligheterna i batterier. Idag utnyttjas de batterier som installerats på användarsidan främst till korttidslagring inom dygnet. Det är också en användning som är aktuell för batterier "högre upp i elsystemet", på elnäts- eller producentnivå, samt för batterier i aggregatorers regi. I vårt referensscenario antas en ökad användning av batterier, främst i användarledet (i hushållen och i elfordon). Denna bidrar till att hantera flexibiliteten inom dygnet, och är därför en del i det antagande vi beskrivit ovan om efterfrågeflexibilitet.

Eleffektbehovet under vintern kommer att minska relativt sett (dvs. relativt utvecklingen av elenergin) genom att elanvändningen för uppvärmning minskar rejält. Introduktionen av elfordon, kan istället ge en ökad variation av effektuttaget över dygnet, om inte "smarta laddstrategier" förmår att jämma ut lasten över dygnet.

I huvudsak kommer dock elanvändningens effektbehov att förändras – givet den efterfrågefleksibilitet som inräknats – proportionellt mot elenergiutvecklingen, vilket leder till att dygnsvariationerna – uttryckt i GW – kommer att öka något. Det ger en utveckling av toppeffektbehovet ett normalår enligt tabellen nedan. Nivån på toppeffektbehovet en "tioårsvinter" ligger ytterligare ett par GW högre.

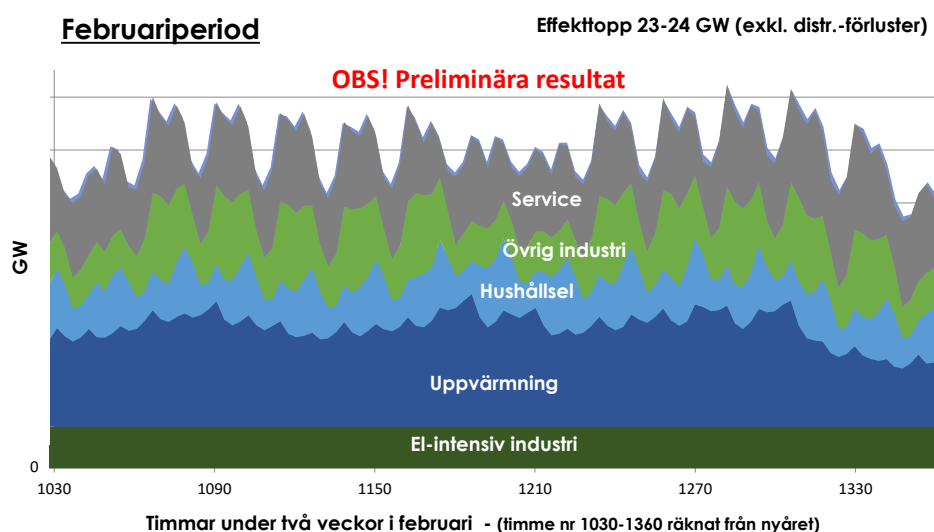
Tabell: Eleffektbehovets utveckling (effekttopparna) i referensscenariot. Tabellen anger eleffektbehovet i GW ett normalår, inklusive och exklusive distributionsförluster.

[GW]	Referens-scenario	
	Inkl. förluster	Exkl. förluster
Idag	26	24
2030	28	26
2050	30	28

Effektbehovet i Sverige – en noggrannare genomlysning inledd i NEPP:s andra etapp

I den första etappen av NEPP tog vi fram ett antal schematiska diagram över effektbehovet, för att illustrera dess variationer över säsongerna och över dygnet. I den andra etapp av NEPP, som nu pågår, har vi fortsatt analyserna av eleffektbehovet. Vi har särskilt koncentrerat analyserna till topplastperioden (vinterveckorna, särskilt i februari).

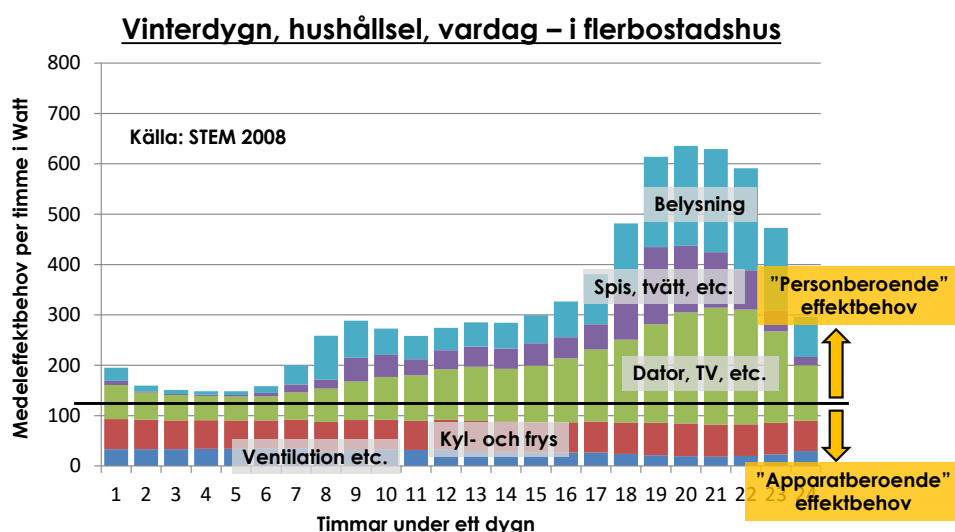
I figuren nedan ges en första preliminär fördelning på *alla* förbrukarsektorer, såsom vi är vana att dela upp elenergianvändningen i vår statistikredovisning.



Det totala eleffektbehovet i Sverige idag under två februariveckor, uppdelat på förbrukarkategorier. Figuren bygger ännu på statistik från olika år, och ska därför betraktas som preliminär.

Denna traditionella uppdelning av effektbehovet – enligt förbrukarkategorierna – ger oss dock inte någon särskild bra grund för förståelsen av effektbehovets uppbyggnad. Till det behöver vi en djupare förståelse.

I figuren nedan, som är hämtad från en Energimyndighetsundersökning från 2007 av 400 hushåll (STEM 2008), kan vi se vad som bygger upp effektbehovet för *hushållselen*. Den aktuella figuren visar hushållselen i ett medelhushåll i flerbostadshus. Vi kan, av figuren, dels utläsa vilka elapparater som ger effektbehovet, dels konstatera – det alldeles självklara – att vi förbrukar mer el i våra hushåll under de timmar *vi är hemma och är vakna*. Schematiskt har vi i figuren benämnt detta effektbehov "personberoende effektbehov", medan det effektbehov som är oberoende av vår aktiva närvaro i hushållet benämner vi "apparatberoende effektbehov" (eller "ej personberoende effektbehov").

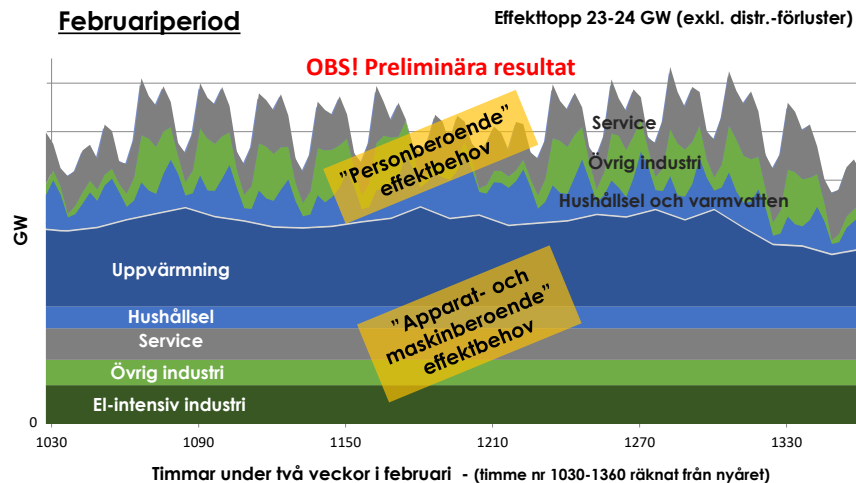


Medeleffektbehovet för hushållsel under ett vinterdygn i ett flerbostadshus i Mellansverige. Figuren är (ungefärligt) uppdaterad utifrån statistik från 2007, och ska därför betraktas som preliminär. (Källa: Swedish Energy Agency and Enertech, End-use metering campaign in 400 households In Sweden, Dec 2008 (and final report Sept 2009), www.enertech.fr.)

Om vi på motsvarande sätt delar upp eleffektbehovet för alla de olika förbrukarsektorerna i Sverige, får vi nedanstående figur. Vi kan då dra (minst) två slutsatser:

- Den apparat- och maskinberoende delen av effektbehovet är större än den personberoende. Det är också denna del av effektbehovet som är lättast att "styra" ner/upp vid behov.
- Det är den personberoende delen av effektbehovet som står för – i stort sett – hela dygnsvariationen av effektbehovet. Denna del är svårstyrd, eftersom den kräver förändringar av våra personliga vanor och beteenden.

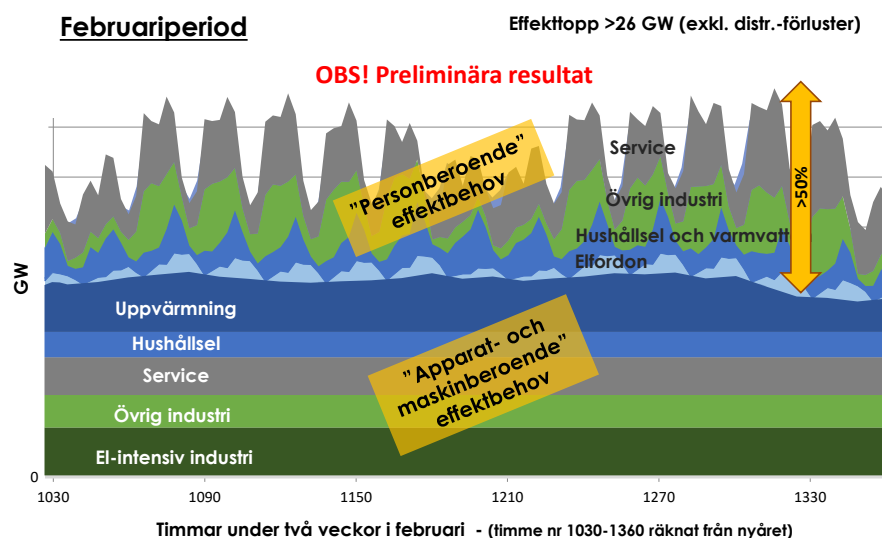
Båda dessa slutsatser är värdefulla insikter, när vi ska jobba vidare med analyserna av efterfrågeflexibilitet i detta uppdrag.



Det totala eleffektbehovet i Sverige idag under två februariveckor, uppdelat på förbrukarkategorier och på en "personberoende" och en "apparat- och maskinberoende" del. Figuren bygger ännu på statistik från olika år, och ska därför betraktas som preliminär.

Vi har, i kapitlet om elanvändningens utveckling ovan, konstaterat att den framtida utvecklingen av elanvändningen, såväl energi- som effektbehovet, påverkas av ett antal viktiga faktorer. Sammantaget ger dessa påverkansfaktorer alltså en utveckling av effektbehovet enligt figuren nedan, vilken har sin främsta orsak i följande:

- Elanvändningen för uppvärmning kommer att minska rejält.
- Driftelanvändningen i servicesektorn samt industrins elanvändning ökar.
- Introduktionen av elfordon leder till en stor ökning av elanvändningen för transporter.

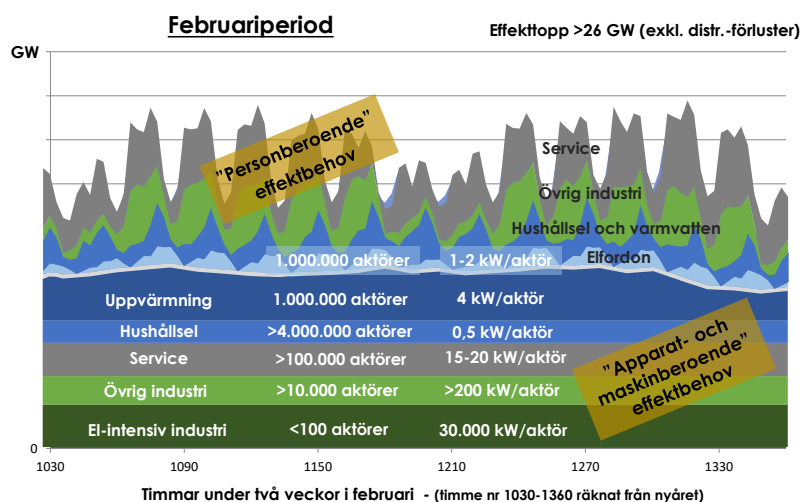
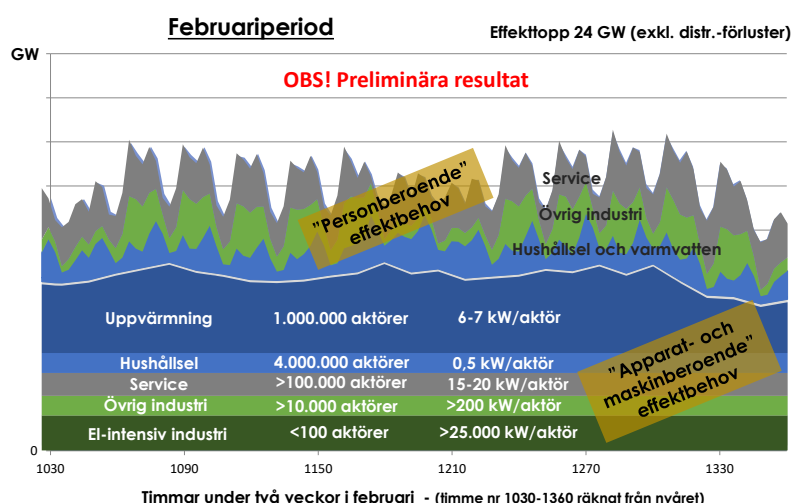


Det totala eleffektbehovet i Sverige under två februariveckor, uppdelat på förbrukarkategorier och på en "personberoende" och en "apparat- och maskinberoende" del. Figuren visar läget efter år 2040 (i NEPP:s referensfall). Figuren bygger ännu på statistikällor från olika år, och ska därför betraktas som preliminär.

Genom minskningen av elanvändningen för uppvärmning minskar också den apparatberoende delen av effektbehovet. Det minskar också möjligheten till efterfrågefleksibilitet riktat till eluppvärmningen. Ökningen av elanvändningen i service- och industrisektorerna ger tydligare genomslag i den personberoende delen, än i den apparat-/maskinberoende delen av effektbehovet. Slutligen ger den kraftiga introduktionen av elfordon (cirka 7 TWh/år till 2050) en ytterligare påkänning på effektbehovet över dygnet, trots att vi i figuren ovan utgått från att s.k. smarta laddningsstrategier utnyttjas i hög grad. Idag utgör den personberoende delen upp till 45 procent av effektbehovet under de kallaste vinterveckorna. Denna andel kommer alltså att öka i framtiden vilket framgår av figuren ovan, och i ett läge efter 2040 i vårt referensscenario utgör den personberoende delen över 50 procent av det totala effektbehovet.

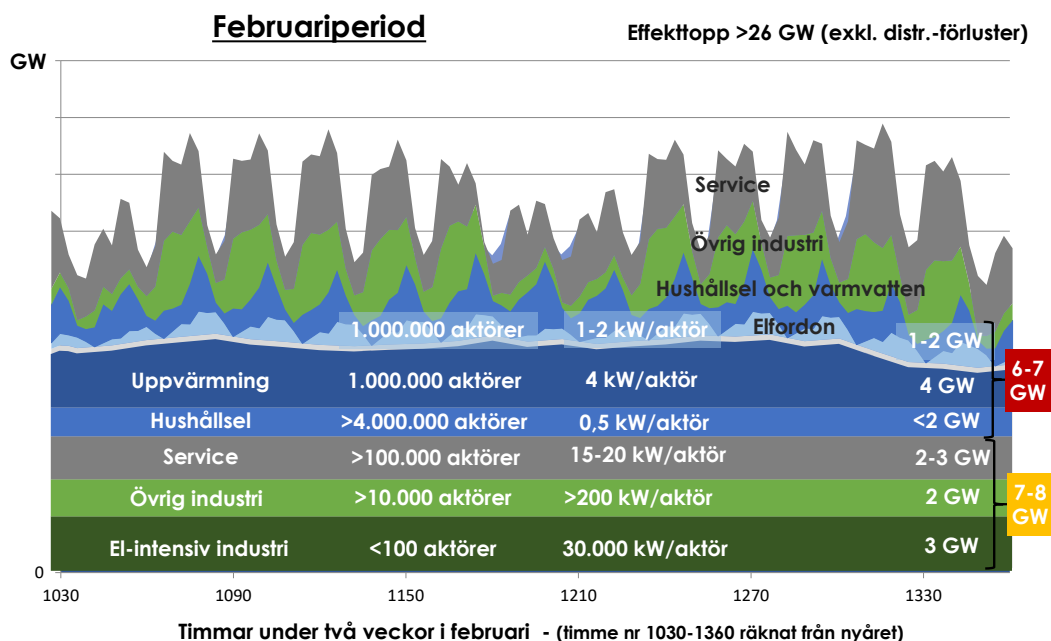
En utvidgning av resonemanget

Vi har ovan konstaterat att den apparat- och maskinberoende delen av effektbehovet är lättare att styra än den personberoende. Samtidigt är den apparat- och maskinberoende delen fördelad på ett stort antal aktörer i vissa sektorer. I figuren nedan har vi angivit det ungefärliga antalet aktörer per sektor i den apparat- och maskinberoende delen av effektbehovet, samt det genomsnittliga effektbehovet per aktör. Figuren ovan visar på nuläget och figuren nedan på ett läge efter 2040 i referensscenario.



Det är rimligt att anta att när det gäller bidraget till efterfrågefleksibilitet så finns det ett samband mellan det verkliga bidraget till den framtida flexibiliteten (tilliten, om man så vill) och hur mycket effekt/fleksibilitet en aktör kan bidra med, hur många antalet aktörer är samt hur stor professionalismen är hos aktörerna.

Utifrån denna tes, har vi utgått ifrån att bidraget från hushåll och enskilda individer är osäkrare (har mindre tillit) än bidraget från de mer professionella aktörerna i service- och industrisektorn. I figuren nedan har vi adderat ihop det maximala effektbidraget dessa båda grupper, och angivit symboliskt, summan i rött för låg tillit och gult för något högre tillit.



Bilaga 2:

Viktiga beräkningsförutsättningar - referensscenario

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

Energibehov

I modellerna anges energibehoven dels som indata (icke-substituerbar energianvändning till exempel hushålls- och driftel, industrins processel 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 frångått Energimyndighetens indatauppsättning något, och istället antagit en elbehovsutveckling utifrån de antaganden som gjorts för referensscenariot och som redovisas i bilaga 1 ovan.

Inom bostäder och service fördelar sig energianvändningen på värme och hushållsel/driftel (samtliga undersektorer redovisas i resultatdelen för bostäder och service). 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 modellverket minska 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.⁶ 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 processel 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.

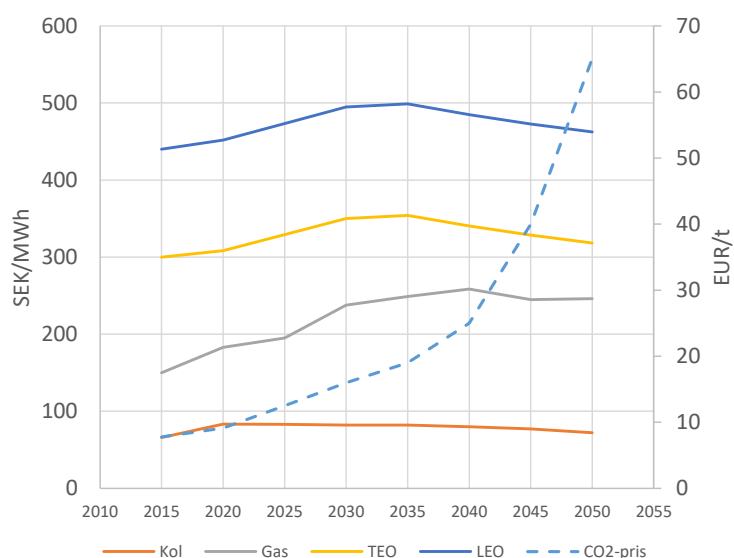
⁶ I huvudsak ingår endast bränslen (eller el) som används för energiändamål. Dock inkluderar modellen viss bränsleanvändning för både industriella processer och energiändamål (till exempel koks).

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 fossila bränslen och CO₂ redovisas i Figur 1. Råolja ingår inte explicit i modellbeskrivningen utan redovisas här enbart som en indikator på den allmänna energiprisutvecklingen.



Figur 1 Fossila bränslepriser (SEK₂₀₁₇/MWh, fritt nationsgräns och exklusive skatt) och priset p åCO₂ inom EU ETS (EUR₂₀₁₇/t).

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. Total 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). Detta inkluderar koldioxid- och energiskatter på fossila bränslen samt elskatt. Svavelskatter och NO_x-avgifter ingår ej i beskrivningen.⁷ De sektorsvisa energi- och koldioxidskatterna beskrivs i MARKAL-NORDIC i enlighet med *Tabell 1*. Elproduktion är befriad från CO₂- och energiskatter.⁸

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 procent 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 procent	100 procent
Hetvattenpannor	80 procent	100 procent
Kraftvärme (på värmeprod)	0 procent	30 procent (på fossila bränslen)
Industri (ETS)	0 procent	30 procent (på fossila bränslen)
Industri (icke-ETS)	80 procent	30 procent (på fossila bränslen)

⁷ 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.

⁸ Den termiska effektskatten och skatt för finansiering av avfallsfonden för svenska kärnkraftverk ingår i modellbeskrivningen.

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

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 ska 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 elcertifikaten 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 intäktsström på endast 15 år medan våra anläggningar erhåller elcertifikat i något längre utsträckning.

De tekniker som i modellverket antas vara elcertifikatberättigade inkluderar biobränslekraftvärme (inklusive torv), industriellt biomottryck, vind (hav och land), solel, vågkraft samt ny vattenkraft.⁹ 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

Modellverket 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.

⁹ I Norge ingår även den förnybara andelen av det brännbara avfallet i kraftvärmeverk. Vi har dock i nuläget inte beaktat detta i modellbeskrivningen.

Den totala mängden kärnkraft (befintliga och nya) antas dock vara begränsad till ca 8 GW från och med 2030 och till modellperiodens slut (2050).

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 procent 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)

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 rökgaskondensering, vilket förutsätts för dessa anläggningar, landar totalverkningsgraden på omkring 105-110 procent 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)	Verkningsgrad (procent)	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

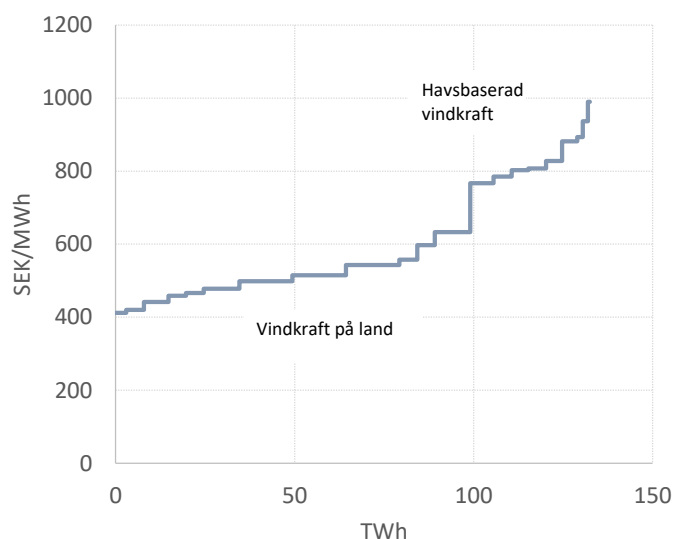
	Investering (SEK/kW el)	Fast D&U (SEK/kW el)	Rörlig D&U (SEK/MWh el)	Verkningsgrad (procent) ¹⁾	Alfavärde	Livslängd (år)
Kondenskraft	7000	40	15	55-62	-	30
Kraftvärme, stor	9500	70	20	45-50 (el)	1,1	30
Kraftvärme, liten	12500	120	25	45-50(el)	1	30

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)¹⁰. 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).

¹⁰ Energimyndigheten 2016, "Produktionskostnader för vindkraft i Sverige", ER 2016:17



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

Vindkraft i länder utanför Sverige beskrivs på liknande sätt i modellverktyget, 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 modellerna 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 procent 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. Vid egenförbrukning slipper man också betala elskatt och rörlig elnätavgift. För storskaliga anläggningar uppgår investeringsstödet till 30 procent eller maximalt 1.2 MSEK. Vi antar att storleken på sådana anläggningar gör att begränsningen är relevant, varför det procentuella stödet antas vara klart lägre än 30 procent.

Tabell 8 Antagna kostnadsdata för solel

		2015	2030
Villatak (utan batteri)	<i>Investering (SEK/kW)</i>	15000	9000
	<i>D&U (SEK/kW)</i>	50	
	<i>Livslängd (år)</i>	30	
	<i>Fullasttimmar</i>	900	
Stor anläggning (friliggande på mark)	<i>Investering (SEK/kW)</i>	13000	8000
	<i>D&U (SEK/kW)</i>	50	
	<i>Livslängd (år)</i>	30	
	<i>Fullasttimmar</i>	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 procent 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 bedömningar¹¹. 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).

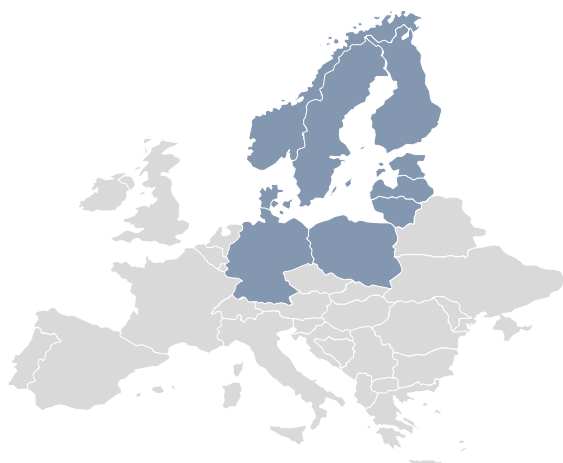
	Investering (SEK/kW värme)	Fast D&U (SEK/kW värme)	Rörlig D&U (SEK/MWh värme)	Verknings- grad (procent)	Livslängd (år)
Naturgas	4000	25	15	90	30
Biobränsle, torv eller stenkol	8000	100	20	90-95	30

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 modellverket 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 procent-70 procent av bruttoelförbrukningen i Tyskland till 2050 (idag lig-

¹¹ 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.

ger andelen på ca en tredjedel) respektive knappt 30 procent i Polen fram till 2050. I dessa bägge länder ingår därmed ingen explicit beskrivning av stödsystemen.

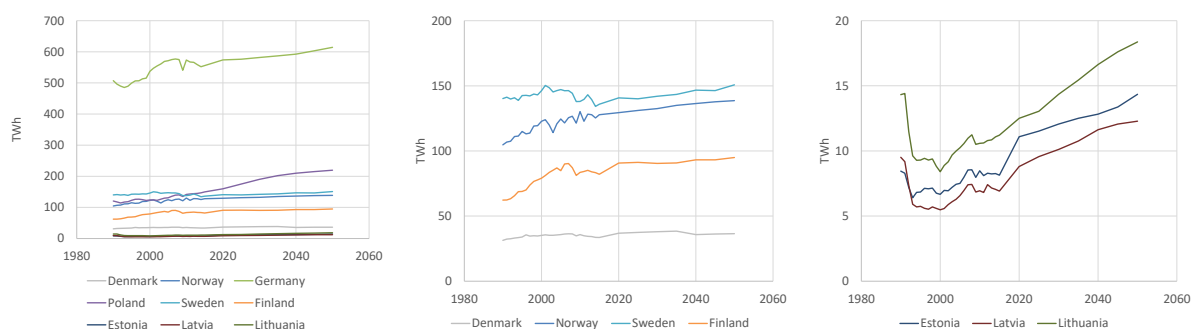


Länder i norra Europa som ingår i TIMES-NORDIC (i mörkblått).

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.¹² 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

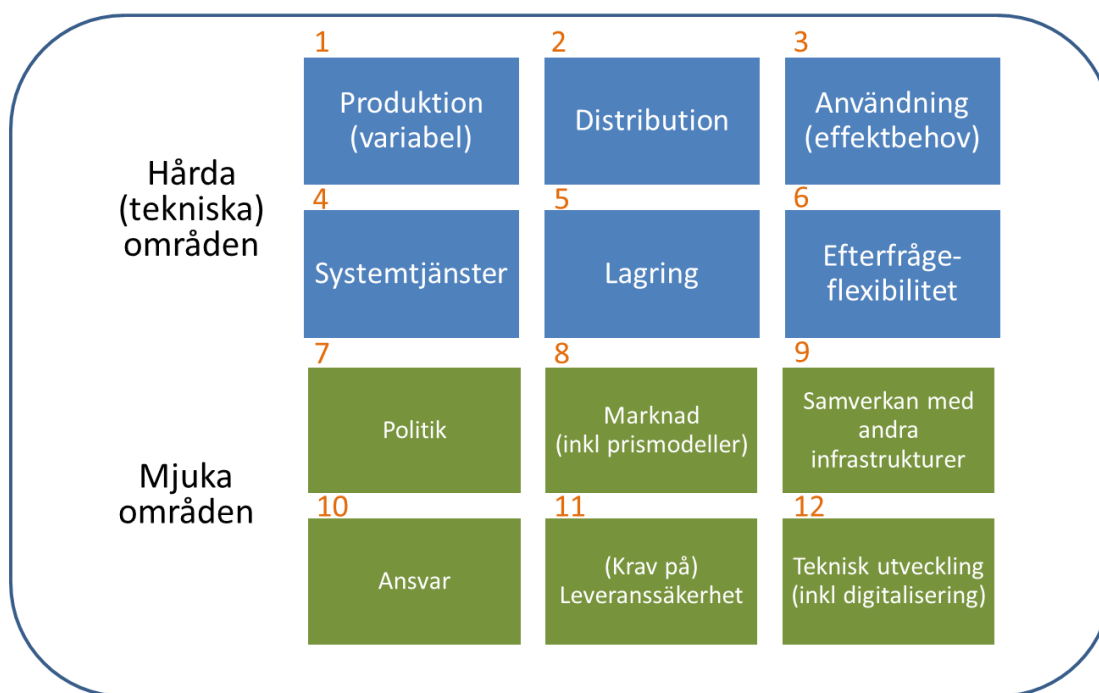
Livslängderna för olika tekniker skiljer sig åt. Typiska tekniska livslängder för el- och fjärrvärmeproduktion är 30 år. För kärnkraft och vattenkraft antas längre livslängder än så, typiskt 50 år. För småskaliga och användarnära tekniker antar vi kortare tekniska livslängder, till exempel 20 år för bergvärmepumpar och pellets pannor. För infrastruktur som elnät och fjärrvärmenät antar vi däremot klart längre livslängder. Kalkylräntorna skiljer sig också åt beroende på inom vilken sektor investeringen görs. Exempelvis antar vi 5 procent (real) för investeringar i nät, 7 procent (real) för investeringar inom el- och fjärrvärmeproduktion samt 10 procent (real) för investeringar i energitillförsel inom 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.

¹² 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.

Bilaga 3:

"Lösningen" – en komplex hantering av hela utmaningen

Inom NEPP har vi tidigare sammanfattat den framtida eleffekt- och flexibilitetsutmaningen i ett antal "boxar" för att skapa en helhetsbild och för att ha en grund för att diskutera *hur vi kan hantera den framtida effekt- och flexibilitetsutmaningen* och hur vi kan göra det givet vår vetskap om hur olika delar samverkar och påverkar varandra. Nedan redovisar vi denna "berättelse" även i detta uppdrags slutrapport.



Utvecklingen av kraftsystemet i Sverige, Norden och Europa ger förutsättningarna för hur den framtida balanseringen av det svenska kraftsystemet skulle kunna ske. Utvecklingen av kraftsystemet styrs i sin tur av en lång rad faktorer. Ett antal av dessa faktorer lyfter vi fram i uppräkningsen nedan. (I figuren ovan har vi numrerat de olika boxarna och för var och en av de faktorer vi identifierat så anges nedan översiktligt var i helhetsbilden faktorn hör hemma.)

Bland annat inverkar följande faktorer:

- Vattenkraften utgör den dominerade reglerresursen i det svenska kraftsystemet. Så kommer det också att bli i framtiden. HD har nyligen fastställt domarna för vattenkraftverken Lasele och Långbjörn, vilket ökar förutsättningarna för effekthöjning inom vattenkraften. [1 & 4]
- Vindkraften utvecklas tekniskt med större sveparea och fler fullasttimmar. Samtidigt begränsas topeffekten. [1]
- Kommer kärnkraften att finnas kvar i det svenska energisystemet efter 2040 och hur stor andel? Det påverkar i sig det framtida reglerbehovet och också prisvolatiliteten. Kärnkraften kan eventuellt i framtiden också medverka i regleringen genom ökad lastföljsamhet. [1 & 4]
- Kraftvärme och mottryck bidrar idag till regleringen. Dock minskar på sikt värmebehovet inom fjärrvärmerna och det finns en tendens att nyinvesteringar sker i ren värmeproduktion. Flera äldre fossilbränsleeldade kraftvärmeverk kan och komma att avvecklas. [1 & 4]

- Utbyggnaden av region- och stamnät samt utlandsförbindelser har avgörande betydelse för regleringen av kraftsystemet liksom hur det nordiska systemet kommer att bidra till regleringen i andra länder. [2]
- I vilken utsträckning kan vi/är vi beredda att lita på import och export av el? Om vi ska vara självförsörjande på eleffekt är delvis en politisk fråga. [2 & 7]
- Det finns ett antal nätrelaterade utmaningar. Variationerna i uttagen effekt hos slutkonsumenter förväntas öka jämfört med idag. Effektflödet kan i vissa fall också komma att förändras, så att vissa lokalnät, eller delar av lokalnät, blir "nettoproducenter". Olika typer av "flaskhalsproblem" uppträder också. [2]
- I vilken utsträckning är vi beredda att låta höga elpriser slå igenom – dvs. marknadskrafterna styr ner eller upp användning. I enstaka fall skulle detta kunna aktualisera bortkoppling. [7 & 8]
- Investeringar i gasturbiner i stor skala skulle ge ett stort bidrag till att klara det svenska reglerbehovet i ett framtida elsystem med över 60 TWh vind och mycket solkraft. Frågan är vem som är beredd att investera i denna kapacitet som kanske bara används enstaka gånger per år. [8]
- Är vi beredda att införa prismekanismer som säkerställer investeringar i kapacitet? Är t.ex. Sverige och våra grannländer beredda att införa kapacitetsmekanismer i marknadsdesignen? Till denna fråga kopplar också den framtida effektreserven via Svenska kraftnät. [8]
- Frågan om vem som äger det långsiktiga ansvaret för leveranssäkerheten och frågan om eventuellt framtida krav på leveranssäkerhet har betydelse för aktörsrollerna. [10 & 11]
- Energilagring kan ske på flera sätt, förutom den traditionella vattenkraften, bl.a. via pumpkraftverk (som internationellt sett är den i särklass största lagringstekniken), svänghjul, tryckluftslager, power to gas, superkondensatorer, supraledning och sist men inte minst batterier. Utvecklingen inom batteritekniken går fort och batterier börjar få genomslag särskilt i kombination med solceller. En utbyggnad av batterilager för småhus och flerbostadshus kan på sikt få stor påverkan på balanseringen av kraftsystemet. [5]
- Den tekniska potentialen för efterfrågeflexibilitet i perspektivet timmar är betydande. Potentialen inom hushållssektorn och industrin har beräknats av många. En uppskattning visar t.ex. ett antal GW inom hushåll och ett antal GW inom industri. Bedömningen av vad som i praktiken kan realiseras varierar betydligt och avgörs av ett flertal parametrar, inte minst framtida prisbilder och elprisets rörlighet, vilket i sin tur styr lönsamheten för kunderna, samt tilliten till efterfrågeflexibilitet som åtgärd för att möta den framtida effekt- och flexibilitetsutmaningen. [6]
- Framtida elbehov och efterfrågeprofiler, t.ex. med laddning av elfordon har stor betydelse för balansen. Detta kopplar också till efterfrågeflexibilitet, t.ex. vad gäller styrning av laddningen av elfordon och på sikt kanske V2G. [3]
- Balanseringen av kraftsystemet handlar också om elnätens kapacitet att överföra kraft. Förutom balansering av ett framtida kraftsystem tillkommer behovet av systemtjänster för ett väl fungerande kraftsystem, tex svängmassa och reaktiv effekt. [4]
- Samverkan med andra infrastrukturer påverkar elsystemet, t.ex. fjärrvärme, gassystemet, transportsystemet och industrisektorn. [9]
- Teknisk utveckling har stor påverkan när långa tidsperioder ska studeras. Teknisk utveckling har nämnts i vissa av punkterna ovan. Det finns dock mängder av andra teknikutvecklingstrender. Här vill vi särskilt lyfta fram digitaliseringen som kan förväntas påverka elsystemets alla delar tydligt. Utvecklingen inom artificiell intelligens, Internet of things, VR, blockkedjetekniken, avancerad automation och robotisering kommer att påverka energisektorn i grunden. Utvecklingen öppnar för nya aktörer och nya affärsmodeller. [12]