



NEPP:S HALVTIDSRAPPORT, MARS 2019

Energisystemet

i en ny tid

nepp

Energisystemet i en ny tid

Halvtidsrapport från NEPP:s andra etapp

Mars 2019

Redaktörer för denna skrift är:

Bo Rydén, Ebba Löfblad, Kjerstin Ludvig, Håkan Sköldberg, Profu

Följande forskare har också bidragit med texter och underlag:

Thomas Unger, Jenny Sahlin, Peter Blomkvist, John Johnsson, Erik Axelsson, Profu;
Johan Bruce, Björn Klasman, Tetiana Iuvchik, Fredrik Obel, Linda Schumacher, Klara Sahlén, Sweco;
Lisa Göransson, Maria Taljegård, Mikael Odenberger, Filip Johnsson, Viktor Johansson, David Gudmunds,
Petra Holmér, Jonathan Ullmark, Chalmers Tekniska Högskola;
Jenny Gode, Mathias Gustavsson, Hanna Matschke Ekholm, Tomas Ekvall,
Mark Sanctuary, Jan-Olov Sundquist, IVL;
Jon Williamsson, Anders Sandoff, Handelshögskolan i Göteborg;
Lennart Söder, Kungliga Tekniska Högskolan;
Gunilla Jalbin, Grounded Management

Innehåll

Vi tar energisystemet in i framtiden – följ med oss på resan	4
1. Den svenska el- och fjärrvärmeförsörjningen är redan klimatneutral	6
2. Energipolitiken idag och i framtiden – lokalt, nationellt och i EU	24
3. Flexibilitet – i en ny tid	52
4. Effektutmaningen – fördjupad analys av vissa viktiga delar	78
5. Vattenkraften i en ny tid	108
6. Stora investeringar kommer att behövas – hur får vi investeringar på plats?	122
7. Det tekniska elsystemet är vid ett vägsäl – det handlar om tilltron till det nya	140
8. Det lokala energisystemet – fokus på fjärrvärme och avfall	170
9. Samhällsförändringar motiverar ökad samverkan mellan energiaktörerna	192

Vi tar energisystemet in i framtiden

– följ med oss på resan

NEPP:s huvuduppgift är att visa hur balanserade och hållbara utvecklingsvägar för vårt omfattande energisystem kan åstadkommas, och att ange viktiga framgångsfaktorer för att kunna nå denna utveckling. NEPP ska också visa på energisystemets roll för samhälls- och välbefindagsutvecklingen i stort, och de resultat och slutsatser som presenteras i denna halvtidsrapport gör tydligt att *svensk el och fjärrvärme redan idag har rollen av att vara två centrala möjliggörare i omställningsarbetet för en hållbar samhällsutveckling.*

Els och fjärrvärmens centrala roller som möjliggörare är ett viktigt budskap genom hela halvtidsrapporten och vi konstaterar redan inledningsvis att:

- Svensk el- och fjärrvärmeförsörjning är klimatneutral sedan år 2011 respektive 2013, och bör därför utnyttjas för att bidra i klimatomställningen i andra samhällssektorer. Samtidigt understryker vi värdet av att fortsätta det pågående klimatarbetet inom el- och fjärrvärmesektorerna.
- Vi konstaterar även – utifrån en preliminär analys av ett "högscenario" – att vår elförsörjning kan fortsätta att vara klimatneutral även vid en kraftigt ökad elanvändning på upp emot 40-45 TWh.

Halvtidsrapporten lyfter samtidigt fram **en lång serie utmaningar som måste hanteras** för att el och fjärrvärme skall kunna fortsätta att spela denna centrala roll i omställningsarbetet för en hållbar utveckling:

- Energipolitiken måste – även i praktiken – medverka till att leveranssäkerheten värnas fullt ut.
 - Idag värnas *energiomställningen* i hög grad, medan *effekt och flexibilitet* ges mindre fokus.
- Vattenkraften skall både ges en ökad roll i elsystemet och samtidigt ges nya moderna miljövillkor.
- Fjärrvärmens roll som nav i det kommunala infrastrukturkomplexet måste tydliggöras politiskt, samtidigt som flera olika hållbarhetsaspekter hanteras och frågan om plasten i avfallsbränslet måste lösas.
- Effekt- och flexibilitetsutmaningen ökar i elsystemet men vi har trots det valt att minska våra investeringar i reglerbar kraftproduktion och elnät i högre grad än grannländerna. Samtidigt ser vi en spännande utveckling av nya åtgärder för att hantera flexibilitet, flera dock ännu relativt oprovade.
- Trängseln i elnäten i våra storstäder, som kan begränsa städernas utveckling.

Ytterligare utmaningar som NEPP uppmärksammar är bl.a. behovet av nya investeringar i energisystemen samt behovet av en tydligare precisering av ansvarsfördelningen, särskilt på längre sikt.

Vi står också inför flera utmaningar från energisystemets omvärld, och flera förändringar och trender i dagens samhällsutveckling kan komma att påverka energisystemet och dess aktörer på ett högst påtagligt sätt:

- Flera nya aktörer vill nu ta aktiv del i energisystemutvecklingen på olika sätt och förändrar därmed kraven och förväntningarna.
- Utvecklingen inom mobilitetsområdet accelererar och då inte minst när det gäller eldrivna fordon.
- Digitaliseringen förändrar förutsättningar radikalt, genom tex. AI (Artificiell Intelligens), blockkedjeteknik, IoT (Internet of Things) samt automation och robotisering.

NEPP hanterar alla dessa möjligheter och utmaningar för energisystemets utveckling, såväl i det löpande forsknings- och analysarbetet som i det arbete som formar synteser, helhetsbilder och övergripande slutsatser. I denna skrift har vi samlat ett urval av resultaten och slutsatserna från forsknings- och syntesarbetet under den första halvan av projektiden. Resultatfloran är stor redan i "halvtid" varför vi har valt att ge relativt kortfattade resultatredovisningar i denna skrift. På NEPP:s hemsida finns fördjupningsrapporter, samt kompletterande resultatblad och PM.

nepp (*North European Energy Perspectives Project*) är ett multidisciplinärt forskningsprojekt om utvecklingen av energisystemen och energimarknaderna i Sverige, Norden och Europa i tidsperspektiven 2020, 2030 och 2050. NEPP samlar samlat en stor del av energisystemets centrala aktörer. Över 100 beslutsfattare och experter från myndigheter, departement, branscher, industrier, energiföretag och kunder deltar – tillsammans med forskarna – i projektets olika forskar- och expertgrupper, seminarieserier och workshops.

NEPP:s forskargrupp består av följande forskningsföretag, institut, högskolor och universitet:

- Profu
- Energiforsk
- Sweco
- KTH
- Chalmers
- IVL Svenska Miljöinstitutet
- Handelshögskolan vid Göteborgs Universitet

Tillsammans genomför vi forsknings- och syntesarbetet i projektet och vi har alla bidragit till halvtidsrapporten.

På NEPP:s hemsida (www.nepp.se) hittar du både denna halvtidsrapport och en kortare sammanfattning. Du hittar också resultatblad, PM och rapporter, som alla ger fördjupning till de resultat och slutsatser du hittar i denna skrift. På hemsidan kan du ladda ner alla dokument som pdf-filer.



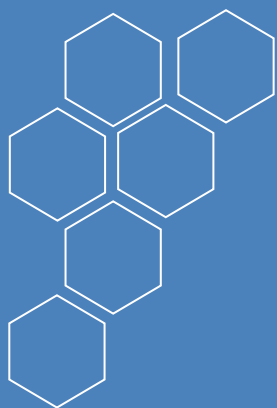
1.

Den svenska el- och fjärrvärmeförsörjningen
är redan klimatneutral

SVENSK EL- OCH FJÄRRVÄRMEFÖRSÖRJNING BIDRAR MED STOR KLIMATNYTTA SEDAN FLERA ÅR.

Det svenska elsystemet är en integrerad del av det europeiska elsystemet. När vi utvärderar den svenska elförsörjningens klimatpåverkan bör vi därför ha ett europeiskt perspektiv. Då kan vi konstatera att vår svenska elförsörjning sedan 2011 har bidragit med stor klimatnytta genom att minska växthusgasutsläppen i Europa. På vår svenska uppvärmningsmarknad är fjärrvärmesektorn central. Svensk fjärrvärmesektor är idag också en del av såväl det europeiska elsystemet som det europeiska avfallssystemet. När vi utvärderar den svenska fjärrvärmeförsörjningens klimatpåverkan bör vi därför, på samma sätt som för elen, ha ett europeiskt energi- och avfallsperspektiv. Då kan vi konstatera att även vår fjärrvärmeförsörjning har bidragit med stor klimatnytta i Europa sedan 2013. Att den svenska el- och fjärrvärmeförsörjningen är klimatneutral är dock inte detsamma som att klimatarbetet inom dessa sektorer kan upphöra. Vi har fortfarande produktionsanläggningar inom landet som ger växthusgasutsläpp, och här pågår ett fortlöpande och ambitiöst arbete med att successivt minska dessa utsläpp. Samtidigt innebär varje ökning eller

minskning av den svenska el- och fjärrvärmeanvändningen en påverkan på växthusgasutsläppen i det europeiska energi- och/eller avfallssystemet; en förändring som måste beaktas när vi analyserar den framtida utvecklingen. En övergång från bensin- och dieselmotorer till elfordon kräver exempelvis en ökad produktion av el i det europeiska elsystemet; en elproduktion som till viss del är koldioxidfri och till viss del ger koldioxidutsläpp. Samtidigt ersätter denna el de fossila bränslena bensin och diesel, varför nettoeffekten leder till en minskning av växthusgasutsläppen. Detsamma gäller flera av de processåtgärder inom industrin som nu diskuteras, där man ersätter fossila bränslen med el. Även dessa visar på positiva nettoeffekter för växthusgasutsläppen. På samma sätt skall en minskning av elanvändningen vid en energieffektivisering värderas utifrån dess påverkan på utsläppen i det europeiska elsystemet, och då blir varje effektiviseringsåtgärd för el också en klimatåtgärd som minskar koldioxidutsläppen. Detsamma gäller konvertering från elvärme till värmepump. Varje beslutstillfälle som får konsekvenser på energisystemet bör utvärderas utifrån denna helhetssyn.



Sammanfattning

- El- och fjärrvärmesystemen i Sverige är nära sammankopplade – direkt och indirekt – med energi- och avfallssystemen i Europa. Därför måste systemen betraktas ur ett helhetsperspektiv.
- Utifrån ett sådant helhetsperspektiv kan vi konstatera att nettoutsläppen av koldioxid från svensk elförsörjning är negativa sedan 2011.
- Utsläppen från vår egen, inhemska elproduktion har stadigt minskat och är idag på en mycket låg nivå.
- Genom vår stora elexport under senare år, bidrar vi med att sänka de totala koldioxidutsläppen från europeisk elproduktion.
- Utifrån detta helhetsperspektiv kan vi även konstatera att nettoutsläppen av växthusgaser från svensk fjärrvärmeförsörjning är negativa sedan några år tillbaka.
- Att den svenska el- och fjärrvärmeförsörjningen kan betraktas som klimatneutral är dock inte detsamma som att klimatarbetet inom dessa sektorer kan upphöra, tvärtom innebär ett fortsatt klimatarbete inom dessa sektorer att ännu större klimatnytta för Europa kan skapas.
- Vår elförsörjning kan fortsätta att betraktas som klimatneutral, trots en kraftigt ökad elanvändning i framtiden – utifrån en första preliminär NEPP-analys av ett ”högelscenario”.
- Vårt metodval för miljöbedömningen är gjort efter grundläggande kriterier om att metoden ska spegla de faktiska konsekvenserna av ett agerande och att miljöbedömningen ska bidra till att människans negativa miljö- och klimatpåverkan minskar.
- Varje framtida åtgärd i el- och fjärrvärmeförsörjningen ska miljöbedömas i ett besluts- och konsekvensperspektiv.

Svensk elförsörjning är klimatneutral sedan 2011

– Minskar utsläppen för Nordeuropeisk elproduktion med 5-10 Mton koldioxid per år

Det svenska elsystemet är en integrerad del av det europeiska. Det betonar även Energiöverenskommelsen. När vi utvärderar elförsörjningens klimatpåverkan bör vi därför ha ett europeiskt perspektiv. Då kan vi konstatera att vår elförsörjning sedan 2011 kan betraktas som klimatneutral och att den därefter har minskat utsläppen av koldioxid i Europa.

Den 10 juni 2016 slöts den svenska ramöverenskommelsen om energipolitiken. I den lyfts den svenska elsektorn fram som central för energiomställningen, såväl för Sverige som för våra grannländer:

- "Energipolitiken tar sin utgångspunkt i att Sverige är tätt sammankopplat med sina grannländer i norra Europa och syftar till att hitta gemensamma lösningar på utmaningar på den gemensamma elmarknaden."
- "Den förnybara energin ska fortsätta att byggas ut. Sverige har fantastiska förutsättningar för förnybar elproduktion och det är rimligt att Sverige är nettoexportör av elektricitet även på sikt."

Samtidigt har EU nu satt upp en vision om att Europa skall bli den första klimatneutrala regionen i världen:

- "On 28 November 2018, the European Commission presented its strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate-neutral economy by 2050."

Eurelectric har också tydliggjort sin vision om ett klimatneutralt elsystem i Europa till 2050.

- "It is possible to fully decarbonise the power sector well before 2050 in a cost-effective way."
- "Achieving a carbon-neutral electricity mix in Europe well before mid-century"

När den svenska elförsörjningen skall utvärderas utifrån ett klimatperspektiv är det därför rimligt att se den som en del av det europeiska elsystemet, och bedöma dess klimatpåverkan utifrån vilken roll den spelar i det.

Nettokoldioxidutsläppen från den svenska elförsörjningen är negativa sedan 2011

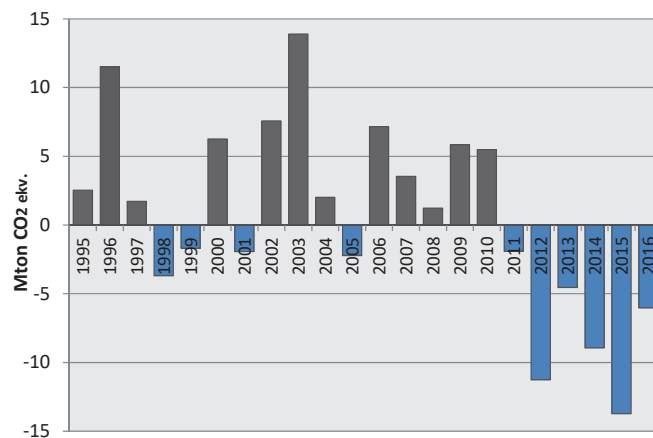
Svensk elproduktion har alltid haft mycket låga koldioxidutsläpp, jämfört med de allra flesta länder i Europa. Endast några få länder, med våra grannländer Norge och Island i spetsen, har varit på vår låga utsläppsnivå eller något lägre.

Det har samtidigt inneburit att, när vår elanvändning överstigit vår egen elproduktion, har vi ofta behövt importera el som till viss del producerats med fossilbränsleeldade kraftverk på kontinenten. Då har vår elanvändning även orsakat koldioxidutsläpp från dessa kraftverk. När vi bedömer vår svenska elförsörjning utifrån ett europeiskt klimatperspektiv, inkluderar vi därför både de utsläpp som vår egen produktion ger upphov till och utsläppen från de kraftverk som vi importerar el ifrån.

Samtidigt måste vi då också inkludera den utsläppsminskning som vår egen export av koldioxidsnål el från förnybart och kärnkraft ger upphov till i våra grannländer. Vår export leder ju till att grannländerna kan minska sin produktion, bland annat i sina fossilbränsleeldade kraftverk. Denna utsläppsminskning skall då tillgodoses svensk elförsörjning i den nettobedömning vi gör här.

I figuren redovisar vi de samlade nettoutsläppen av koldioxid som den svenska elförsörjningen varit upphov till under de senaste cirka 20 åren. Figuren visar resultat av en systemstudie, där vi inte bara inkluderat skorstensutsläppen utan även utsläppen från byggande och underhåll av kraftverken, bränslehanteringen samt undvikna utsläpp.

Figuren visar ett tydligt skifte år 2011, då svensk elförsörjning på allvar blev klimatneutral, och dessutom haft negativa utsläpp på i genomsnitt 5-10 Mton per år sedan dess.



Figur: Netto koldioxidutsläpp från svensk elförsörjning, då både utsläppen från vår egen produktion och utsläppseffekterna av vår elimport och elexport inkluderats. Nettot är beräknat utifrån en systemstudie med konsekvensperspektiv, som fångar alla viktiga parametrar.

Minskar utsläppen från Nordeuropeisk elproduktion med 5-10 Mton CO₂/år

År 2010 var ett kallt år med relativt hög elförbrukning, samtidigt som vår kärnkraftstillgänglighet var förhållandevis låg. Vi utnyttjade därför våra fossilbränsleeldade kraftverk ovanligt mycket, samtidigt som vi hade en nettoimport. Kärnkraftens tillgänglighet var låg även år 2009, och vi fick därför importera mer än vad vi exporterade. Båda dessa år ger därför positiva nettoutsläpp på drygt 5 Mton i vår beräkning.

Men år 2011 sker ett trendbrott på flera sätt. Kärnkraftens tillgänglighet höjs markant samtidigt som vindkraftsinvesteringarna börjar skjuta fart. Detta innebär att Sverige både

kunnat minska den egna fossilbränsleeldade elproduktionen och öka exporten av "renare" el till våra grannländer. När vi sedan också får riktigt våta år med stor tillrinning till vattenkraften, såsom 2012 och 2015, når vår nettoexport cirka 20 TWh per år.

Sammantaget innebär detta att vi från och med år 2011 haft negativa koldioxidutsläpp i vår nettobedömning. Idag minskar därmed utsläppen från Nordeuropeisk elproduktion med 5-10 Mton CO₂. Inget tyder heller på att storleken på denna minskning har ändrats efter 2016, som är det senaste året med tillgänglig statistik från Energimyndigheten (och som vi utnyttjat för våra beräkningar).



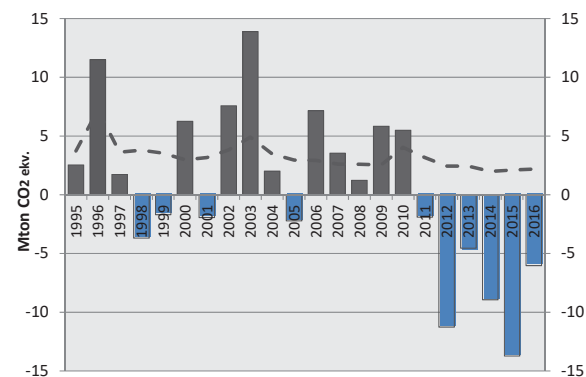
KORT OM MODELLBERÄKNINGARNA OCH NÅGRA CENTRALA RESULTAT FÖR EL

NEPP hanterar hela det Nordeuropeiska el- och energisystemet och utnyttjar ett flertal energisystem- och kraftmarknadsmodeller för analyserna av det befintliga och framtida el- och energisystemet. För beräkningen av utsläppskonsekvenserna i våra grannländer av vår egen import och export har vi utnyttjat två modeller, nämligen Profus TIMES-NORDIC modell och Chalmers EPOD-modell.

Modellresultaten visar att en importerad TWh el till Sverige i *genomsnitt* under perioden 1995-2016 producerats till 70-80% av fossilbränslebaserade kraftverk och till 20-30% i kraftverk utan koldioxidutsläpp, bl.a. beroende på årsprofil m.m. På motsvarande sätt ersätter vår elelexport en elproduktion i våra grannländer med motsvarande produktionsmix.

Vår beräkning av nettoutsläppen från elförsörjningen inkluderar alltså både de utsläpp som vår egen produktion ger upphov till och utsläppskonsekvenserna av vår import och export. I figuren

har de koldioxidutsläpp (beräknade som LCA-värden) som vår egen elproduktion ger upphov till ritats in som en streckad linje. Vi kan konstatera att även de utsläppen minskat sedan 1995 och idag är på en mycket låg nivå sett i en internationell jämförelse. De ligger på cirka 15 kg CO₂ekv/MWh.



Tidiga analyser visar på möjligheter till fortsatt positiv utveckling

Klimatmålen i Sverige och EU siktar på en klimatneutral ekonomi och klimatneutrala energisystem till år 2045/2050. Den politiska ambitionen är att elsektorn skall kunna utgöra en motor i denna klimatomställning. Samtidigt som elproduktionen i Europa blir alltmer klimatsnål visar de politiska scenarierna på en ökad elanvändning i flera sektorer, bl.a. inom industrin och i transportsektorn.

I NEPP har vi inlett analysarbetet av en sådan utveckling och gjort några inledande preliminära modellanalyser. I korta

ordalag pekar dessa analyser på att en omställning till en allt större och samtidigt allt mer koldioxidsnål elförsörjning i Europa är möjlig. Analyserna visar också att den svenska elförsörjningen kan fortsätta att bidra med klimatnytta för övriga Europa, samtidigt som vår egen elanvändning kan tillåtas öka med flera tiotals TWh, och därmed hjälpa till med klimatomställningen i andra sektorer. Analyserna visar också att utsläppen från våra egna kraftverk successivt kommer att fortsätta att minska, från en redan låg nivå, och kan ligga under noll år 2045/2050. Det förutsätter dock att CCS installeras på flera av våra biobränsleeldade kraftvärmeverk och mottrycks anläggningar i framtiden.

Svensk fjärrvärmeförsörjning är klimatneutral sedan 2013

– Bidrar till att minska utsläppen både i Nordeuropas elsystem och i Europas avfallssystem

Fjärrvärmesystemet är central på vår svenska uppvärmningsmarknad. Svensk fjärrvärmeförsörjning är idag också en del av såväl det nordeuropeiska elsystemet som det europeiska avfallssystemet. När vi utvärderar den svenska fjärrvärmeförsörjningens klimatpåverkan bör vi därför ugtå ifrån ett europeiskt energi- och avfallsperspektiv. Då kan vi konstatera att vår fjärrvärmeförsörjning kan betraktas som klimatneutral sedan 2013 och att den därefter har bidragit med stor klimatnytta för hela Europa.

När den svenska fjärrvärmeförsörjningen skall utvärderas utifrån ett klimatperspektiv är det, på samma sätt som för elförsörjningen, rimligt att se den som en del av Europa och EU:s strävan efter "att bli den första klimatneutrala regionen i världen", och därmed också bedöma dess klimatpåverkan utifrån vilken roll den spelar i denna europeiska utveckling.

Nettotsläppen från den svenska fjärrvärmeförsörjningen är negativa sedan 2013

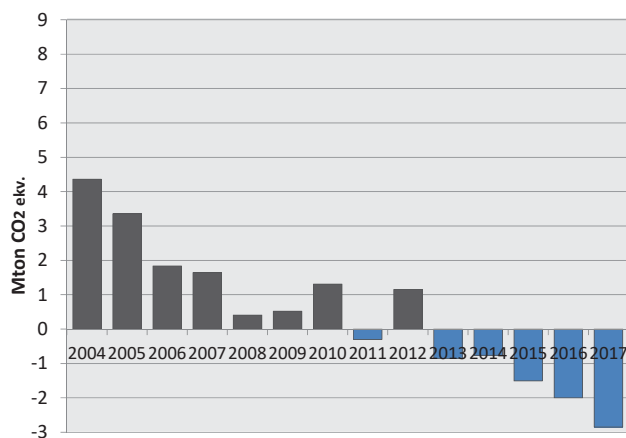
Svensk fjärrvärmeproduktion har sedan början av 1980-talet successivt minskat sin användning av fossila bränslen och

sedan 1990-talet haft en märkbart lägre fossilbränsleandel i sin produktion än övriga europeiska länder. Från en fossilbränsleandel på över 90% år 1980, nästan halverade man den på tio år till 50% år 1990, för att sedan åstadkomma ytterligare en halvering under den kommande 10-årsperioden till en fossilbränsleandel på 25% år 2000.

Samtidigt övergick fjärrvärmeproduktionen från att under 1980-talet vara en nettokonsument av el (dvs. att elanvändningen i elpannor och värmepumpar översteg elproduktionen i kraftvärmeverken) till att sedan mitten av 1990-talet

bli en nettoproducent av el. Detta har särskilt stor betydelse när vi beräknar växthusgasutsläppen från fjärrvärmeförsörjningen utifrån vår europeiska systemgräns. Genom att fjärrvärmesystemet nu är en nettoproducent av el bidrar man till att den europeiska elsektorn kan minska sin elproduktion, bland annat i fossilbränsleeldade kraftverk. Denna utsläppsminskning skall då tillgodoräknas svensk fjärrvärmeförsörjning i den nettobedömning vi gör här. (Så länge som fjärrvärmeförsörjningen var nettokonsument av el, fram till cirka 1995, belastas den istället med de utsläpp den orsakade i det europeiska elsystemet.)

Svensk fjärrvärmeförsörjning är idag också tätt länkad till avfallssektorn, och energiåtervinningen från avfall (avfallsförbränningen) är idag en viktig behandlingsform för avfall i Sverige. Genom energiåtervinning av avfall kan vi minska den mängd avfall, som annars skulle ha deponerats i Europa, med bl.a. betydande metangasutsläpp till atmosfären



Figur 1: Netto koldioxidutsläpp från svensk fjärrvärmeförsörjning, då både utsläppen från dess egen värme- och elproduktion, utsläppseffekterna vid nettoelkonsumtion respektive nettoelproduktion samt de samlade utsläppseffekterna av växthusgaser vid energiåtervinning av avfall inkluderats i bedömningen.

som följd. Dock ger även avfallsförbränningen upphov till växthusgasutsläpp i form av koldioxid från avfallets fossila fraktioner, men det är först när vi tar med både de direkta utsläppen från förbränningsanläggningarna och de undvikna metangasutsläppen som vi får en rättvis bedömning av växthusgasutsläppen vid energiåtervinning av avfall i våra fjärrvärmesystem.

I Figur 1 redovisar vi de samlade nettoutsläppen av växthusgaser (angivet som koldioxidekvivalenter) som den svenska fjärrvärmeförsörjningen givit upphov till sedan 2004. Figuren visar resultat av en systemstudie.

Figuren visar en successiv nedgång i nettoutsläppen under perioden, som resulterat i att utsläppen minskat till under noll år 2013, då svensk fjärrvärmeförsörjning alltså nått vad som kan betraktas som klimatneutralitet.

Bidrar till att minska utsläppen i Europas el- och avfallssystem

Att fjärrvärmesystemet från och med år 2013 har negativa växthusgasutsläpp i vår nettobedömning, innebär att svensk fjärrvärmeförsörjning idag också bidrar till att minska utsläppen i Europas el- och avfallssektor. Det är mycket positivt. Den rådande utvecklingen för fjärrvärmeförsörjningen i Sverige tyder samtidigt på att storleken på dessa negativa utsläpp kan komma att öka framöver, vilket befäster fjärrvärmens roll som "kolsänka" för Europas el- och avfallssektor.

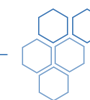
Kriterier för metodval vid miljöbedömning

I NEPP har vi gjort en omfattande genomlysning av metoder för miljöbedömningar, och tagit fram ett antal rekommendationer. Detta arbete är publicerat i NEPP-rapporten *"Miljöbedömning av energibärare"* (våren 2019).

I rapporten betonas även att grundläggande kriterier för metodval i miljöbedömningar är att metoden ska spegla de faktiska konsekvenserna av ett agerande och att miljöbedömningen ska bidra till att människans negativa miljö- och klimatpåverkan minskar totalt eller åtminstone per funktionell enhet, det vill säga per enhet nytta som det studerade systemet genererar. För att miljöbedömningar ska vara till nytta för miljön måste en rad villkor vara uppfyllda:

- En bra metod måste gå att tillämpa och ska helst vara lättanvänd.
- Resultaten behöver vara så rättvisande som möjligt och begripliga.
- Resultaten behöver inspirera till beslut som är positiva ur ett miljöperspektiv.
- Metoden vara robust mot missbruk.

Den miljöbedömningsmetod som utnyttjats i detta arbete om fjärrvärmeförsörjningens klimatpåverkan uppfyller dessa kriterier, och är även ämnad att bidra till att människans negativa klimatpåverkan minskar totalt.



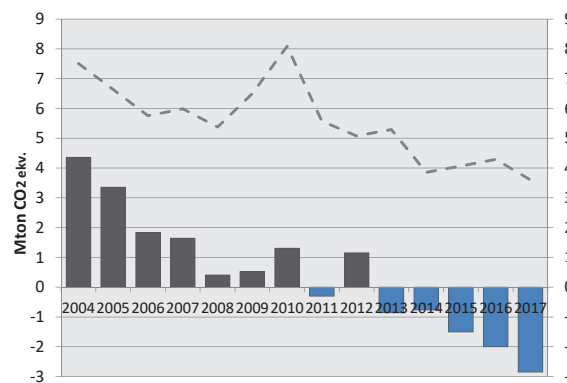
KORT OM MODELLBERÄKNINGARNA OCH NÅGRA CENTRALA RESULTAT FÖR FJÄRRVÄRME

NEPP hanterar hela den svenska och nordiska värmeförsörjningen och hela det Nordeuropeiska elsystemet och utnyttjar ett flertal energisystemmodeller för analyserna av det befintliga och framtida el- och värmesystemet. För beräkningen av utsläppskonsekvenserna i Nordeuropas elsystem av den svenska fjärrvärmesektorns överskott respektive underskott på el, har vi utnyttjat två modeller, nämligen Profus TIMES-NORDIC modell och Chalmers EPOD-modell.

Modellresultaten visar att en konsumerad TWh el i svensk fjärrvärmeproduktion i genomsnitt under perioden 1995-2016 producerats till 70-80% av fossilbränslebaserade kraftverk och till 20-30% i kraftverk utan koldioxidutsläpp, bl.a. beroende på årsprofil m.m. På motsvarande sätt ersätter vår svenska kraftvärmeproduktion en elproduktion i det europeiska elsystemet med ungefär motsvarande produktionsmix.

Vår beräkning av nettoutsläppen från fjärrvärmesektorn inkluderar alltså både de utsläpp som vår egen produktion ger upphov till och utsläppskonsekvenserna i det europeiska elsystemet (och i det europeiska avfallssystemet – se tidigare

beskrivning). I figuren har de växthusgasutsläpp (beräknade som LCA-värden) som vår egen fjärrvärmeproduktion ger upphov till ritats in som en streckad linje, dvs. utan kreditering av metanutsläpp eller av koldioxidutsläpp från europeisk elproduktion. Vi kan konstatera att även utsläppen från de egna produktionsanläggningarna har minskat sedan 1995 och är idag på en fortsatt låg nivå sett i en internationell jämförelse. De ligger på cirka 80-90 kg CO₂ekv/MWh_{värme}



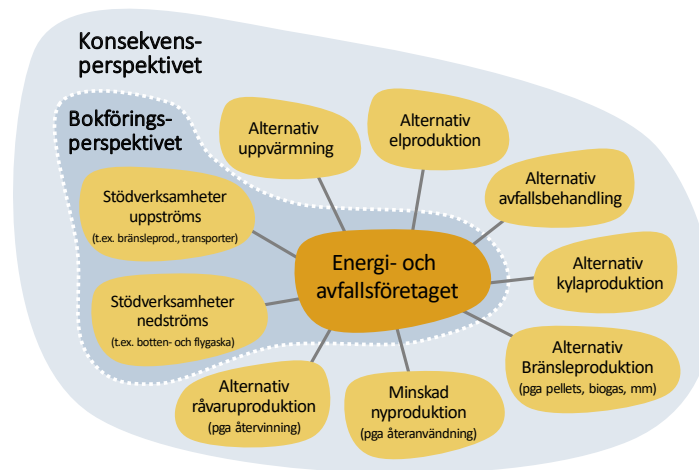
Skilj på bokföringsperspektivet och konsekvensperspektivet

I beräkningarna av svensk el- och fjärrvärmeförsörjnings klimatpåverkan inom NEPP har utgångspunkten varit att analysera klimatpåverkan från de olika systemen ur det s.k. konsekvensperspektivet. Konsekvensperspektivet skiljer sig från den allmänt förekommande metoden i detta sammanhang, som utgår från det s.k. bokföringsperspektivet, och analysresultat av klimatpåverkan som utgått från bokföringsperspektivet respektive konsekvensperspektivet skiljer sig åt markant. Den viktigaste skillnaden mellan de två perspektiven, är att metoderna inbegriper olika systemgränser. Konsekvensprincipen har en betydligt bredare systemgräns som också inkluderar undviken miljöbelastning i ett system, något som inte omfattas i bokföringsperspektivet. Grunderna för konsekvensprincipen är att, så långt som det är möjligt och rimligt, studera en verksamhets eller en produkts totala klimatpåverkan i samhället genom att följa alla relevanta konsekvenser som verksamheten/produkten ger upphov till, inklusive klimatgasutsläpp som undviks tack vare verksamheten eller produkten. Resultatet från en klimatanalys utifrån konsekvensprincipen besvarar därmed frågan "Vilken nettoklimatpåverkan ger verksamheten eller produkten upphov till?". Konsekvensperspektivet kan därmed användas för att jämföra olika system och ligga till grund för beslutsfattande.

Bokföringsprincipen är beräkningsmässigt sett en betydligt enklare värderingsmetod. Metoden lyfts ofta fram när fokus är att fördela utsläppen mellan olika aktörer och en hel del av de antaganden som

finns i beräkningarna är därmed framtagna i konsensus mellan berörda aktörer. Bokföringsprincipen studerar i huvudsak den direkta tillförda miljöpåverkan och utlämnar merparten av den indirekta miljöpåverkan som verksamheten/produkten ger upphov till. Orsaken till att man inte tar med undviken miljöbelastning är inte tydlig. Det främsta argumentet är att man vill att klimatberäkningarna från olika verksamheter ska vara summerbara. Ett annat argument är att det är svårt att bedöma vad den alternativa produktionen/produkten (som undviks) ger för utsläpp.

Genom att bokföringsprincipen gör snäva avgränsningar och t.ex. inte tar med undviken miljöpåverkan från alternativ produktion ges vitt skilda resultat mellan bokföringsmetoden och konsekvensmetoden. Bokföringsperspektivet kan inte användas i en beslutssituation när man ska välja mellan olika alternativ (t.ex. om bensin och diesel är lämpligt ut klimatsynpunkt att ersätta med el i fordonsflottan), och den kan heller inte användas när man ska redovisa en verksamhets totala klimatpåverkan. Miljövärdering enligt bokföringsperspektivet är vanligt förekommande och används tyvärr även ofta i beslutssituationer. När man gör analyser av klimatpåverkan från en verksamhet eller produkt bör man därför ställa sig frågan vad syftet med analysen är. Därefter måste man vara medveten om den valda metodens begränsningar och skillnader mellan att använda den ena eller den andra metoden.



Figuren visar skillnaden mellan det s.k. konsekvensperspektivet (vilket har använts i föreliggande beräkningar) och det s.k. bokföringsperspektivet. De båda principerna skiljer sig åt markant. Den viktigaste skillnaden är att metoderna inbegriper olika systemgränser. Konsekvensprincipen har en betydligt bredare systemgräns som också inkluderar undviken miljöbelastning i ett system (vilket i figuren illustreras av "cellerna" som ligger utanför det streckade området) något som inte omfattas i bokföringsperspektivet. Grunderna för konsekvensprincipen är att, så långt som det är möjligt och rimligt, studera den totala klimatpåverkan i samhället genom att följa alla relevanta konsekvenser som ett system/verksamheten/produkt ger upphov till, inklusive klimatutsläpp som undviks tack vare systemet/verksamheten/produkten. Resultatet från en klimatanalys utifrån konsekvensprincipen besvarar därmed frågan "Vilken nettoklimatpåverkan ger systemet/verksamheten/produkten upphov till?". Konsekvensperspektivet kan därmed användas för att jämföra olika system och ligga till grund för beslutsfattande.

Exempel på åtgärder i elsystemet

där el kan bidra till omställningen

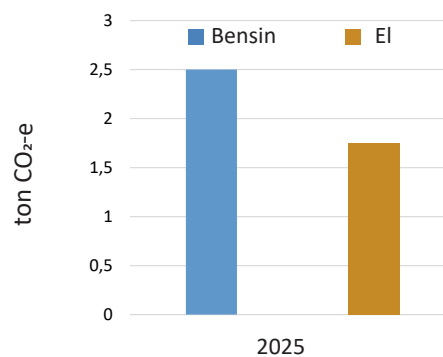
Vi har konstaterat att svensk el- och fjärrvärmeförsörjning bidrar med stor klimatnytta ur ett helhetsperspektiv och har viktiga roller som möjliggörare av omställningen mot ett hållbart samhälle. I denna halvtidsrapport kommer vi även att konstatera att mycket pekar på ett elbehovet i samhället kommer att öka. Här lyfter vi fram några av de åtgärder, vilka bidrar med en kraftigt ökad elanvändning, som ingår i NEPPs analyser av ett möjligt ”högelscenario”.

Elbil jämfört med bensinbil

I Figur 1 anges de årliga växthusgasutsläppen för en personbil i ett LCA-perspektiv, med inköpsår 2025, utifrån vår miljöbedömning i ett europeiskt perspektiv. Jämförelsen visar att elbilen ger mindre växthusgasutsläpp än bensinbilen. I de redovisade växthusgasutsläppen ingår, förutom utsläpp och energianvändningen för drift av fordonen, även utsläpp för produktion och skrotning av fordonen.

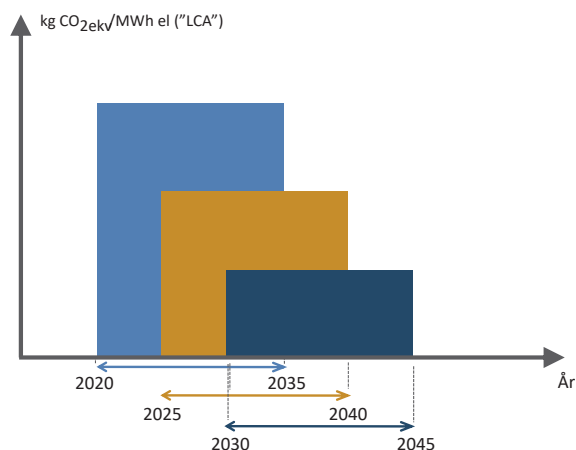
För många energibärare är egenskaperna för växthusgasutsläpp oförändrade över tid. För elsystemet sker dock en utveckling av den europeiska elproduktionens sammansättning, som innebär att elens egenskaper påverkas både av den studerade åtgärdens livslängd och av dess startår. Detta illustreras i Figur 2 på nästa sida.

Att elalternativet ofta faller ut bättre vid ett senare startår (till följd av att elsystemet löpande utvecklas mot minskande fossil produktion) ska inte självklart tolkas som att det är bra att vänta



Figur 1: Årligt klimatgasutsläpp för en personbil med inköpsår 2025

med ett byte. I en sådan betraktelse måste man naturligtvis också ta hänsyn till att de alternativ som man i så fall behåller längre kommer att ge konsekvenser under tiden tills elalternativet införs.



Figur 2: Schematisk bild av de växthusgasutsläpp som en elbil med 15 års livslängd orsakar i det europeiska elsystemet, om den introduceras vid tre olika startår.

Serverhall – kylning, värmeåtervinning och lokalisering påverkar

Ett annat exempel på en tillkommande elanvändning i vårt "höghetsscenario" är datahallar. Vilka konsekvenserna av en sådan användning blir påverkas av bl.a. hur kylning sker, eventuell värmeåtervinning och elförsörjningen i det land där datahallarna lokaliseras.

När man bedömer konsekvenserna av lokaliseringen av datahallen så finns det skillnader i utsläppskonsekvenser av elanvändningen även om den placeras på olika platser i ett sammankopplat Nordeuropeiskt elsystem. Skälet till skillnaderna är flaskhalsar i överföringen mellan olika länder. Eftersom elen inte alltid helt fritt kan överföras mellan olika geografiska områden så ger olika lokalisering olika utsläppskonsekvenser. En lokalisering i Sverige ger exempelvis mindre utsläpp än en lokalisering i Tyskland.

Vätgasbaserad ståltillverkning jämfört med koksbaserad

En annan åtgärd som kan bli aktuell är att byta ut koks från ståltillverkningsprocessen. Här jämförs den koksbaserade processen för reduktion av järnmalm med en process som utnyttjar vätgas, framställd genom elinsats.

Om man gör antagandet att startåret för åtgärden är först efter 2030, eftersom den elbaserade tekniken ännu inte är kommersiellt tillgänglig, så är den elbaserade processen markant bättre än den koksbaserade med avseende på klimatgasutsläpp.

Förnybar elproduktion, t.ex. sol- och vindkraft

Den förnybara elproduktion som löpande tillförs till elförsörjningen, exempelvis sol- och vindkraft, medför att annan elproduktion trängs undan i det nordeuropeiska elsystemet. Eftersom inslaget av fossil elproduktion minskar i det europeiska elsystemet i framtiden, så blir följden att nyttan av sol- och vindkraft vad gäller minskning av växthusgasutsläpp också minskar över tid.

Effektivisering av elanvändningen

Genom effektivisering av elanvändningen så minskar elanvändningen för en given tjänst. Det medför i miljövärderingen av effektiviseringsåtgärden att en viss mängd el inte behöver produceras och därmed undviks också de utsläpp som skulle varit förknippade med den elanvändningen. Nyttan av energieffektivisering kommer alltid att finnas men i takt med att elproduktionen får ett allt mindre inslag av fossila bränslen så avtar den direkta klimatnyttan av energieffektiviseringen. Samtidigt är det viktigt att beakta den resurshushållning som energieffektiviseringen möjliggör. Effektiviseringen av elanvändningen frigör ju el som i andra tillämpningar exempelvis kan ersätta fossila bränslen.

Vår elförsörjning kan fortsätta att vara klimatneutral

– En första preliminär analys av ett ”högelscenario”

Svensk elförsörjning kan, även vid en kraftigt ökad elanvändning, fortsätta att vara klimatneutral ända fram till 2045 och därefter. Samtidigt kan vår elsektor fortsätta att bistå i arbetet med att minska utsläppen i det europeiska elsystemet ända fram till dess att europeisk el också är att betraktas som klimatneutral.

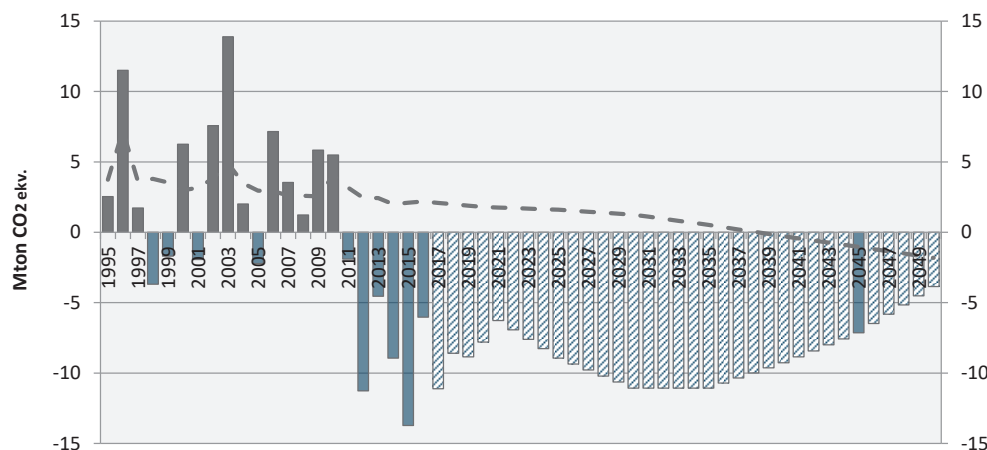
Såväl i Sverige som i flera andra europeiska länder anges elektrifiering som en väg för att klara klimatomställningen. Det skulle då leda till att elanvändningen ökar kraftigt i framtiden.

Flera branscher har samtidigt tagit fram färdplaner för fossilfri konkurrenskraft inom ramen för regeringsinitiativet *Fossilfritt Sverige* (läs mer om detta arbete i annat kapitel i denna halvtidsrapport). Ett antal av dessa branscher lyfter då också fram elektrifiering som en viktig del för att bli fossilfria, exempelvis flera processindustribranscher. Det pågår dessutom en elektrifiering av fordonsflottan och en etablering av nya elintensiva verksamheter, exempelvis datahallar. Allt detta sammantaget skulle kunna leda till att elanvändningen i Sverige kommer att öka kraftigt i framtiden.

I NEPP har vi inlett en analys av en sådan utveckling för elsystemet där elanvändningen ökar kraftigt i Sverige och i våra grannländer. Samtidigt har vi ställt frågan om den svenska elförsörjningen kan fortsätta att vara klimatneutral trots denna kraftiga ökning av elanvändningen, och därmed fortsätta att bidra till att uppfylla vårt svenska mål om ett klimatneutralt Sverige år 2045. Svaret är positivt. Våra analyser tyder på att den svenska elförsörjningen kan fortsätta att vara klimatneutral, och även – vilket är än mer positivt – samtidigt fortsätta att bistå i arbetet med att minska utsläppen i det europeiska elsystemet ända fram till dess att europeisk el också är klimatneutral.

Därtill visar våra analyser att vi kan fortsätta att minska våra egna, redan låga, koldioxidutsläpp, för att – bl.a. med hjälp av CCS¹ på våra stora biobränslekraftvärmeverk – t.o.m. kunna nå negativa utsläpp inom några decennier.

¹ Carbon Capture and Storage, CCS



Figur 1: Netto koldioxidutsläpp från svensk elförsörjning (i staplarna), då både utsläppen från vår egen produktion (den streckade linjen) och utsläppseffekterna av vår elimport och elexport inkluderats. Den framtida utvecklingen från idag och 30 år framåt bygger på en *första preliminär analys* av elsystemets utveckling med Timesmodellen, där storleken på både svensk elanvändning och elproduktion ökar med omkring 40-45 TWh till år 2045, samtidigt som elproduktionen i övriga Europa ställs om till en produktion med allt mindre koldioxidutsläpp.

Scenarioförutsättningarna för Sverige har, i denna inledande analys, till stor del hämtats från Energimyndighetens pågående arbete med långsiktiga scenarier för det svenska energisystemet till 2050 (slutförs våren 2019).

I kapitlet om det tekniska elsystemets utveckling, längre fram i denna halvtidsrapport, redovisas resultaten för såväl elproduktionen som produktionskapaciteten i högelscenariot, både för Green Policy och för Climate Market.

Vi har gjort analyserna av högelscenariot med utgångspunkt i våra två huvudscenarier, Green Policy och Climate Market. Figur 1 ovan bygger på resultatet från Climate Market, och där leder denna stora elanvändningsökning till att både förnybar kraft och kärnkraft byggs ut ytterligare jämfört med grundkörningarna. Vi får då en kärnkraftsproduktion på upp emot 60 TWh år 2045 och en vind- och solkraftsproduktion på cirka 70 TWh, och vi förblir en stor nettoexportör till övriga Nordeuropa.

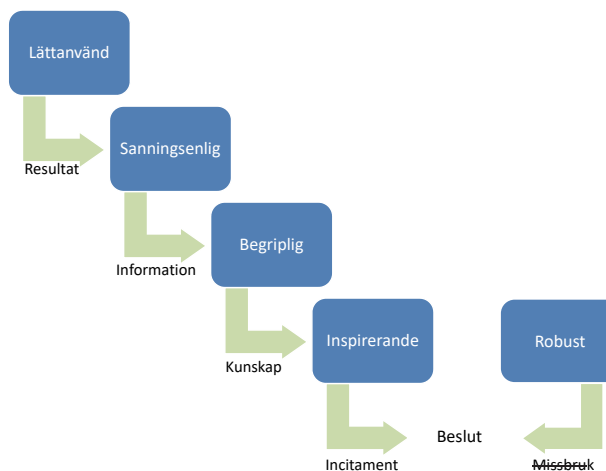
Miljöbedömning av energi – kriterier och vägledning för metodval

I NEPP har vi gjort en omfattande genomlysning av metoder för miljöbedömningar, och tagit fram ett antal rekommendationer. I detta arbete betonas även att grundläggande kriterier för metodval i miljöbedömningar är att metoden ska spegla de faktiska konsekvenserna av ett agerande och att miljöbedömningen ska bidra till att människans negativa miljö- och klimatpåverkan minskar. Den metod som vi utnyttjar i NEPP för bedömningen av el- och fjärrvärmeförsörjningens klimatpåverkan uppfyller dessa grundläggande kriterier.

Miljöbelastningen för energibärare som el, bränslen och värme behöver många gånger kvantifieras både

i energi- och miljösystemanalys. En sådan beräkning kräver beslut om systemperspektiv, systemgränser, modeller, datakällor m.m. För att våra miljöbedömningar ska vara till nytta för miljön måste beräkningsmetoden gå att tillämpa och ska helst vara *lätthanvänd* (se figuren). Resultaten behöver vara någorlunda *rättvisande* och *begripliga* och inspirera till beslut som är positiva ur ett miljöperspektiv. Vidare bör metoden vara robust mot missbruk.

Olika metodval uppfyller dessa kriterier i olika grad, men varje metod har i regel både fördelar och nackdelar. Vilken metod som är bäst beror också på de speciella förutsättningarna i respektive fall. Valet



Figur: Kriterier för bra metoder för miljöbedömning och deras bidrag till beslut som är bra för miljön

av systemgränser och datakällor påverkas exempelvis av studieobjektet. Ofta görs miljöbedömningen av en energibärare inom ramen för en annan miljö- eller hållbarhetsbedömning, där studieobjektet kan vara, exempelvis, ett geografiskt avgränsat energisystem (exempelvis det europeiska elsystemet), en organisation, en produkt eller ett projekt.

Bokföring och konsekvensanalys – medel och marginal

Metodvalen påverkas också av vilken fråga som ställs om studieobjektet. Om syftet är att uppskatta vilken del av världens miljöbelastning som hör till studieobjektet kan så kallad bokföringsmetodik användas. Om syftet istället är att utreda hur produktionen eller användningen av studieobjektet påverkar världens miljöbelastning bör en konsekvensanalys göras. Valet mellan bokföringsberäkning och konsekvensanalys kan ha mycket stor betydelse för studiens resultat, eftersom det påverkar flera metodval.

Tydligast är kanske valet av indata för miljöbelastningen från produktion av el och andra varor. I en bokföringsberäkning används medeldata för ett produktionssystem, vars gränser kan vara geografiska och/eller organisatoriska.

I en konsekvensanalys används "marginaldata", det vill säga data som avspeglar hur produktionssystemets miljöbelastning påverkas av en (liten) ändring i produktionsvolym. De faktiska effekterna av en ändring i efterfrågan kan vara både kort- och långsiktiga och involvera flera olika tekniker i en komplex marginalmix. Denna komplexa marginaleffekt kan exempelvis beräknas med en energisystemmodell.

En konsekvensanalys bör också inkludera alla de processer som faktiskt påverkas, oavsett om de ligger inom eller utanför det studerade energisystemets gränser. Då är olika typer av systemutvidgning i regel den mest lämpliga metoden att hantera allokeringsproblem på. Den systemutvidgning bör användas som bäst avspeglar de faktiskt förväntade effekterna av en förändring.

Tidsperspektiv

En miljöbedömning inkluderar i regel fem olika slags tidshorisonter: studiens "bäst-före-datum", varaktigheten hos ett eventuellt beslut, och studiens horisont vad gäller framtida effekter på det tekniska systemet, på dess emissioner, och på emissionernas miljöpåverkan. Miljöbedömningen bör helst inkludera medvetna och transparenta val av alla dessa fem typer av tidshorisont. Om rapporten från en miljöbedömning bara anger en eller ett par tidshorisonter bör det åtminstone framgå vilken eller vilka typer av tidshorisont som avses.

Den blandning av teknikslag som används för att producera fjärrvärme och el varierar över dygnet och året bland annat på grund av variationer i förbrukningen. En bokföringsberäkning brukar bygga på årsmedelvärden och alltså inte ta hänsyn till när på dygnet eller året som energin används. I en konsekvensanalys kan det dock vara viktigt att ta hänsyn till marginaleffekterna beroende på om energin används på sommaren eller vintern, på dagen eller nattetid.

Begreppen och metoderna ovan beskrivs mer i detalj i NEPP-rapporten *"Miljöbedömning av energibärare – kriterier och vägledning för metodval"*.

2.

Energipolitiken idag och i framtiden

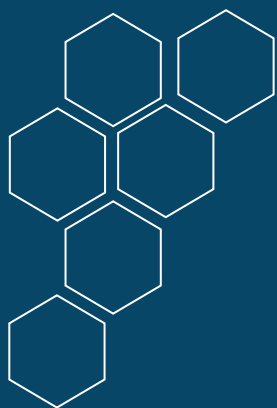
– lokalt, nationellt och i EU





SÅVÄL INOM EU SOM I SVERIGE och övriga medlemsstater pågår en fort-löpande översyn och vidareutveckling av energi- och klimatpolitiken. Gemen-samt för EU och medlemsstaterna är att politiken skall vila på tre ”grundpelare”: klimat/miljö, leveranssäkerhet och kon-kurrenskraft. Vår egen Energiöverens-kommelse är också tydlig på att även den har alla dessa tre grundpelare som bas för överenskommelsen; det är det allra första som står i den. Eftersom en-ergipolitiken har tre måldimensioner så är det viktigt att alla tre beaktas och att det inte blir så att ett av målen får en så stor tyngd så att övriga mål äventyras. Om ett ensidigt fokus läggs på exempel-vis klimat/miljö så kan leveranssäkerhet och konkurrenskraft äventyras.

I detta avsnitt redovisar vi ett antal delresultat som har koppling till energi-politiken i Sverige och EU och, i flera fall, även direkt koppling till dess tre ”grundpelare”. Hela NEPP-arbetet kring ”den stora” flexibilitets- och effektut-maningen handlar ju dessutom om att lägga en grund för att visa på behovet av att värna leveranssäkerhet och reg-lerförmåga i elsystemet. Det handlar då väldigt lite om klimatpolitik när vi skall lösa just den uppgiften. Det är ju istäl-let åtgärder som motiverats av klimat- och förnybarpolitiken som bidragit till att öka effektutmaningen, exempelvis den kraftiga utbyggnaden av variabel elenergiproduktion i form av vind- och solkraft.



Sammanfattning

- När fokus flyttar från energi till effekt, flyttar också fokus från utsläpp och klimatpåverkan till leveranssäkerhet och försörjningstrygghet.
- Vattenkraften står idag i skärningspunkten mellan politikens tre grundpelare.
- Investering i planerbar termisk produktion – en möjlig indikator på aktiv leveranssäkerhetspolitik.
- Plasten i avfallet, en internationell "Svarte Petter" som ingen vill ha – och samtidigt ett exempel på dilemmat i balansen mellan politikens tre grundpelare.
- Ansvaret för plasten i avfallet delas mellan många aktörer.
- Hållbarhetskriterierna för biobränslen kan ha stor påverkan på energisystemen i EU, men risken för påverkan i Sverige är störst på längre sikt.
- EU är på väg att klara alla tre 2020-målen - utvecklingen under den senaste femårsperioden är gynnsam för måluppfyllelsen.
- Kraftfulla CO₂-åtgärder reducerar nu växthusgasutsläppen i EU; Storbritannien är det stora föregångslandet.
- Kärnkraften är en viktig del i ett koldioxidfritt europeiskt elsystem 2050, enligt EU-kommissionen, IPCC och IEA.
- Vårt nya svenska energiintensitetsmål på 50 % till 2030 kan nås med nuvarande styrmedel för energieffektivisering.
- Energiintensitetsmålet – ett politiskt mål som kan leda helt rätt, eller helt fel.

Energipolitikens tre grundpelare

– Alla tre måste få sin plats i politiken

NEPP:s utgångspunkt i analyserna är att man från politiskt håll vill värna alla de tre grundpelarna samtidigt. En första forskningsfråga är därför hur rådande politik – i praktiken – förmår balansera dessa tre grundpelares ambitioner och hur den framtida politiken i EU, Sverige och övriga medlemsstater sätts upp för att klara det. Men allra först gör vi en betraktelse av de tre grundpelarna som sådana.

EU:s energipolitik

Sedan minst 15 år har EU:s energipolitik vilat på tre grundpelare: hållbarhet, konkurrenskraft och försörjningstrygghet. I en tidig grönbok om energipolitiken från 2006 gav man följande beskrivning av de tre grundpelarna:

Hållbarhet (klimat och miljö): i) Utveckling av konkurrenskraftiga, förnyelsebara energikällor och andra energikällor med låg kolförbrukning. ii) Minskad efterfrågan på energi i Europa. iii) En ledande roll i de globala ansträngningarna för att stoppa klimatförändringarna och förbättra den lokala luftkvaliteten.

Konkurrenskraft: i) Garantier för att öppningen av energimarknaden medför fördelar för konsumenterna och för ekonomin som helhet, samtidigt som den stimulerar investeringar i produktion av ren energi och energieffektivitet.

ii) Lindring av effekterna av höga internationella energipriser på EU:s ekonomi och dess medborgare. iii) En bibehållen spetsposition för EU när det gäller energiteknik.

Försörjningstrygghet och leveranssäkerhet: Åtgärda EU:s ökande beroende av importerad energi genom i) ett integrerat förfarande – minskad efterfrågan, ökad diversifiering av energikällorna där inhemsk och förnyelsebar energi används i högre utsträckning, och ökad diversifiering av försörjningskällorna till importerad energi, ii) samarbete med energileverantörer och – konsumenter för att skapa en ram som på ett bättre sätt möjliggör lämpliga investeringar för att möta den ökande efterfrågan på energi, iii) förbereda EU inför krissituationer, iv) förbättra villkoren för europeiska företag som vill ta del av globala resurser, och v) säkerställa att alla medborgare och företag har tillgång till energi.

I faktarutan nedan ges en aktuell bild av hur nuvarande energipolitik i EU fortsatt är uppbyggd på dessa tre grundpelare, och hur den omsätts i praktisk politik.

Den svenska energiöverenskommelsen

Ramöverenskommelsen om den svenska energipolitiken, det vi i allmänt tal kallar "energiöverenskommelsen", anger tydligt att dessa tre grundpelare också bygger upp vår svenska energipolitik. Där står inledningsvis:

"Den svenska energipolitiken ska bygga på samma tre grundpelare som energisamarbetet i EU. Politiken syftar alltså till att förena:

- *Ekologisk hållbarhet*
- *Konkurrenskraft*
- *Försörjningstrygghet*

Sverige ska ha ett robust elsystem med en hög leveranssäkerhet, en låg miljöpåverkan och el till konkurrenskraftiga

priser. Det skapar långsiktighet och tydlighet för marknadens aktörer och bidrar till nya jobb och investeringar i Sverige."

Globala organisationer

Vi återfinner även dessa tre grundpelare i de arbeten och den kommunikation som flera globala organisationer, verksamma inom energiområdet, använder. World Energy Council talar exempelvis om ett "Energy Trilemma", och har också utvecklat ett omfattande index för att kunna jämföra olika länder.

World Economic Forum talar om en "Energy Architecture" och "the energy triangle". Tillsammans tar dessa sin utgångspunkt i en policy som skall:

1. Promote economic growth and development...
2. ...in an environmentally sustainable way...
3. ...while providing universal energy access and security

EU ENERGY STRATEGY AND ENERGY UNION – SECURE, COMPETITIVE, AND SUSTAINABLE ENERGY

EU's energy policies aim to ensure that European citizens can access secure, affordable and sustainable energy supplies. The EU is working in a number of areas to make this happen:

- the energy union strategy is focused on boosting energy security, creating a fully integrated internal energy market, improving energy efficiency, decarbonising the economy (not least by using more renewable energy), and supporting research, innovation and competitiveness
- the energy security strategy presents short and long-term measures to shore up the EU's security of energy supply
- EU funding and other support is helping to build a modern, interconnected energy grid across Europe
- the 'Clean Energy for All Europeans' package, placed emphasis on three key objectives: putting energy efficiency first, achieving global leadership in renewable energies, and providing a fair deal for consumers

- Safety across the EU's energy sectors, with strict rules on issues such as the disposal of nuclear waste and the operation of offshore oil and gas platforms.

As part of its long-term energy strategy, the EU has set targets for 2020 and 2030. These cover emissions reduction, improved energy efficiency, and an increased share of renewables in the EU's energy mix.

For the longer term, the Commission published in November 2018 its strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate-neutral economy by 2050.

(Source: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union>)



Fyra aktuella svenska exempel där alla tre grundpelare måste ges plats

Nedan ges fyra aktuella exempel som visar på nödvändigheten att beakta alla tre grundpelarna när man formar energipolitiken. Dessa exempel beskriver endast kortfattat nedan, eftersom de redovisas mer utförligt i andra kapitel i denna halvtidsrapport. Vi vill ändå ta upp dem även här, som de illustrativa exempel de är för energipolitiken och dess tre grundpelare.

När fokus flyttar från energi till effekt, flyttar också fokus från utsläpp och klimatpåverkan till leveranssäkerhet och försörjningstrygghet. Under lång tid har vi haft fokus på energiutmaningen i det nordiska elsystemet, och många av de åtgärder som är planerade för framtiden är också energirelaterade. Valet av de energirelaterade åtgärderna har då i stor utsträckning också tydliga kopplingar till utsläppsminskning, klimatpåverkan och resurshushållning. Ny förnybar elproduktion blir då central. Denna har samtidigt oftast ett stort inslag av variabilitet, vilket ställer krav på ökad tillgång till planerbar elproduktion och flexibel elanvändning i elsystemet. Dessa krav leder i sin tur till ett ökat fokus på effekt, och även på systemtjänster. Då blir leveranssäkerhetskrav och kostnadseffektivitet avgörande för de val som görs, istället för utsläppsminskning och resurshushållning.

Investering i planerbar termisk produktion – en möjlig indikator på aktiv leveranssäkerhetspolitik. NEPP:s analyser av vilka investeringar i elproduktion som genomförts under de senaste 15 – 20 åren visar på skillnader i sammansättningen. I många länder sker både investering i variabel förnybar elproduktion och i planerbar termisk produktion. I vissa av länderna, t.ex. Danmark och Sverige, sker dock nästan uteslutande investeringar i variabel elproduktion. Detta kan förklaras på olika sätt. En tolkning är att det funnits ett överskott på planerbar kraft och att det därför inte lagts fokus på investeringar i sådan produktion. En annan tolkning är att man har större tillit till "alternativa flexibilitetsresurser", t.ex.

efterfrågeanpassning, lagring och import från omvärlden, och att ytterligare planerbar kraft inte anses behövas.

Vattenkraften står idag i skärningspunkten mellan politikens tre grundpelare. Idag befinner sig vattenkraften i en ny tid med tydliga målkonflikter. Krav på moderna miljövillkor för vattenkraftsanläggningar i syfte att minska vattenkraftens nuvarande och historiska påverkan på ekosystemen står mot en ökad efterfrågan av vattenkraftens reglerförmåga. Som en följd av Sveriges ambitiösa klimatpolitik, med målet om ett nettonollutsläpp av växthusgaser 2045, och ett energisystem som går mot en allt högre grad av icke-styrbar elproduktion, ökar vattenkraftens betydelse för det framtida energisystemet. Vår energiöverenskommelse från 2016 anger också tydligt att vattenkraften spelar en central roll för att Sverige ska uppnå målet om 100 % förnybar elproduktion till år 2040. Det finns dock samtidigt en politisk enighet om att vattenkraftverken ska styras av moderna miljövillkor, vilket kan motverka vattenkraftens möjligheter.

Plasten i avfallet, en internationell "Svarte Petter" som ingen vill ha – och samtidigt ett exempel på dilemmat i balansen mellan politikens tre grundpelare. Användningen av plast och mängden plast som sätts på marknaden ökar stadigt, liksom mängden plastavfall. Flera fraktioner plastavfall får inte återvinnas på grund av innehåll av vissa kemikalier. Andra fraktioner efterfrågas inte som sekundär råvara på grund av högt ställda krav på kvalitet och spårbarhet. Plastavfall går därför till stor del i restavfallet till energiåtervinning eller som bränsle till cementindustrin. Samtidigt anges att förbränning av plast skall minimeras, för att begränsa utsläpp av koldioxid. Efterfrågan på fossilfritt producerad fjärrvärme ökar och energiföretagen har en utmaning med fossil-andelen i bränslet, som idag nästan enbart kommer från plast. Plastavfall blir därmed "Svarte Petter" som ingen vill ha, och samtidigt är energiåtervinningen av avfall den största och kostnadseffektivaste avfallsbehandlingsformen i det kommunala avfallshanteringssystemet idag.

EU på väg att klara alla tre 2020-målen

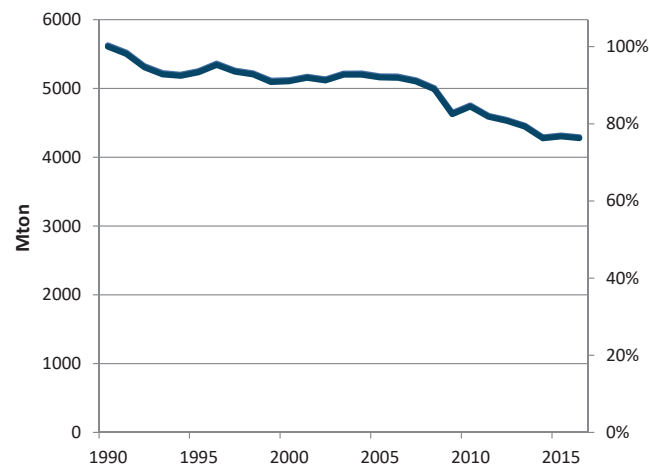
- Utvecklingen under den senaste femårsperioden är gynnsam för måluppfyllelsen

EU formulerade år 2008 de tre 2020-målen, med inriktning på att nå en reduktion av växthusgaser med 20%, öka andelen förnybart till 20% och reducera energianvändningen med 20%. Med fyra år kvar till 2020, visar den senaste tillgängliga statistiken (från 2016) att växthusgasutsläppen minskat med 24%, den förnybara andelen är 17% och energianvändningen har minskat med 15%.

Vi kan konstatera att EU redan nått växthusgasmålet med råge, och att man – då utvecklingen under den senaste femårsperioden varit gynnsam för 2020-målen – även har stora möjligheter att nå de två andra målen, eller åtminstone komma väldigt nära.

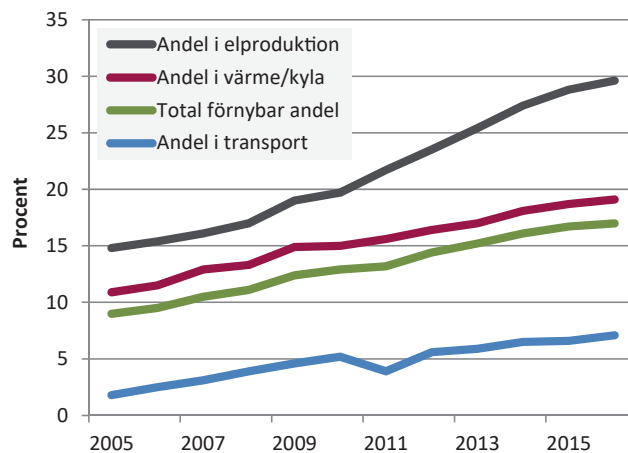
Växthusgasmålet

Växthusgasutsläppen har minskat med drygt 1300 Mton i EU under perioden 1990-2016. Det är en minskning på drygt 23,5%, vilket betyder att man redan nått 20%-målet. Under perioden 1990-2012 svarade metan- och dikväveoxidutsläppen samt de stora BNP-nedgångarna för merparten av utsläppsminskningen, men under de senaste 4-5 åren har reduktionen av koldioxid tagit rejäl fart. Det gäller i medlems-



Figur: Växthusgasutsläppen har minskat med drygt 1300 Mton i EU under perioden 1990-2016, vilket är en minskning på drygt 23,5%.

staterna i allmänhet, men en anmärkningsvärt stor CO₂-reduktion har skett i Storbritannien, som en följd av att man infört ett "golvrpris" på CO₂. Under 2013-2016 har britterna minskat sina växthusgasutsläpp med hela 100 Mton, att jämföra med de 150 Mton som utsläppen minskats med i alla de andra 27 medlemsstaterna tillsammans. Att just britterna avviker på detta är extra intressant så här i Brexit-tider. Om vi exkluderar Storbritannien, och endast räknar på utsläppsminskningen för EU 27 under perioden 1990-2016, blir den märkbart mindre, nämligen 21,5% istället för de 23,5% som är minskningen för EU 28.



Figur: Den totala förnybara andelen i EU är idag (2016) uppe i 17 %. Vi har sett en ökning av andelen i samtliga sektorer, sedan 2005.

Förnybarmålet

Många medlemsstater, däribland Sverige, har redan nått sina åtaganden gällande förnybar energi och mål för 2020, och är nu redan långt förbi målen. Ett antal av de stora medlemsstaterna har dock ännu en relativt stor del av sina åtaganden kvar att uppnå, och det är inte alls säkert att de når sina mål till 2020. För EU som helhet ser utvecklingen dock relativt gynnsam ut. Den totala andelen förnybar energi – räknat som andel av "köpt energi" (final energy) – ökar stadigt och kan mycket väl nå målnivån 20% år 2020. År 2016 låg den på 17,0%.

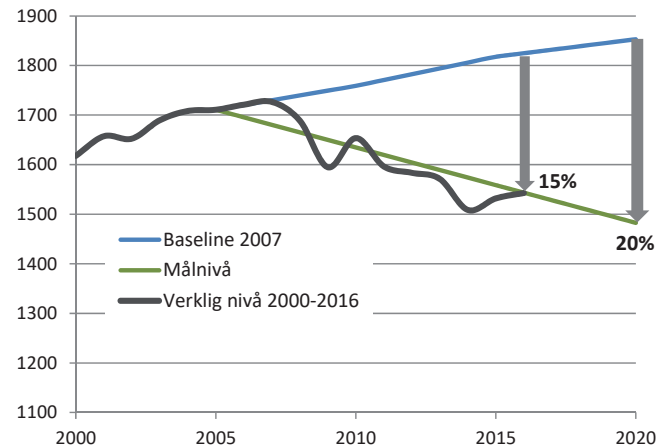
Ser vi närmare på de tre sektorer som det förnybara målet byggts upp kring – el, värme/kyla och transporter – har den förnybara andelen ökat rejält i samtliga dessa under perioden 2005-2016. Störst ökning, räknat i procentenheter, finner vi i elsektorn. Störst relativ ökning (i procent) finner vi i transportsektorn, där för övrigt den svenska förnybara andelen vida överstiger alla andra länders – vår andel är över 30%.

Energieffektiviseringsmålet

Energianvändningen har minskat i EU sedan 2008 vilket syns i figuren på nästa sida, främst som en följd av finanskrisen och den svagare ekonomin därefter, men – särskilt under de

senaste 4-5 åren – även delvis som en följd av energiminskande åtgärder i energisystemet. Energieffektiviseringsmålet är formulerat som en procentuell minskning av primärenergianvändningen med 20% år 2020, relativt en tänkt referensutveckling (i figuren benämnd "Baseline 2007"). År 2016 hade man uppnått en 15%-ig minskning, relativt referensutvecklingen, vilket är en utveckling i linje med målnivån. Om denna utveckling fortsätter till 2020 når man målet. Det som talar emot måluppfyllelse är att primärenergianvändningen ökat under 2015 och 2016, främst till följd av en stark ekonomisk tillväxt (hög BNP) under dessa år. Fortsätter ekonomin att vara stark i EU under 2017-2020 – vilket den var 2017 – kan det bli svårt att nå 20%-målet.

Om ekonomin mattar av, eller kraftfullare energiminskning åtgärder sätts in, ökar dock möjligheterna att nå effektiviseringsmålet för 2020.



Figur: Energieffektiviseringsmålet är formulerat som en procentuell minskning av primärenergianvändningen med 20% år 2020, relativt en tänkt referensutveckling (i figuren benämnd "Baseline 2007"). År 2016 hade man uppnått en 15%-ig minskning, relativt referensutvecklingen, vilket är en utveckling i linje med målnivån.

Kraftfulla CO₂-åtgärder reducerar nu växthusgasutsläppen i EU

– Storbritannien är det stora föregångslandet

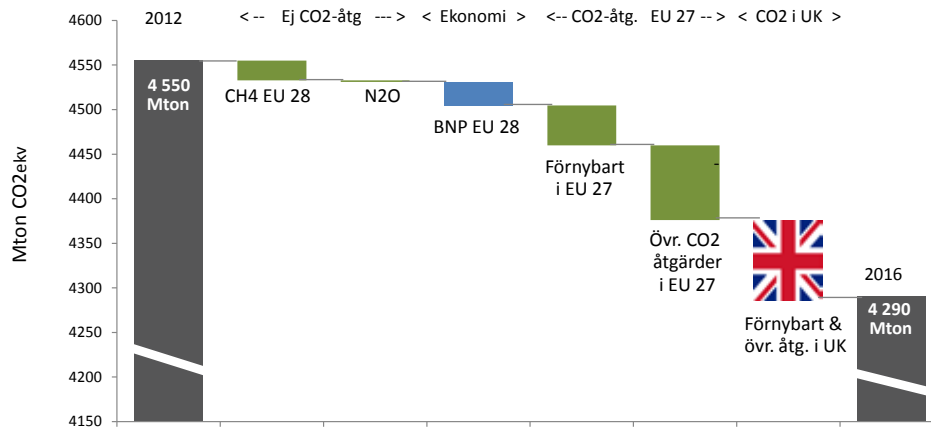
Utsläppen av växthusgaser har minskat med cirka 1350 Mton CO₂ekv/år (motsvarande 24%) i EU 28 under åren 1990-2016. Hela 250 Mton av denna minskning har skett under fyraårsperioden 2013-2016, och det är i stor utsträckning kraftfulla CO₂-åtgärder som nu reducerar växthusgasutsläppen i EU. Storbritannien är det stora föregångslandet, och svarar för hela 100 Mton av minskningen.

Som vi visade i NEPP:s första etapp så svarade tre huvudfaktorer, nämligen BNP-förändringarna, satsningarna på förnybar energi och åtgärderna för metan- och dikväveoxidreduktion för en övervägande del av växthusgasreduktionen, under perioden 1990-2012. Det vi kan kalla "CO₂-åtgärder", bl.a. byten från kolkraft till exempelvis gaskraft, spelade under denna period en ganska liten roll. Under perioden 2012-2016 är det istället just dessa CO₂-åtgärder som tillsammans med de fortsatta satsningar på förnybart har utgjort de viktigaste åtgärderna för utsläppsreduktionen.

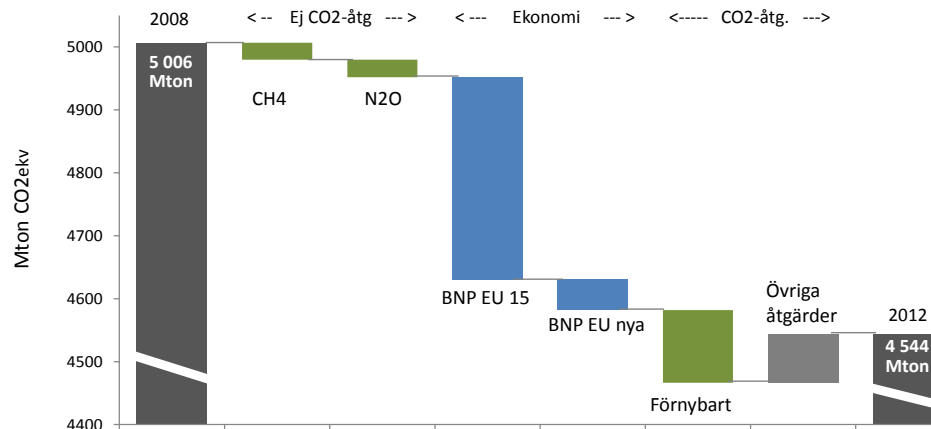
Av de cirka 250 Mton CO₂ekv som utsläppsminskningen motsvarar under dessa fyra år, så har Storbritannien svarat för cirka 100 Mton. Det är en anmärkningsvärt stor reduktion och har (säkerligen) sin huvudorsak i att Storbritannien valt att – som enda land i EU – sätta ett "golpris" på alla koldioxid-

utsläpp (en form av CO₂-skatt, utöver EU ETS). Därigenom har exempelvis elproduktion från kol blivit mycket dyrare och konkurrerats ut i stor utsträckning. I övriga EU har man inte på detta sätt förstärkt CO₂-avgiften, utan bibehållit den tidigare styrmedelsuppsättningen. Som vi ovan konstaterat har det ändå lett till en ökat koldioxidreduktion, men inte alls i samma utsträckning som i Storbritannien.

Som en jämförelse är det också intressant att studera utsläppsreduktionen i EU28 under den fyraårsperiod som innehöll finanskrisåren, dvs. perioden 2008-2012. Under denna period hade vi en mycket stor utsläppsreduktion, på 450 Mton CO₂ekv, alltså nästan dubbelt så stor som den fyraårsperiod vi redovisat ovan (2012-2016). Den helt övervägande orsaken till denna stora utsläppsreduktion är just finanskrisen, som förklarar hela 80% av utsläppsreduktionen



Figur: En schematisk bild av orsakerna till reduktionen av växthusgaser i EU 28 under perioden 2012-2016. I figuren har utsläppsreduktionen av koldioxid i Storbritannien särskilt markerats.



Figur: En schematisk bild av orsakerna till reduktionen av växthusgaser i EU 28 under perioden 2008-2012. I figuren har utsläppsreduktionen av koldioxid i Västeuropa (EU 15) och i Östeuropa (EU Nya) särskilt markerats.

under denna period. I den nedersta figuren på nästa sida kan vi även utläsa hur stor reduktion den orsakade i "Västeuropa" (EU 15) respektive i "Östeuropa" ("EU Nya").

Om man jämför de båda figurerna ovan finns indikation på ytterligare en intressant slutsats att dra. Tidigare i historien har nämligen varje "finanskras" efterföljts av en återhämtningsperiod i ekonomin, med en BNP-nivå som legat en bra bit över

den normala (på cirka 2%/år). Men vi har inte haft någon sådan återhämtningsperiod i EU efter 2008/2009 års finanskras. Det har därmed också fått till följd att den utsläppsreduktion som finanskrasen orsakade inte fått någon efterföljande uppgång i ökande utsläpp; vi har t.o.m. haft ytterligare en (liten) minskning av utsläppen orsakad av fortsatt svag ekonomi i delar av EU under perioden 2012-2016.



Ur NEPP:s första etapp:

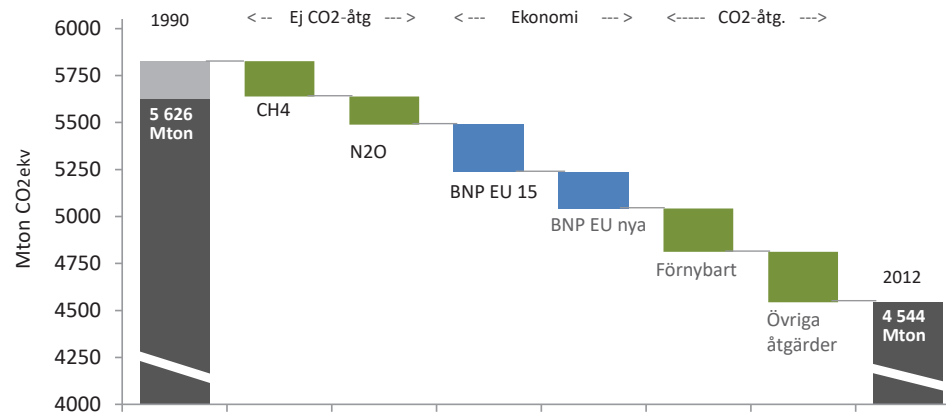
TRE HUVUDÅTGÄRDER FÖRKLARAR EN STOR DEL AV VÄXTHUSGASREDUKTIONEN I EU MELLAN 1990 OCH 2012

Utsläppen av växthusgaser har minskat med cirka 1100 Mton CO₂ekv/år (motsvarande 20%) i EU 28 under åren 1990-2012. Reduktionen av koldioxidutsläppen är störst och utgör 700 Mton CO₂ekv/år, men reduktionen av metan- och dikväveoxidutsläppen också är tydlig, motsvarande cirka 200 Mton CO₂ekv/år vardera. Procentuellt sett har metan- och dikväveoxidutsläppen däremot minskat betydligt mer än koldioxidutsläppen; mer än dubbelt så mycket. (Utsläppen av övriga växthusgaser, SF₆, PFCs och HFCs, är små i jämförelse med utsläppen av koldioxid, metan och dikväveoxid, och berörs därför inte här.)

Cirka 30% av minskningen av växthusgaser i EU sedan 1990, kan enligt EU:s miljöorgan EEA förklaras med förändringarna i ekonomin (BNP). Den ekonomiska nedgången i Östeuropa i början av 1990-talet och den globala ekonomiska krisen sedan 2008 har haft störst påverkan. Den ökade användningen av förnybar energi i energisystemet sedan 1990, kan, enligt NEPP:s analyser,

förklara ytterligare 25-30 % av minskningen av växthusgaser; och en ännu större andel av minskningen av koldioxidutsläppen. Satsningen på förnybart är därigenom den CO₂-åtgärd som haft störst betydelse historiskt. Nästan lika stor betydelse för reduktionen av växthusgaser i EU har de (samlade) åtgärderna inom jordbruk, avfallshantering och bränsleutvinning/hantering haft, som reducerat utsläppen av metan och dikväveoxid. Tillsammans förklarar alltså dessa tre åtgärder, BNP-förändringarna, de förnybara satsningarna och åtgärderna för metan- och dikväveoxidreduktion, en mycket stor del av växthusgasreduktionen mellan 1990 och 2012.

Utöver dessa tre huvudåtgärder har också ett flertal andra åtgärder genomförts, bränslebyten, effektivisering, strukturomvandling i näringslivet etc. Dessa har dock svarat för en mindre del av utsläppsreduktionen än de tre huvudåtgärderna.



EU:s förslag till förnybarhetsdirektiv 2020-2030

- Innehåller även hållbarhetskriterier för fasta biobränslen

I november 2016 presenterade EU-kommissionen ett paket av direktivförslag kring energianvändning i Europa. Paketet gick under benämningen *“Clean energy for all Europeans”* och kopplar till EU:s strävan att leva upp till angivna löften från klimatöverenskommelsen i Paris 2015 och arbetet för att minska klimatpåverkan. I paketet finns även förslag på en uppdatering av förnybarhetsdirektivet för perioden 2020-2030.

En viktig skillnad jämfört med tidigare, är att nu även fasta biobränslen för el, värme och kyla ingår i direktivförslaget. Direktivet kommer vid implementering i medlemsländerna innebära tvingande krav och därigenom ha stor påverkan på utvecklingen inom området.

Förnybarhetsdirektivet 2020-2030 är ännu inte slutförhandlat vilket innebär att det fortfarande kan komma förändringar med relativt stor påverkan på sluttexten. Under hösten 2018 kommer sannolikt slutversionen och vi får se vilka hållbarhetskrav som kommer föreligga för fasta biobränslen.

Detta är en sammanfattning av ett mer omfattande PM¹ för NEPP, och ger en kort introduktion till direktivets bakgrund, en översiktlig analys av förslaget och beskrivning av diskussionerna som förekommit med fokus på fasta biobränslen på den svenska marknaden.

Nuvarande förnybarhetsdirektiv har hållbarhetskriterier för flytande och gasformiga bränslen

EU beslutade 2008 om en klimatpolicy som syftade till att öka andelen förnybart i det Europeiska energisystemet till

¹ M. Gustavsson, H. Matschke Ekholm, K. Holmgren. Europeiska Unionens direktiv för främjande av förnybar energi perioden 2020-2030 med fokus på fasta biobränslen – Betraktelser utifrån existerande underlag och diskussioner 2017, och början 2018



20 % fram till 2020. I och med den förutsedda ökningen av mängderna biobränsle i energimixen lanserades även EU:s direktiv för främjande av förnybar energi, eller förnybarhetsdirektivet som det ofta kallas. I den första versionen från 2009 avsågs flytande och gasformiga biobränslen främst inom transportsektorn.

Under denna period var Sverige ett av de länder som framförde åsikter mot att implementera även hållbarhetskriterier för fasta biobränslen motsvarande de som fanns för flytande och gasformiga bränslen. Den svenska delegationen påpekade bland annat utmaningen att utveckla ett system som fungerar på global nivå. På Europeanivå såg dock aktörer alltmer ett behov att skapa ett EU-gemensamt system, istället för att nationella hållbarhetskrav på fasta biobränslen utvecklades.

Det nu gällande förnybarhetsdirektivet har implementerats i svensk lag² och uppföljning av krav samt insamling av statistik görs av Energimyndigheten.

Perioden från lansering av förnybarhetsdirektivet 2009 fram till idag har visat på en ökad diskussion kring biobränslen och dess positiva eller negativa bidrag i klimatarbetet såsom att biobränslen mycket väl kan bidra till ökad klimatpåverkan samt även ge upphov till en rad andra oönskade effekter.

EU:s direktivpaket från 2016 föreslår hållbarhetskrav även för fasta biobränslen

EU-kommissionens *Clean Energy For All Europeans* inkluderar en lång rad ytterligare direktivförslag kopplade till bland annat energieffektivisering, konsumentfrågor och elmarknadsutveckling. I förslaget ingår ett ramverk för att fastställa att inte fasta biobränslen ger upphov till oönskade negativa effekter i miljö och även krav kopplade till associerade

DIREKTIVFÖRSLAGET I KORTHET

- Hållbarhetskriterier införs även för fasta biobränslen
- Skogsbiobränslen från hållbart skogsbruk (nationell lagstiftning) godkänns
- Ursprung ska kunna härledas
- Krav på utsläppsreduktion jämfört med fossila bränslen för nya anläggningar ≥ 20 MW
 - 80% reduktion för nya anläggningar från 2021
 - 85% reduktion för nya anläggningar från 2026

DETTA HAR HÄNT

2009: Nuvarande EU-direktiv kring förnybar energi bl.a. med hållbarhetskriterier för flytande och gasformiga biobränslen

2013: EU-förslag om hållbarhetskriterier för fasta biobränslen. EU gick inte vidare med detta.

2016: "*Clean energy for all Europeans*" - EU-paket med flera direktivförslag, bl.a. nytt förnybarhetsdirektiv (2020-2030) med hållbarhetskriterier för fasta biobränslen

2018: Det slutliga förnybarhetsdirektivet för 2020-2030 förvänta komma.

utsläpp på el- och värme genererade från biobränsleanläggningar.

I förslaget från kommissionen har man valt att ha ansatser avseende kriterieuppfyllning för flytande och gasformiga,

² Lag om hållbarhetskriterier för biodrivmedel och flytande biobränsle. Svensk Författningssamling (SFS) SFS2010:598, Näringsdepartementet, Stockholm, 10 juni. <http://www.notisum.se/rnp/sls/lag/20100598.htm>

respektive fasta biobränslen. För bränslen som har sitt ursprung i skogsbiomassa stipuleras att lagstiftningen i ett visst land ska uppfylla en rad krav som säkerställer att råvaran kan betraktas komma från godkänd skogsförvaltning – om lagar finns i landet som uppfyller det blir biomassan från skogen godkänd.

Påverkan på svensk biobränslemarknad

I Sverige är biobränsleeldade kraftvärmeverk generellt sett effektiva. Detta beror på att vi har avsättning för värmen i våra fjärrvärmesystem. I övriga Europa finns en ökad andel sameldning av biomassa i kolkondenskraftverk och man diskuterar även kondensbaserade biobränsleeldade kraftverk. I direktivförslaget lyfts frågan om effektivitet i processerna – generellt önskar man sträva mot så effektiva processer som möjligt.

Introduktionen av krav på fasta biobränslen kan nog betraktas som ganska givet i det kommande förnybarhetsdirektivet för perioden 2020-2030 – trots att de slutliga förhandlade texterna ännu inte existerar. Det finns ingen indikation på att man helt skulle vilja stryka denna bränslekategori från direktivet. Krav på energi baserat på förbränning av fasta

biobränslen innebär så småningom tvingande krav för vissa anläggningar och användningsområden vilket självklart kommer bli styrande. Dock pekar det mesta åt att kraven på kort sikt inte kommer att exkludera bränslen som vi idag finner på den svenska marknaden, dvs. vi kan i stort fortsätta på redan invant mönster.

I ett längre perspektiv är det oklart hur marknaden för fasta biobränslen kommer utvecklas i och med ökad efterfrågan i övriga Europa. Ett sannolikt resultat av implementeringen av det nya förnybarhetsdirektivet är förstås att efterfrågan på biobränsle som uppfyller EU:s nya krav kommer att öka. Redan idag importeras substantiella mängder pellets till Europa från olika delar av världen och denna import kommer troligtvis att behöva öka för att täcka behoven. Sverige har stor biobränslepotential och frågan är om större andelar bioenergi från svenska skogar och marker kommer att börja efterfrågas av EU-aktörer och därmed påverka tillgång och prisbilder på hemmamarknaden. Det återstår nu att se hur det slutliga förnybarhetsdirektivet kommer att se ut. Det är ännu inte slutförhandlat och det kan således fortfarande komma förändringar med relativt stor påverkan på sluttexten.

Denna text publicerades inom NEPP i juni 2018. Hur blev det då? Läs om hur det gått i "Hållbarhetskriterier för fasta biobränslen - så blev det" i kapitlet "Det lokala energisystemet"

EU:s strategiska långsiktssvision lyfter betydelsen av **kärnkraft för ett fossilfritt EU år 2050**

I sin strategiska långsiktssvision anger EU-kommissionen att förnybar energi, tillsammans med kärnkraft och CCS, kommer att utgöra ryggraden i det koldioxidfria europeiska elsystemet år 2050.

Som en del av EU:s åtaganden kopplat till Paris-avtalet bad EU:s medlemsländer EU-kommissionen i mars 2018 att ta fram en plan för hur EU ska kunna klara sina åtaganden. I slutet av november 2018 presenterade kommissionen sitt förslag i form av en strategisk långsiktssvision till 2050 om ett klimatneutralt Europa (*2050 Long-term strategy*). Strategins syfte är att visa hur EU kan leda vägen till klimatneutralitet och möta Parisavtalets mål om att hålla den globala medeltemperaturhöjningen väl under 2 grader.

Kommunikationsmeddelandet från kommissionen *“A Clean Planet for all – A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy”*¹ anger att strategin har tagits fram för att bekräfta EU:s åtagande om att vara globalt ledande vad gäller att begränsa klimatförändringarna samt för att presentera en vision som kan leda till att uppnå nettonollutsläpp av växt-

husgaser 2050 på ett *socialt hållbart och kostnadseffektivt sätt*.

Enligt kommissionen har man inte för avsikt att lansera några nya policies eller någon revidering av 2030-målen. Där- emot nämner man att långsiktssvisionen kan komma att ligga till grund för kommande nya policies som ska bygga vidare på de nuvarande 2030-målen. Kommissionen vill istället främst uppmuntra till dialog mellan Europas beslutsfattare, dess medborgare och samhällsaktörer kring hur Europa ska förbereda sig, dels i ett 2050-perspektiv, dels inför inläm- nandet av EU:s långsiktssstrategi till UNFCCC år 2020 (i enlighet med Parisavtalet).

Som en del av den strategiska långsiktssvisionen till 2050 har kommissionen tittat på åtta olika scenarier för att nå målet². Alla inkluderar en rad olika åtgärder för att minska utsläppen

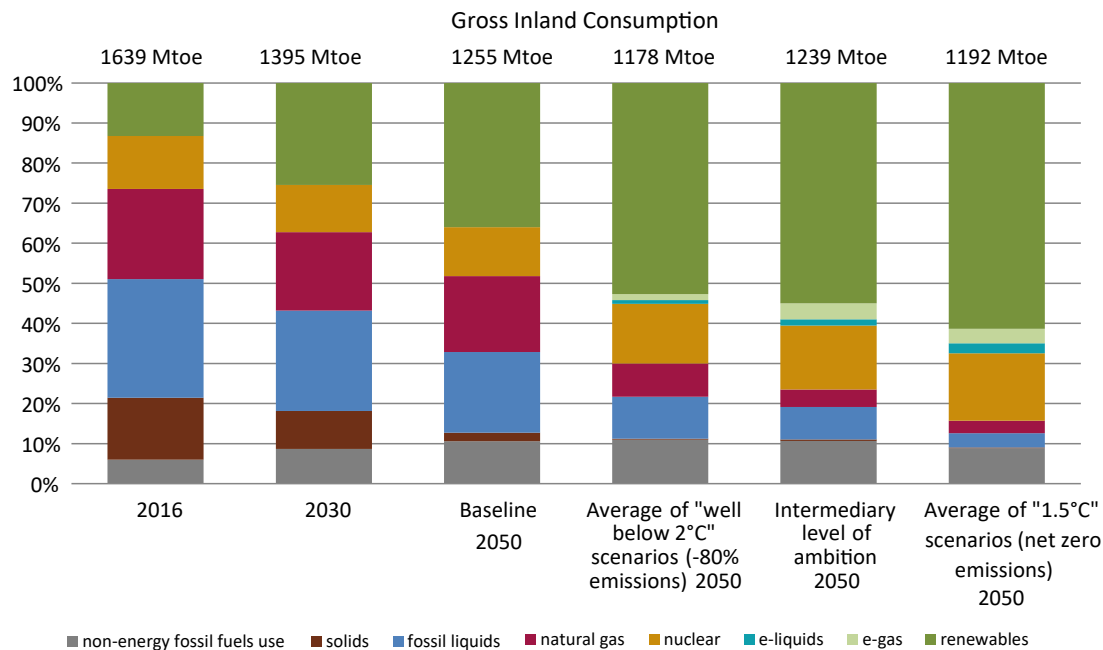
¹ Communication from the Commission to the European Parliament, The European Council, The Council, The European Economic and Social Committee, The Committee of the Regions and the European Investment Bank. A Clean Planet for All. A European strategic long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. COM(2018) 773 final, Brussels, 28.11.2018.

² European Commission (2018). In-depth analysis in support of the Commission Communication COM(2018) 773: A Clean Planet for all. A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. Brussels, 28 November 2018.

av växthusgaser. En del scenarier fokuserar på specifika teknologier medan andra fokuserar mer på åtgärder på efterfrågesidan, t.ex. främjande av energieffektiviseringar och cirkulär ekonomi. I alla scenarier kvarstår dock vissa utsläpp, främst inom jordbruket. För att klara nettonollutsläpp krävs därför kompensationsåtgärder. Det kan röra sig om åtgärder som återskogning, förbättrad markanvändning och bio-CCS.

Kärnkraften en viktig del i ett koldioxidfritt europeiskt elsystem 2050

Värt att notera är att kommissionen anser att kärnkraften kommer att utgöra en viktig del i ett koldioxidfritt europeiskt elsystem 2050. I scenarierna står den för omkring 15 % av elproduktionen (se Figur 1). Detta är i linje med vad både IEA³ och IPCC⁴ lyfter kring vad som krävs för att tackla klimatförändringarna i perspektivet av 1,5-gradersmålet.



Figur 1: Energimixen i EU:s energianvändning idag (2016), 2030, BAU 2050 samt olika ambitionsnivåer till 2050. Källa: EU COM(2018) 773 final.

³ <https://www.iea.org/newsroom/news/2018/december/carbon-emissions-from-advanced-economies-set-to-rise-in-2018-for-first-time-in-fi.html>

⁴ https://report.ipcc.ch/sr15/pdf/sr15_spm_final.pdf

Vad gäller energisektorn pekar alla scenarier på att den blir avgörande för omställningen av övriga sektorer och för att lyckas måste elproduktionen i EU vara helt fossilfri till 2050. Enligt EU-kommissionen bör över 80 % av elproduktionen år 2050 utgöras av förnybara energikällor. Tillsammans med en kärnkraftsandel på omkring 15 % kommer detta, för att citera kommissionen, *utgöra ryggraden i det koldioxidfria europeiska elsystemet år 2050*.

Vägen till en nettonollutsläppsekonomi föreslås omfattas av sju strategiska huvudinriktningar:

1. Maximera nyttan av energieffektiviseringar och inkludera nollemissionsbyggnader
2. Maximera användningen av förnybara energikällor och användningen av el för att helt fasa ut fossila energikällor i EU
3. Utnyttja ren, säker och uppkopplad mobilitet
4. En konkurrenskraftig europeisk industri och en cirkulär ekonomi ses som en nyckelfaktor för att minska växthusgasutsläppen
5. Utveckla en adekvat och smart nätinфраstruktur
6. Skörda frukterna av bioekonomin och skapa nödvändiga kolsänkor
7. Åtgärda de återstående utsläppen av koldioxid med hjälp av CCS-teknik.

Det är inte första gången kommissionen har arbetat med att ta fram en 2050-plan. Den plan som togs fram 2011 föreslog utsläppsminskningar på 40 % till 2030, 60 % till 2040 samt 80 % till 2050. Planen från 2011 godtogs dock inte av medlemsrådet (EU Council) på grund av veto från Polen 2011 (och återigen 2012), och den antogs därför aldrig. Tio medlemsländer har sedan dess redan skrivit på en avsiktsförklaring om koldioxidneutralitet, bland annat Tyskland, Frankrike och Storbritannien, men den avsiktsförklaringen gäller endast koldioxidneutralitet "under andra halvan av seklet". Huruvida den nu framlagda planen kommer att godkännas av medlemsländerna återstår därmed att se.

BNP-utvecklingen avgörande

För att kunna nå Sveriges nya effektiviseringsmål: 50% till 2030

Den 10 juni 2016 slöts en ramöverenskommelse om energipolitiken. Den 28 november 2016 presenterade man även ett förslag till mål för energieffektivisering för Sverige, som lyder: Sverige ska år 2030 ha 50 procent effektivare energianvändning jämfört med 2005. Målet uttrycks i termer av tillförd energi i relation till BNP.

Inom ramen för ett par av NEPP:s delprojekt har inledande analyser gjorts av konsekvenserna för det svenska energisystemet av detta intensitetsmål. Sammanfattningsvis visar vår konsekvensanalys bl.a. på följande resultat och slutsatser:

BNP-utvecklingen

BNP-utvecklingen är den parameter som har störst betydelse för måluppfyllelse av det svenska intensitetsmålet, inte energiparametrarna. En stadig BNP-ökning på i genomsnitt minst 2% per år till 2030 kan vara avgörande för möjligheten att på ett kostnadseffektivt sätt kunna nå det 50%-iga energiintensitetsmålet. En lägre genomsnittlig BNP-utveckling, och/eller en konjunkturcykel med betydande lågkonjunktur under perioden före (och under) 2030, kan ställa krav på en ytterligare, och relativt stor minskning av

energianvändningen och därmed även göra målet mer kostsamt att uppnå. Det visar resultaten i vår känslighetsanalys som redovisas kortfattat på nästa sida.

Åtgärder för att stimulera ekonomin och BNP-tillväxten blir därmed följdriktigt mycket viktiga åtgärder (kanske de viktigaste åtgärderna) för att kunna nå måluppfyllelse. Nyckelåtgärder blir de som både stimulerar ekonomin och minskar mängden tillförd energi (eller åtminstone inte ökar mängden tillförd energi).

Analysen stöder det som tidigare forskning inom NEPP visat dvs. att en god ekonomi leder till en effektivare energianvändning inom flera tillämpningsområden, främst genom att vi då har råd att byta ut äldre teknik mot ny som i sig är energieffektivare.

Vad händer om inte BNP utvecklas enligt prognos?

Energiintensitetsutvecklingen i Sverige i såväl NEPP:s som Energimyndighetens referensfall framgår av figuren nedan. Intensiteten minskar i detta från 2005 till 2030 med i det närmaste 50%.

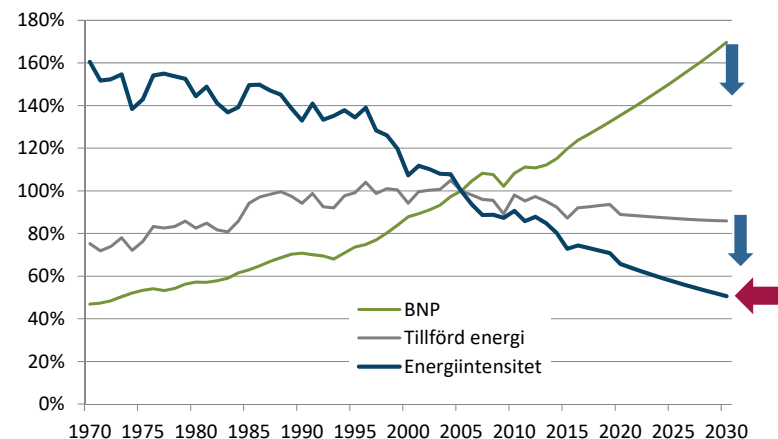
I Referensfallet antas en ekonomisk tillväxt på 2,28 % per år fram till och med år 2035, i enlighet med Konjunkturinstitutets senaste prognos. Vi har i vår känslighetsanalys gjort alternativa beräkningar av två slag:

- Alternativa antaganden om en tillväxt på 1,5 %, 2,0 % eller 2,5 % per år.
- Test av utfallet om de framtida konjunkturcyklerna infaller på ett "olyckligt" sätt med hänsyn till den nivå som energiintensiteten når just år 2030, dvs. betydande lågkonjunktur under perioden före (och under) 2030.

Känslighetsanalysen visar att utfallet påverkas relativt mycket, både av de alternativa tillväxttakterna och av en "olycklig" konjunkturcykel. Störst är påverkan om dessa båda får samverka.

Vid en genomsnittlig BNP-utveckling på 2,0%, tillsammans med denna alternativa konjunkturcykel, hamnar istället energiintensiteten på 45% år 2030 och blir BNP-utvecklingen endast 1,5% i genomsnitt när energiintensiteten endast en 42%-ig minskning till 2030. Då skulle det krävas extra effektiviseringsåtgärder för att minska energianvändningen till 2030 på i storleksordningen 70 TWh.

Samtidigt vet vi från NEPP:s tidigare analyser (se ovan) att en lägre ekonomisk tillväxt också reducerar incitamenten för energieffektivisering i vissa sektorer. Det är därför rimligt att anta att det i våra alternativa fall skulle krävas extra effektiviseringsåtgärder som är större än 70 TWh som anges ovan. Hur mycket större är dock svårt att säga, men om vi bara gör



Figur: Referensfallets energiintensitetsutveckling, 2005 – 2030

ett generellt antagande om att behovet av extra effektiviseringsåtgärder är 50% högre än vad som anges ovan, så skulle det kunna innebära – vid en BNP-utveckling på 1,5% tillsammans med en "olycklig" konjunkturcykelutveckling – att det

skulle krävas extra effektiviseringsåtgärder på i storleksordningen 100 TWh. Det skulle då ställa mycket stora krav på energisystemets framtida utveckling.



ÖVERENSKOMMELSE OM SVERIGES MÅL FÖR ENERGIEFFEKTIVISERING

Regeringen, Moderaterna, Centerpartiet och Kristdemokraterna slöt den 10 juni 2016 en ramöverenskommelse om energipolitiken. Dessa fem partier har nu också enats om ett förslag till mål för energieffektivisering för Sverige till 2030:

- Sverige ska år 2030 ha 50 procent effektivare energianvändning jämfört med 2005. Målet uttrycks i termer av tillförd energi i relation till BNP.
- Energimyndigheten ska ges i uppdrag att tillsammans med olika branscher formulera sektorsstrategier för energieffektivisering.

Därmed utgör sektorstrategierna inget mål som fastställs av riksdagen. Målet för energieffektivisering, och sättet att beräkna det, ligger i linje med EU:s ambition om 30 procent minskad absolut energianvändning till 2030 samt är i linje med att EU i framtiden kommer att använda år 2005 som basår för sina beräkningar.

Målet om 50 procent är högt satt. Bedömningen är att målet kan nås genom att genomföra de åtgärder som återfinns i ramöverenskommelsen om energi, vidta åtgärder i Sverige samt genom beslut på EU-nivå.

(källa: www.regeringen.se)

Energiintensitetsmålet kan leda helt rätt eller helt fel

Genom ett intensitetsmål för energieffektivisering vill man stimulera en effektivisering av energianvändningen utan att reducera drivkrafterna för den ekonomiska utvecklingen. Det är ambitionen med Sveriges nya energiintensitetsmål; en ambition som många aktörer på våra energimarknader anser leder helt rätt. Men som det nya svenska målet nu är definierat riskerar det tyvärr istället att leda helt fel, eftersom det stimulerar till utflyttning av såväl kraftverk som industrier och även till en kraftigt minskad fjärrvärmeanvändning, åtgärder som på intet sätt leder till energieffektivisering utan bara kommer ”i kläm” av målets definition.

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

Enligt Energimyndighetens långsiktsprognos 2016, liksom NEPP:s analyser, kommer det nya energiintensitetsmål på 50% till 2030 dessutom att kunna nås nästan helt utan att extra styrmedel eller åtgärder behöver sättas in – utöver

existerande styrmedel. De scenarier som myndigheten analyserat hamnar alla på en intensitetsnivå i intervallet 49-52% år 2030.

Det betyder att målet heller inte påverkar den omställning av energisystemet vi är mitt inne i, och kräver heller inte en utökad satsning på nya och dyrare energieffektiviseringsåtgärder. Skulle omställningen gå snabbare, t.ex. när det gäller utbyggnaden av vind- och solkraft, införandet av elfordon eller utbyggnaden av datahallar, minskar det heller inte möjligheten till måluppfyllelse; snarare tvärtom i åtminstone de två första av dessa exempel. Men inte heller den ökade

elanvändning som datahallarna medför försvårar måluppfyllelsen nämnvärt, visar NEPP:s analyser. (Det som däremot skulle försvåra måluppfyllelse är om BNP-utvecklingen blir svagare, vilket beskrivs i ett föregående kapitel.)

Risk att intensitetsmålet styr fel

Men, och det är ett stort men, som målet idag är formulerat och definierat (dvs. såsom vi uppfattar att det är definierat) finns dock en uppenbar risk att det styr fel, och inte alls leder till en energieffektivare utveckling. Skälet är att målet i sin definition utgår ifrån "tillförd energi till Sverige", vilket betyder att den el som importeras inte belastas med sina förluster, medan el och annan energi som produceras inom landets gränser belastas med sina förluster. Denna definition favoriserar en ökad elanvändning samtidigt som den missgynnar svensk elproduktion (i termiska kraftverk) liksom den även missgynnar i stort sett all annan energianvändning än just el.

I NEPP:s konsekvensanalys har vi särskilt uppmärksammat ett antal åtgärder, som inte är åtgärder som ökar energi- och resurseffektiviteten, men som ges en extra drivkraft genom den definition av energiintensitetsmålet som nu föreligger. Eftersom dessa åtgärder inte påverkar energi- och resurseffektiviteten i den riktning man (politiskt) önskar, kan man mycket väl argumentera för att dessa åtgärder – och andra liknande – beaktas, och eventuellt undantas, i den slutliga definitionen av intensitetsmålet.

Fyra exempel på åtgärder som gynnas av intensitetsmålet, men som inte leder till effektivare energianvändning, är:

- Stängning av ytterligare kärnkraftverk, och ersätta dessa med ökad import eller vind- och solkraft. För den importerade kraften exkluderas nämligen förlusterna i elproduktionen, medan förlusterna inkluderas om verken är placerade i Sverige.
- Även övrig reglerbar termisk kraft som är placerad i Sverige bör stängas och ingen ny bör byggas. Istället bör vi förlita oss på import av reglerbar kraft.
- Val av värmepumpar för uppvärmning, istället för vilket annat uppvärmningssätt som helst, såväl fjärrvärme som ved-/pelletseldning etc. Genom att den tillförda mängden el till värmepumpar är liten i jämförelse med den tillförda mängden energi till alla andra uppvärmningsslag, och att man med den definition och systemgräns som anges för intensitetsmålet inte kommer att inkludera eventuella förluster i elproduktionen, ger alltid värmepumpen betydligt mindre mängd tillförd energi. Samtidigt äventyras alltså såväl fjärrvärmen som all (övrig) biobränslebaserad uppvärmning.
- Ett intensitetsmål gynnar också en strukturförändring i industrin, där energiintensiv industri ersätts med mindre energiintensiv industri och verksamhet, exempelvis tillverkningsindustri eller verksamheter inom servicesektorn.

FN:s 17 hållbarhetsmål

– Interaktioner och policydesign

I september 2015 antog världens stats- och regeringschefer Agenda 2030 för hållbar utveckling i vilken 17 hållbarhetsmål finns definierade (se bild). Det är ett historiskt arbete som nu pågår och innebär att FN:s medlemsländer åtagit sig att arbeta för en miljö-mässigt, socialt och ekonomiskt hållbar värld.

Sverige har höga ambitioner kring de globala hållbarhetsmålen

Den svenska regeringen har högt ställda mål vad gäller genomförandet av Agenda 2030. Bedömningar visar också att Sverige redan har uppnått eller snart kommer att uppnå många av målen. Det gäller exempelvis delmålet inom SDG¹ 7 "Hållbar energi för alla" om att senast 2030 säkerställa allmän tillgång till ekonomiskt överkomliga, tillförlitliga och moderna energitjänster.

I NEPP har IVL studerat hur interaktioner mellan hållbarhetsmålen kan analyseras och förenklas med fokus på SDG nr 7 om "Hållbar energi för alla". Till målet finns flera delmål, bland annat om tillgång till energitjänster för alla, om att öka andelen förnybar energi och att öka energieffektiviteten.



¹ SDG= Sustainable Development Goal

En mix av policies fångar upp interaktioner mellan hållbarhetsmål

Till de 17 hållbarhetsmålen finns totalt 169 delmål. Med så många delmål är interaktioner dem emellan och mellan dem och andra policies omöjliga att undvika. Interaktionerna kan få viktiga konsekvenser för effektiviteten av olika politiska åtgärder som genomförs under Agenda 2030. Trots att Sverige redan kommit långt vad gäller en del av hållbarhetsmålen finns det utmaningar i att formulera policies som på så bra sätt som möjligt stöttar uppfyllandet av målen. För att göra detta behöver hänsyn tas till interaktioner mellan de olika målen och delmålen så att inte en policy för ett mål innebär att det blir svårare eller omöjligt att nå ett annat mål.

Hur ska beslutsfattare möta denna komplexa utmaning och utforma effektiva policies som uppnår SDGerna och samtidigt undvika interaktioner som undergräver politikens effektivitet? I ett NEPP-PM (*"Discussion Paper: Interactions between Sustainable Development Goals – Focus on Goal 7: Affordable Clean Energy"*) tillämpar vi lärdomar från *"the theory of the second best"*² för att beskriva interaktionerna och hur de kan förenklas. Slutsatserna är att man kan bortse från delmål som redan är uppnådda eller nästan uppnådda samt att det är mest effektivt med en mix av policies som riktas både mot målens huvudfråga men också tar hänsyn till tänkbara negativa indirekta effekter. För Sveriges del, som redan uppnått många mål, betyder det en relativt stor förenkling eftersom många mål redan uppnåtts. Å andra sidan måste även hänsyn tas till redan befintliga policies. Mindre utvecklade länder som inte kommit så långt i sitt hållbarhetsarbete har däremot en betydligt större utmaning att hitta den mix av policies som på ett bra sätt stöttar alla icke uppnådda hållbarhetsmål.

Exempel: solcellsstrategi och kopplingar till hållbarhetsmålen

För att exemplifiera interaktioner mellan policies och hållbarhetsmålen har vi analyserat Energimyndighetens strategi för ökad användning av solen från 2016³. Strategin omfattar både direkta policyförslag (kortare väntetid, minskade transaktions-

kostnader och skattereformer) och åtgärder för att hantera indirekta effekter av ökad andel solen i energisystemet. Denna typ av policymix som hanterar både direkta och tänkbara indirekta effekter är helt i linje med teorin om *"the second best"*.

Vi ser främst synergieffekter mellan policyförslagen och hållbarhetsmålen. En tydlig synergi är förstås att solenergi kan bidra till ökad andel förnybar energi (SDG 7). Det finns även flera synergier mellan de indirekta åtgärdsförslagen och andra SDG:er, exempelvis innehåller solenergiinstrategin informationsinsatser kring solen (SDG 4 om utbildning) och åtgärder som skapar arbeten (SDG 8 om arbetsvillkor och tillväxt). En tänkbar konflikt är kring avfallshantering av solceller (SDG 12 om hållbar konsumtion och produktion). Det finns även andra tänkbara interaktioner med hållbarhetsmålen som bedöms vara av mindre betydelse för Sverige, men som kan vara betydelsefulla vid satsning på solen i mindre utvecklade länder. Det gäller t.ex. att solenergi kan ersätta förbränning (främst småskalig) som förbättrar luftkvalitet (SDG 3 om hälsa), jämställdhet (SDG 5) och bidrar till rent vatten (SDG 6).

Slutsatser

För länder där många av hållbarhetsmålen redan är uppnådda (eller med säkerhet kommer att uppnås) kan design av ny policy, i vilken man önskar optimera påverkan på SDGerna, utgå från ett tydligare fokus på de mål som ej ännu uppnåtts. Mindre utvecklade länder har här en betydligt större utmaning eftersom många mål och delmål inte är uppnådda. En översiktlig analys av Energimyndighetens förslag till strategi för att ökad andel solenergi i det svenska energisystemet visar främst på synergier med hållbarhetsmålen. Analysen bekräftar också att en mix av policies, såsom föreslås i strategin, som både tar hänsyn till direkta och indirekta effekter av ökad andel solen är i linje med teorin om *"the second best"* och alltså sannolikt kommer att vara effektiv.

² Lipsey, R. G. and Lancaster, K. (1956). The general theory of second best. The review of economic studies, 24 (1):11-32

³ Förslag till strategi för ökad användning av solen, Energimyndigheten rapport ET 2016:16

Initiativ för att driva på omställningen av energisystemet - färdplaner för fossilfritt

Utvecklingen mot fossilfrihet och minskade växthusgasutsläpp drivs inte bara av politik och initiativ från enskilda företag och individer utan också från hela branscher. Färdplaner för olika branscher inom ramen för regeringsinitiativet Fossilfritt Sverige är ett exempel på detta.

I allt större utsträckning drivs ansträngningarna för att uppnå fossilfrihet och minskade växthusgasutsläpp av näringslivet. Inom ramen för regeringsinitiativet Fossilfritt Sverige, under ledning av Svante Axelsson, har ett tiotal branscher tagit fram färdplaner för hur de kan bidra till fossilfrihet och hur det kan skapa konkurrensfördelar för det svenska näringslivet på en internationell marknad. Ytterligare ett antal färdplaner är på gång. Förutom att man i färdplanerna gör åtaganden om vad man siktar på att göra så ger man också uppmaningar till andra, exempelvis riksdag och regering, om vad som behövs för att möjliggöra de åtgärder man själva vill genomföra. På detta sätt kan man vara proaktiv och driva utvecklingen och inte endast reagera på politiska mål och styrmedel.

Följande branscher har hittills presenterat färdplaner för fossilfri konkurrenskraft:

- Betongbranschen
- Bygg- och anläggningssektorn
- Cementbranschen

- Dagligvaruhandeln
- Flygbranschen
- Gruv- och mineralbranschen
- Skogsnäringen
- Stålintustrin
- Åkerinäringen

Dessutom är några ytterligare färdplaner på gång:

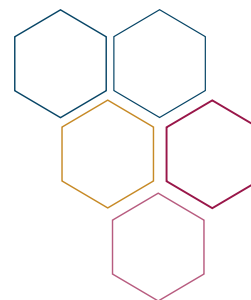
- IT-konsultbranschen
- Sjöfartsbranschen
- Uppvärmningsbranschen

Här lyfter vi fram exempel på förslag och iakttagelser från de tillgängliga färdplanerna:

- Flera färdplaner förutser en snabb minskning av växthusgasutsläppen inom sin sektor, men pekar också på att detta kommer att leda till merkostnader som man måste kunna ta ut från kunderna. Kunderna måste alltså efterfråga dessa klimatsmarta produkter även om de är dyrare än "standardprodukten". Nya incitament och styrmedel efterfrågas också. Offentlig upphandling nämns som en motor för omställningen.
- Flera färdplaner lyfter också fram CCS (avskiljning och lagring av CO₂) och CCU (avskiljning och utnyttjande av CO₂ i industriprocesser) som viktiga byggstenar för att nå mål om klimatneutralitet eller till och med att åstadkomma kolsänkor. För att möjliggöra detta krävs statligt

bidrag till de första investeringarna och att staten även på andra sätt är med och delar risken.

- Många pekar på behovet av att tillämpa livscykelanalyser och helhetssyn på energisystemet. Det efterlyses också en allmänt accepterad metod för hur klimatpåverkan kan synliggöras.
- Av vissa efterlyses styrmedel för snabbare övergång till biobränslen i industriell produktion. Vissa branscher anger att biomassa från skogen främst bör användas för högfärdlade produkter och inom områden där alternativ saknas. Andra ifrågasätter det lämpliga i att, oberoende av betalningsvilja, reservera biomassa för specifika områden utan anser att marknaden bäst löser var biomassan ska användas. Intrycket från färdplanerna är att efterfrågan på biomassa kommer att öka. Samtidigt måste man komma ihåg att utbudet av biomassa för olika ändamål, t.ex. som biobränsle, inte är begränsat till dagens nivå. Utredningar har visat att mängderna kan ökas rejält utan att äventyra miljömålen.
- Flera färdplaner innehåller "elektrifieringsambitioner" och man konstaterar att det förutsätter tillgång till el med minimalt klimatfotavtryck till konkurrenskraftiga priser.
- Plast baserad på fossila råvaror uppmärksammas som ett område där ansträngningar behövs. Dagligvaruhandeln lanserar målet att plastförpackningar år 2030 ska vara producerad med förnybar eller återvunnen råvara. Uppvärmningssektorn uppmärksammar plastinnehållet i det restavfall som energiåtervinns. Där åtar man sig att göra ansträngningar för att minska plastinnehållet i restavfallet. Man konstaterar också att ansvaret delas med andra aktörer i tidigare led i avfallskedjan som också har rådighet över plast i restavfall, och man uttrycker en vilja att samverka med dessa.
- Att tillämpa ny industriell processteknik lyfts fram. Ett exempel är att reducera järnmalm till järn med hjälp av vätgas, istället för med hjälp av kol. Detta är ett exempel på en elkrävande process och ett tillkommande elbehov på ca 15 TWh förutses.



Mistra Carbon Exit – analys av en transformativ samhällsomställning

Ett annat exempel på initiativ för att driva på utvecklingen mot ett klimatneutralt samhälle är Mistra Carbon Exit, ett fyraårigt forskningsprogram med start 2017. Syftet är att identifiera och analysera de tekniska, ekonomiska och politiska möjligheterna och utmaningarna som Sverige står inför när målet om nettonollutsläpp av växthusgaser till år 2045 ska nås. För att minska växthusgasutsläppen i linje med Parisavtalet och det svenska klimatmålet krävs enligt Mistra Carbon Exit en transformativ omställning av många av samhällets processer och verksamheter - små gradvisa förändringar i rätt riktning kommer inte att vara tillräckliga.

I punkterna nedan lyfter man fram nio budskap som de menar är centrala för omställningen till ett fossilfritt Sverige:

1. Industrins stegvisa insatser för att minska sin klimatpåverkan är viktiga, men för att komma ner till nettonollutsläpp krävs en transformation av tillverkningen av basmaterial.
2. Om kostnaden för att framställa koldioxidsnål stål och cement kan fördelas över hela försörjningskedjan blir det enklare för industrin att ställa om.
3. Utsläppshandeln blir en del av en policymix som fångar upp de utsläpp som andra styrmedel missar.
4. Industrin behöver en politik som skapar långsiktiga incitament för att våga investera i teknik som kan uppnå nettonollutsläpp.

5. Företagen behöver verktyg för att kunna värdera hur deras klimatåtgärder påverkar andra hållbarhetsmål.
6. Upphandlingskrav som verktyg har stor potential att minska utsläppen från byggmaterial- och byggindustrin.
7. Förtäta städer utan att tillföra mer biltrafik. Gröna transportplaner kombinerar ny teknik, nya mobilitetslösningar och stadsutveckling med ökad tillgänglighet för flera olika transportslag.
8. Vi måste redan nu förstå konsekvenserna av framtidens transportsystem för att bäst kunna ta tillvara på dess möjligheter.
9. Elsystem med mycket vindkraft blir effektivare om det försörjs med flexibilitet från transportsystemet och industrin istället för genom batterier.

Ett intressant exempel på förutsättningarna för omställningen ges för punkten 2 ovan. Man konstaterar att "För att nå ett Sverige utan nettoutsläpp av växthusgaser till 2045 behöver processutsläppen från stål- och cementproduktionen minska radikalt. Detta kommer sannolikt att leda till påtagliga kostnadsökningar i producentledet – 30 procent eller mer. Men intressant nog kommer investeringarna som krävs endast ge en marginell prisökning på slutprodukten – i storleksordningen en halv procent".

A low-angle, upward-looking photograph of several high-voltage electrical transmission towers (pylons) and their associated power lines. The towers are constructed from dark metal lattice. Numerous power lines stretch across the frame, some sagging between the towers. The background is a bright blue sky filled with soft, white clouds. A semi-transparent blue rectangular box is overlaid on the upper left portion of the image, containing the text '3. | Flexibilitet – i en ny tid' in white.

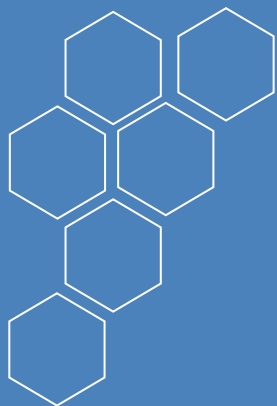
3.

Flexibilitet – i en ny tid



NEPP:S ANALYSER VISAR att vi är på väg in en ny tid som kräver ökade resurser för effekt och flexibilitet i elsystemet; en tid som ställer nya krav och ger nya utmaningar för elsystemets aktörer. Svenska kraftnät anger i sin rapport "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden" (2018) ett underskott på cirka 1500 MW för "tioårsvintern". Det är andra året i rad man anger underskottsvärden i GW-klassen 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 en brist-situation inträffar.

Det är därmed en ny tid vi står inför, då behovet av ny planerbar produktion, elnätsförstärkningar och flexibel användning blir allt viktigare, samtidigt som kostnaden för att uppnå olika nivåer av leveranssäkerhet blir avgörande för de val och de investeringar vi måste göra. Samtidigt planerar vi att successivt stänga befintliga kraftverk, med start redan inom några år. Det accelererar behovet – och utmaningen – av att få nya resurser operativa för effekt och flexibilitet. Det kan exempelvis handla om produktion, efterfrågeanpassning, lagring och- eller import.



Sammanfattning

- Vi är på väg in en ny tid som kräver ökade resurser för effekt och flexibilitet i det svenska elsystemet. Vi har även ett ökat regionalt behov av flexibilitet och toppeffekt.
- Underskottet i den svenska effektbalansen kan komma att växa kraftigt.
- Reglerbehovet blir mycket mindre förutsägbart i framtiden.
- Behovet av reglerkraft fördubblas på 20-25 år. Maximala fluktuationen från en timme till en annan förväntas öka från ca 2 500 MW/h till ca 4 400 MW/h.
- Överskottet, dvs. överproduktionen från vind- och solkraft under sommarhalvåret, är dock ingen stor utmaning.
- Vi kommer att klara flexibilitetsutmaningen, men det är viktigt att uppmärksamma den nu för att förbereda alla aktörer.
- Efterfrågefleksibilitet är en del av lösningen och därmed en av många centrala åtgärder för att kunna reglera vårt elsystem.
- Olika åtgärder kan bidra med olika stor leveranssäkerhet, eller tillskrivas olika stor tillit om man så vill.
- Investeringar i stor gasturbinkapacitet kräver nya incitament.
- Vattenkraftens bidrag till balanseringsarbetet kan komma att minska, import kommer då att spela en större roll.
- Det finns en oro för den långsiktiga försörjningen och otydlighet rörande vem som tar ansvar för utvecklingen .

Flexibiliteten i elsystemet

– En komplex utmaning på flera olika sätt

Flexibilitet, och behovet av flexibilitet i vårt elsystem, är ett allmänt och lite diffust 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 hur mycket flexibilitet vi behöver, dels för att vi då först måste bli överens om vad som ligger i begreppet, dels för att vi oftast 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 regionnäts- eller lokalnätsområde. Begreppet flexibilitet handlar dessutom inte bara om kraftbalansen utan också om att klara belastningen på elnäten.

Svenska kraftnät (SvK) angav i sin *Prognos för effektbalansen i Sverige vintern 2017/2018* ett underskott på cirka 850 MW för "tioårsvintern". Ett år senare har nu SvK skrivit upp detta underskott till 1500 MW. Det är de första gångerna man anger så höga underskottsvärde och därmed tydligt indikerar utifrån sin analys att vi inte har tillräckligt med effektresurser i vårt

land, utan måste lita till import (eller efterfrågeflexibilitet) 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.

Hur mycket ny flexibilitet behövs i elsystemet i framtiden?

Det är i detta perspektiv man ska se den forskningsuppgift som NEPP samverkat med Forumet för smarta elnät om; att ge svar på frågan: *Hur mycket (ny) flexibilitet behövs i det svenska elsystemet i framtiden?* Och det korta och enkla svaret är: – Det vet vi inte (och ingen annan heller), men även om flexibilitetsbehovet nu ökar, så är vår uppfattning att elmarknadens aktörer kommer att kunna hantera det, både på kort och på lång sikt. Men det kräver att vi agerar, och att vi gör det i tid.

Men i NEPP har vi inte nöjt oss med det, utan vi har tagit på oss uppgiften att – trots allt – kvalitativt försöka beskriva och delvis kvantifiera den utmaning som elsystemet nu ställs inför när ett antal av de befintliga reglerresurserna avvecklas på sikt och nya måste till. Vi har därför haft ambitionen att ge en uppfattning och uppskattning (kvalitativt och kvantitativt) av hur stor denna utmaning är. Vi vill samtidigt framhålla att vi också är av den uppfattningen att vi kommer att klara av att upprätthålla den framtida effektbalansen. Det är snarare en fråga om hur vi kan göra det så kostnadseffektivt som möjligt. Samtidigt har vi varit ödmjuka inför vår uppgift, då vi p.g.a. områdets mycket stora komplexitet, varit tvungna att göra betydande begränsningar och förenklingar i analyserna. Men vi har samtidigt haft en löpande dialog med många av de centrala aktörerna i elsystemet och därigenom – förhoppningsvis – kunnat hålla en tillräckligt bra balans mellan det förenklade och det komplexa för att kunna ge ett hyggligt bra svar på frå-

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)

gan om *hur mycket (ny) flexibilitet som behövs i det svenska elsystemet i framtiden*.

I faktarutan på föregående sida beskrivs kortfattat vad vi analyserat när det gäller flexibilitetsbehovet. I flera av avsnitten i denna halvtidsrapport samt i NEPP-rapporten *Flexibilitet – i en ny tid* redovisas resultaten från analyserna.

Vi anade inte vilken komplexitet denna till synes enkla fråga rymde

När Forum för smarta elnät, under hösten 2017 ställde frågan till NEPP om vi kunde bistå Forumet med analyser om hur mycket flexibilitet som kommer att behövas i elsystemet i framtiden, anade vi inte vilken komplexitet denna till synes enkla fråga skulle leda till.

Inom NEPP har vi sedan tidigare tagit på oss uppgiften att analysera och lägga samman hela bilden av den framtida effektutmaningen, så vi var väl rustade med såväl analyskapacitet som lämpliga modellverktyg för att ta oss an frågan. Vi har också mycket god insikt i de behov och åtgärder som krävs för att kunna reglera vårt elsystem, inte minst genom det uppmärksammade forskningsarbete vi genomförde under 2014 - 2016, som resulterade i en syntes av "åtta utmaningar för reglering av elsystemet". Dessa presenterades i vår temabok *"Reglering av kraftsystemet med ett stort inslag av variabel produktion"*.

Men vi insåg inte hur nära frågan om flexibiliteten i elsystemet är kopplad till de olika uppfattningar och ambitioner för el- och energisystemets framtida utveckling som idag finns representerade bland Energisveriges olika aktörer och i den energipolitiska uppgörelsen. Vi såg frågan om flexibilitet, som en relativt neutral fråga att analysera, men vårt uppdrag har varit allt annat än neutralt i de diskussioner med elsystemets centrala aktörer som följt vår analys och granskningen av våra resultat.

Framförallt har diskussionen handlat om förtroendet och tilliten till de flexibilitetsresurser vi kommer att ha tillgängliga i vårt elsystem i framtiden, och då särskilt om de resurser som idag är mindre använda och beprövade flexibilitetsåtgärder, främst efterfrågefexibilitet, energilager och import.

I följande avsnitt lyfter vi fram några exempel på delresultat inom flexibilitetsområdet.

Kvantifiering av flexibilitets- utmaningen för elsystemet

I samverkan med Forum för smarta elnät har NEPP genomfört omfattande kvalitativa och kvantitativa analyser av hur mycket ny 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. Överenskommelsen ger dock inte – vilket varit av betydelse för dessa analyser – något direkt besked om hur vi skall hantera flexibiliteten och effektbalansen i framtiden.

Under lång tid har vi haft fokus på energiutmaningen i elsystemet. Vi har haft en politik med siktet inställt på energiomställning, utsläppsminskning och resurshushållning. Ny förnybar elproduktion har då varit i fokus, med ett stort inslag av variabel elproduktion, exempelvis vind- och solkraft. En sådan utveckling leder obönhörligen till ett läge där vi åter måste inrikta vårt fokus på *effekt och flexibilitet*.

Där är vi nu! Då blir istället planerbar produktion och flexibel användning allt viktigare, samtidigt som kostnaden för att uppnå olika nivåer av leveranssäkerhet – och inte bara utsläppsminskning och resurshushållning – blir avgörande för de val och de investeringar vi måste göra. I sig är detta skifte av fokus en övergång till en *ny situation och ett nytt läge*. Men samtidigt planerar vi att successivt stänga befint-

liga kraftverk, redan med start inom några år. Det accelererar behovet av – och utmaningen – att få nya resurser operativa för effekt och flexibilitet. Det understryker också påståendet att vi nu går in i en ny tid när det gäller flexibilitet i elsystemet.

Behovet av flexibilitet i framtiden – givet ett referensscenario

I tabellen på nästa sida 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 (som i detta arbete utgörs av NEPP:s ”Green Policy-scenario”).

		Balansreglering timme	Balansreglering Vecka	Överskott	Topplast 1h	Topplast 1 dygn
Storleksordning	2018	2 500 MWh	7 500 MW/v	0 TWh	- 850 MW	+ 1 650 MW
	ca 2025	2 700 MWh	9 400 MW/v	0 TWh	- 3 000 MW	- 500 MW
	ca 2035	3 600 MWh	12 700 MW/v	1 TWh	- 5 000 MW	- 2 500 MW
	2040	4 400 MWh	15 200 MW/v	3 TWh	- 8 000 MW	- 5 500 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.

För att kvantifiera behovet av reglerkraft har behovet 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 förväntas öka från ca 2 500 MW/h till ca 4 400 MW/h, det vill säga nästan en fördubbling av behovet. Med balanseringsbehovet inom en vecka menas hur mycket nettolasten varierar under veckan. Nettolastens variation inom en vecka förväntas öka från ca 7 500 MW till ca 15 000 MW, det vill säga med en fördubbling jämfört med idag.

Behovet av topplast har delats in i behovet av flexibilitet för den mest ansträngda timmen under en 10-årsvinter och som snitt under det mest ansträngda dygnet under en

10-årsvinter. Det skiljer ca 2 500 MW mellan den maximala förbrukningen under ett sådant dygn och snittförbrukningen. (För behovet av årsreglering har vi dock inte lyckats ta fram ett bra kvantitativt mått inom ramen för detta arbete.)

Överskott

Modellåret 2040 är nettolasten negativ under 750-800 timmar. Det innebär att vind- och solproduktion överstiger efterfrågan. I våra antaganden har överföringskapaciteten då byggts ut kraftigt, men trots det kommer ca 3 TWh vind- och solkraft att behöva spillas. 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 sol, men av flera andra skäl är det naturligtvis önskvärt att kunna ta tillvara all produktion.

Balansregleringen av elsystemet

- Förmågan att hantera snabba förändringar i nettolasten

Med en ökad mängd variabel produktion från vind- och solkraft förväntas behovet av balanskraft att nära på fördubblas på både tim- och veckonivå. Balanseringsbehovet förväntas också att bli mindre förutsägbart, vilket kan försvåra planeringen av vattenkraften.

I ett framtida kraftsystem där kärnkraften ersätts av vind- och solkraft kommer behovet av flexibilitet att öka för att möta variationen i produktion från både vindkraft och solkraft. Ett sätt att uppskatta storleksordningen på det ökade flexibilitetsbehovet är att analysera hur nettoförbrukningen förändras över tid, se separat faktaruta längre fram. Resultaten baseras på NEPP:s ”Green Policy-scenario”, där kärnkraften i Sverige ersätts av motsvarande mängd vind- och solkraft till omkring 2040.

I tabellen till höger redovisas nettoförbrukningens maximala variation i Sverige från en timme till en annan (balansering timme), vilket är ett mått på hur snabbt flexibla resurser kommer att behöva reagera på förändringar i nettolasten. Den maximala förändringen från en timme till en annan

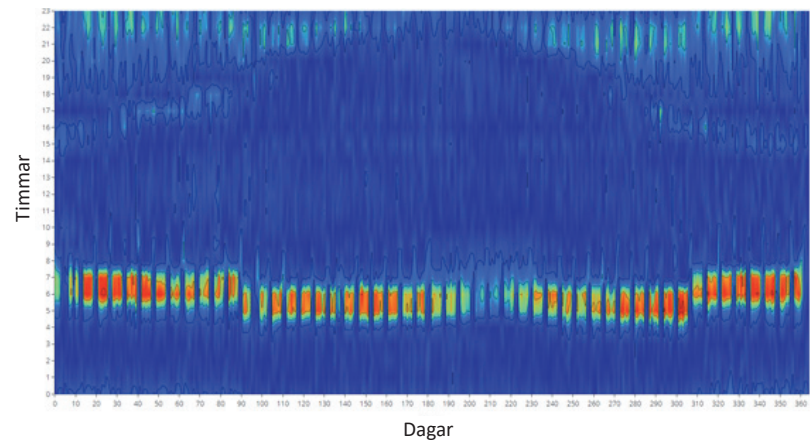
kommer, som vi även redovisat i avsnitt föregående, att nära på fördubblas (+76%) till simuleringsåren kring 2040. Balanseringsbehovet på veckonivå (balansering vecka) är ett mått på hur mycket nettoförbrukningen kommer att variera inom en vecka. Även på veckonivå kommer balanseringsbehovet nära på fördubblas (+103%) på 20-25 år.

	År	Balansering Timme	Balansering Vecka
Storleks- ordning	2018	2 500 MW/h	7 500 MW/v
	ca 2025	2 700 MW/h	9 400 MW/v
	ca 2035	3 600 MW/h	12 700 MW/v
	> 2040	4 400 MW/h	15 200 MW/v

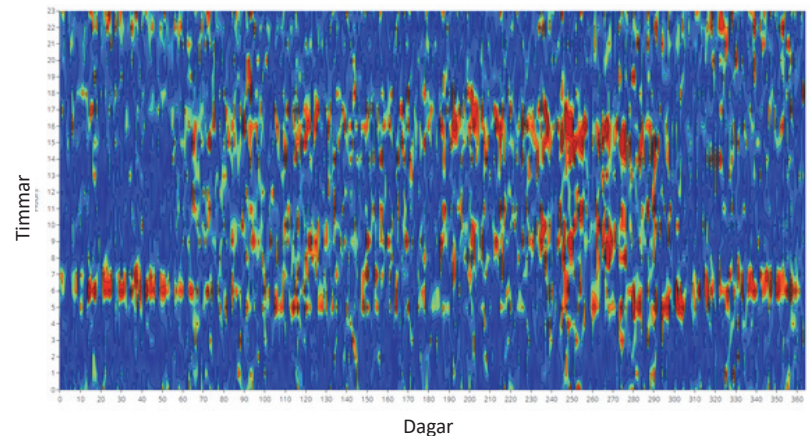
I figurerna till höger visas den absoluta förändringen i nettolasten från en timme till nästa, under ett helt år. År 2015 syns ett tydligt mönster där "morgonrampen" står för den stora förändringen i nettolasten från en timme till en annan. Det syns tydligt att förändringen är mindre på helger samt på semestern. Övriga tider är förändringen liten i jämförelse med morgonrampen. Omställningen mellan vinter och sommartid syns tydligt, då figuren visar all data i normaltid.

När samma sak plottas för modellår 2040 är mönstret med en morgonramp inte fullt lika tydlig. Däremot tillkommer en förmiddagsramp och en eftermiddagsramp under sommarhalvåret. Denna beror på den ökade mängden solkraft, men även på att vindkraften har en viss variation över dygnet som styrs av solen. Modellåret 2040 är alltså bilden inte alls 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. Detta kan innebära att planeringen av flexibel produktion, i Sverige främst vattenkraft, kommer att bli betydligt svårare i framtiden.

Förändring i nettolast, 1 h, 2015 verklig



Förändring i nettolast, 1 h, 2040 simulerad



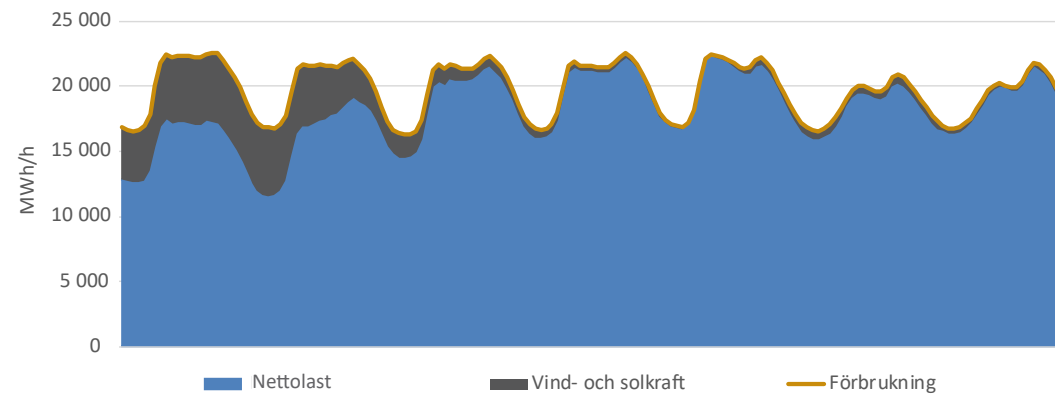
Figur: Förändring i nettolast från en timme till en annan. På y-axeln visas tid på dygnet från 0-24h. På x-axeln visas dagar på året från 1-365 dagar, dvs från 1 januari till 31 december.



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.

I figuren nedan illustreras skillnaden mellan förbrukning och nettolast 15-21 januari 2018 (vecka 3).



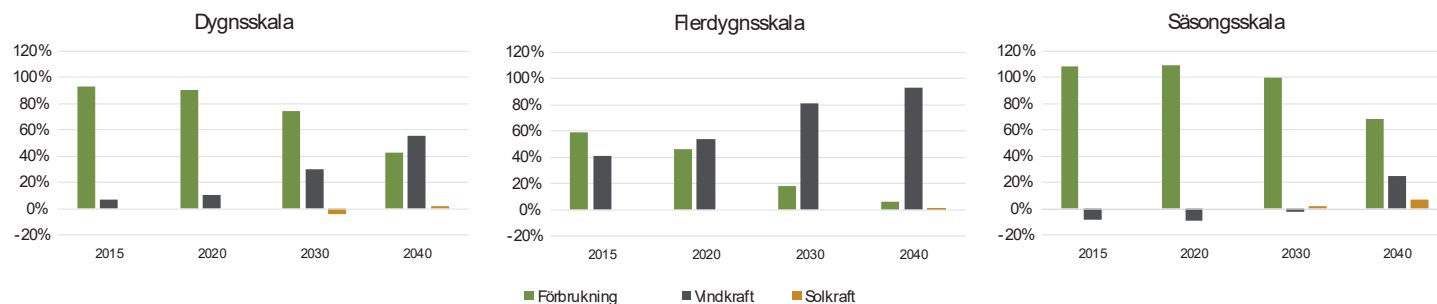
Vattenkraftens bidrag till balanseringsarbetet kommer att förändras

och import kommer att spela en större roll

Vindkraftens variation kommer att bidra till en allt större del av balanseringsbehovet både på dygns och flerdygnskala. Den svenska vattenkraftens relativa bidrag till balanseringsarbetet i Sverige kommer att minska, till förmån för import. Samtidigt kommer vattenkraften troligen att behöva hantera balanseringsbehovet över ett större geografiskt område.

Behovet av balansering av kraftsystemet på olika tidskalor har olika drivkrafter. I figuren överst på nästa sida visas olika drivkrafter för det genomsnittliga relativa balanseringsbehovet i olika tidskalor från 2015 till 2040. Dessa värden är framtagna genom att beräkna hur väl de olika komponenterna samvarierar med nettoförbrukningen. Idag är det främst variationen i efterfrågan som är drivande för behovet av balanseringsarbete på dygns- och säsongsskalan. Vindkraften bidrar dock redan idag till nästan halva behovet på flerdygnskalan. I framtiden kommer vindkraften att stå för en ökande andel av balanseringsbehovet i alla tidsskalor. Det är endast på säsongsnivå som efterfrågan kommer att vara den fortsatt dominerande drivkraften för balanseringsbehovet.

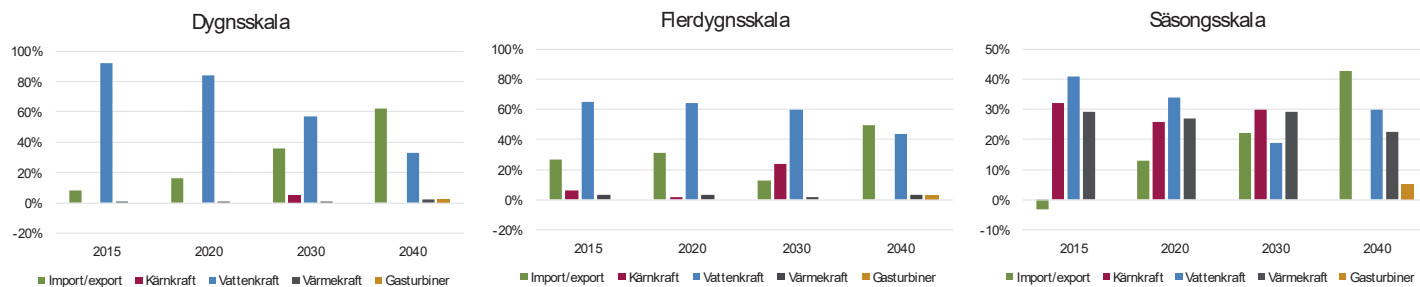
I figuren nedan visas olika kraftslags bidrag till balanseringsarbetet i olika tidshorisonter. På dygnsskalan minskar vattenkraftens relativa balanseringsbidrag medan balanseringsbidraget från import och export ökar. Notera att figurerna nedan visar det relativa bidraget till balansen i Sverige. Det är inte troligt att vattenkraftens absoluta balanseringsbidrag minskar, utan det är snarare så att import och export får stå för en del av det ökade balanseringsbehovet. Utökade utlandsförbindelser kan också bidra till att den svenska vattenkraften körs baserat på balanseringsbehovet från ett större geografiskt område snarare än på balanseringsbehovet i Sverige. Det bidrar också till att vattenkraftens samvariation med nettoförbrukningen i Sverige minskar.



Figur: Förbrukningen, vindkraften och solkraftens påverkan på genomsnittliga relativa balanseringsbehovet i olika tidsskalor från 2015 till 2040.

Flerdygnsskalan visar upp ett liknande mönster. Värt att notera är att simuleringsåret 2030 ökar balanseringsbidraget från kärnkraft på flerdygnsskalan. Detta beror på att Apollomodellen, som vi här utnyttjat, reglerar ner kärnkraften vid längre perioder med mycket låga priser. Det är osäkert om kärnkraften kommer att regleras på detta sätt i verkligheten, men resultaten visar i alla fall på att behovet finns.

På säsongs skalan minskar även här vattenkraftens balanseringsbidrag 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 balanseringsarbetet på säsongs skala 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 balanseringsbehovet ökar under perioden.

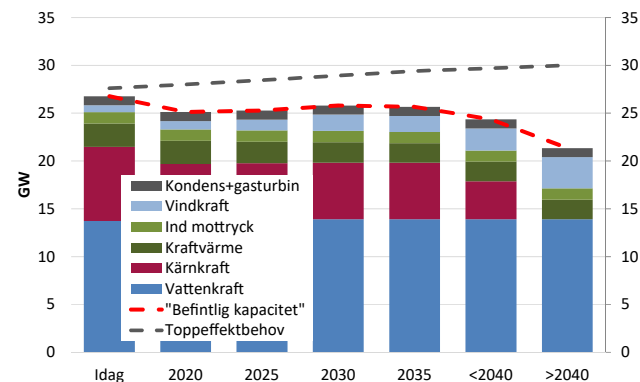


Figur: Olika kraftslags bidrag till balanseringsarbetet i olika tidshorisonter.

Topplastbehovet i elsystemet

Forum för smarta elnät – Swedish Smartgrid – har givit forskningsprojektet NEPP i uppdrag att bistå Forumet med analyser av hur mycket (ny) 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 bortom, år 2040. I den analysen har vi bl.a. analyserat behovet av topplast under ”tioårsvintern”, såväl på tim- som dygnsbasis. Här ges resultaten på timbasis.

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, efter 2040, och ytterligare ett antal termiska verk stängts (kraftvärme/kondens) har vi alltså ett underskott av ”topplastkapacitet för en tioårsvinter, exklusive importkapacitet” på omkring 8 GW. Detta trots stor utbyggnad av vindkraft, som dock har lågt ”effektvärde”. Men redan på kort sikt, modellåret 2020, har vi ett underskott på upp emot 3 GW.



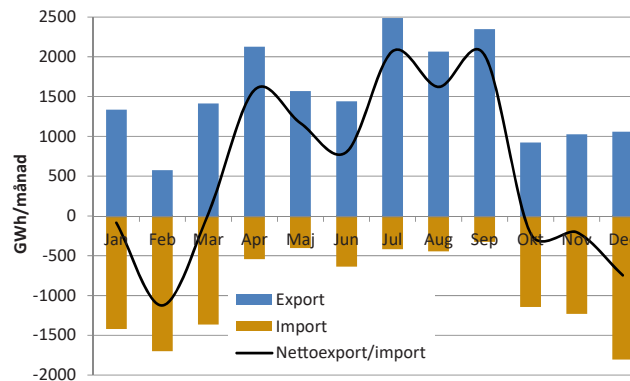
Figur: Tillgänglig effekt i svensk elproduktion i vårt referensscenario under den studerade perioden från idag till, och bortom, år 2040, samt toppeffektbehovet för tioårsvintern. Skillnaden mellan de båda streckade kurvorna anger det ”underskott av toppeffekt på timbasis” som vi identifierat för referensscenariot.

Import och export av el till/från Sverige

Vi vill dock poängtera 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 bortom, år 2040.

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 allt 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 mängden vind- och solkraft som behöver spillas kan minimeras.



Figur: Figuren visar hur exporten och importen varierar under ett typiskt år efter 2040 med 100% förnybar elproduktion i Sverige, samt hur nettoexporten/importen blir månad för månad.



FLEXIBILITET ÄR ETT SAMLINGSBEGREPP FÖR OLIKA BEHOV AV OCH ÅTGÄRDER FÖR REGLERING AV ELSYSTEMET

Flexibilitet, och behovet av flexibilitet i vårt elsystem, är ett allmänt och lite diffust 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 lokalnätsområde. Begreppet flexibilitet handlar dessutom inte bara om kraftbalansen utan också om att klara belastningen på elnäten.

Importen exkluderad vid beräkning av underskottet för topplast på timnivå

För beräkningen av det underskott av topplastkapacitet på timnivå för tioårsvintern som vi gjort, har vi alltså inte inkluderat någon import, vare sig den väderberoende vind- och solkraften, eller den reglerbara vattenkraften och reglerbara termiska kraften.

Såväl Energimarknadsinspektionens som Energimyndighetens experter i vår referensgrupp har angivit att man kan argumentera för att importen av vind- och solkraft kan inkluderas, och därigenom reducera det angivna underskottet. Man har bl.a. angivit som skäl att en kostnadseffektiv elförsörjning genom variabla förnybara energislag förutsätter ett väl utbyggt elsystem så att sammanlagringseffekter över ett större geografiska område kan uppnås. Svensk kraftnäts experter har å andra sidan argumenterat emot, och menar att vi **inte** kan luta oss tillbaka och lita på att vi täcker vårt underskott med denna import, exempelvis under tioårsvinterns mest kritiska timmar.

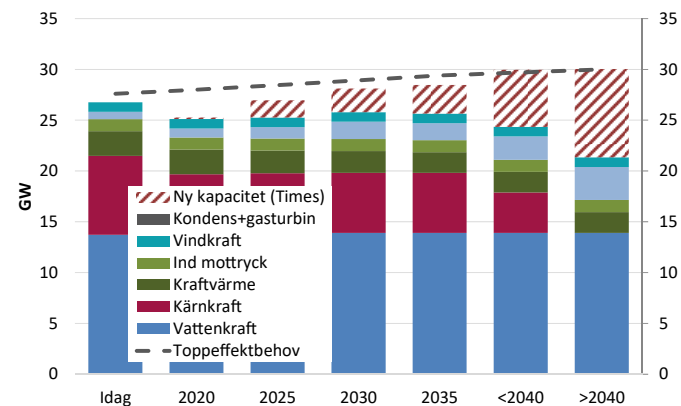
Om NEPP:s energimodeller får välja

Vår Times-modell, TIMES-NORDIC, är en investeringsmodell över Nordeuropas energisystem, och modellen visar på den mest kostnadseffektiva utvecklingen av hela det nordeuropeiska elsystemet till, och bortom, 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 Times-modellen 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 för 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, dels lita till import då det finns ledig kapacitet i produktion utanför Sverige, samt plats på överföringskablar, för att täcka en mindre mängd av



Figur: Tillgänglig reglerbar effekt i Sverige, resultat från Times-modellering

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. 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 alltför 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 Times-modellen, 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.

Bedömning av olika åtgärders förmåga att möta olika flexibilitetsutmaningar

Våra analyser visar på betydande utmaningar, både på kort och på lång sikt. Samtidigt vill vi framhålla att det finns många olika vägar, och många olika åtgärder, för att hantera den framtida flexibilitetsutmaningen och effektbalansen. Två frågor blir

avgörande: vilken typ av flexibilitet behöver vi och var ska den tillföras? Eller i andra ord; vilken kombination av resurser är det mest kostnadseffektiva och var ska dessa resurser finnas geografiskt?

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

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

Flexibilitetsutmaningen kan lösas med flera olika medel

och behöver bara delvis lösas nationellt

Genom att förlita sig på import kompletterat med andra inhemska åtgärder kan Sverige klara effektbehovet vintertid. Förbrukningsflexibilitet och utbyggd effekt i vattenkraftverken kan även bidra vid effektöverskott medan gasturbiner i huvudsak löser topplastproblematiken.

Olika åtgärder kommer att krävas för att klara av effektutmaningen som följer av en framtida avveckling av kärnkraften i Sverige. Det framtida energisystemet kommer att ställa andra krav på flexibilitet än dagens system. Två frågor blir avgörande: vilken typ av flexibilitet behöver vi och var ska den tillföras? Vilken kombination av resurser är den mest kostnadseffektiva och var ska dessa resurser finnas geografiskt? Med andra ord, ska vi förlita oss på resurser i omvärlden eller är det nödvändigt att resurserna finns inom landet? De olika behoven och de resurser som kan tillfredsställa behov längs hela tidsskalan eller bidra med delar av lösningen framgår i figuren överst på nästa sida.

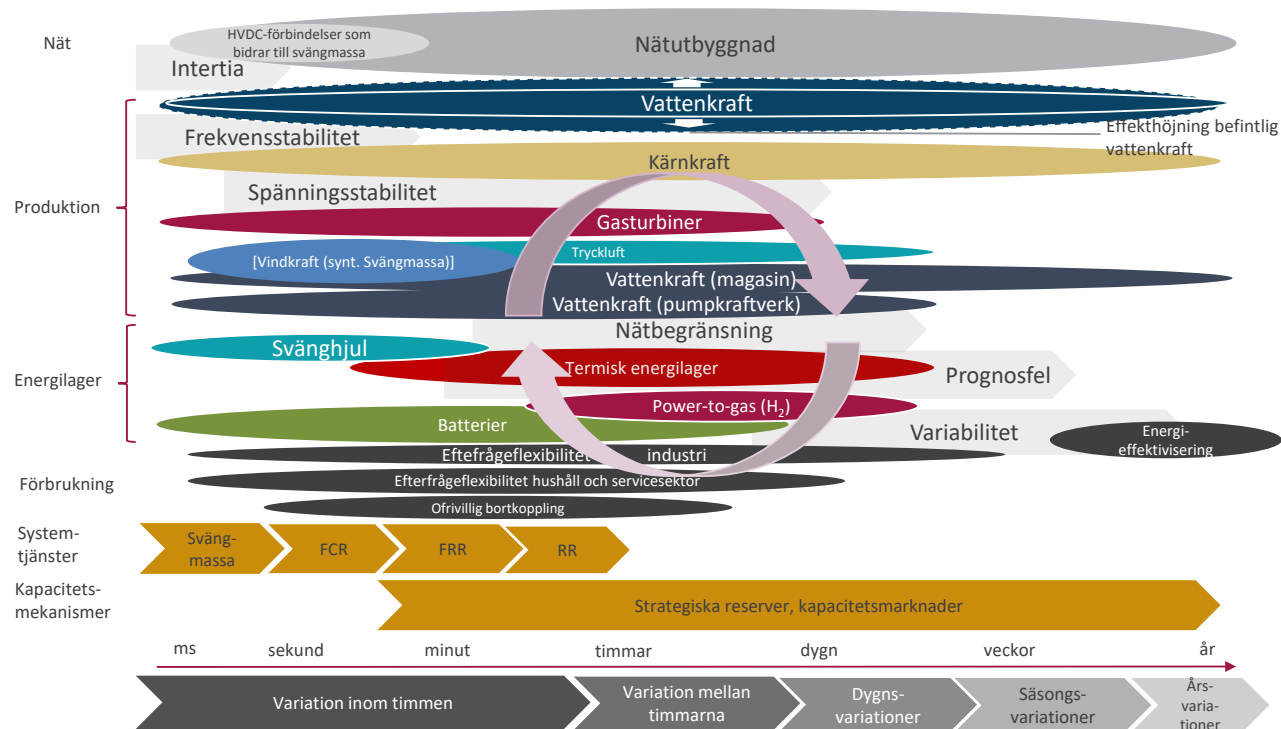
Att hitta en optimal kombination av åtgärder har inte varit syftet i denna studie. Att hitta en sådan kombination är dock ett viktigt område för framtida studier. Tre enskilda åtgär-

der, en och en i taget, har analyserats för att möta ett rent effektbehov.

Dessa åtgärder är: att investera i gasturbiner (i SE3 och SE4), att bygga ut effekten i vattenkraften (främst i SE1 och SE2) samt att få till stånd en utökad aktiv förbrukningsflexibilitet (i SE1-SE4). De nivåer på effekt som satts är de som är tillräckliga för att klara alla timmar på året men samtidigt ta hjälp av import från grannländerna. Dessa ska alltså täcka det effektbehov som krävs utöver det som övrig elproduktion erbjuder, t.ex. vindkraft och kraftvärme. I samtliga scenarion har energin som försvinner med kärnkraftens avveckling ersatts med vindkraft och solkraft. För vindkraft innebär det en nivå på 21 965 MW/65 TWh och för solkraft 5 500 MW/5 TWh för att täcka upp för energibortfallet. Scenarierna kördes i Swecos elmarknadsmodell Apollo.

Flexibilitetskonkurrensen

Kalkylerna blir mer komplexa och – om vi vill ha flexibilitet – marknads- och affärsmodellerna allt viktigare



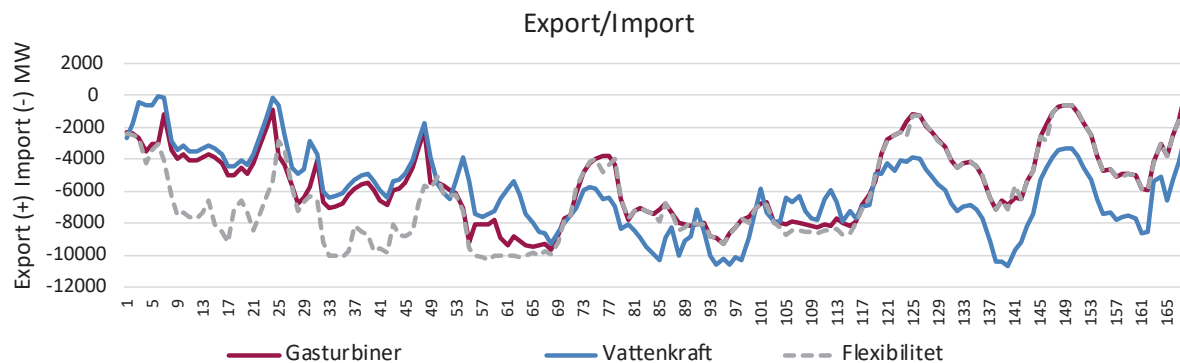
Modellkörningarna visar att gasturbiner av egen kraft kan lösa effektproblematiken vid hög förbrukning (10-årsvinter). Nackdelen är att de i dagsläget drivs av fossila bränslen. Gasturbinerna kommer dock inte att behövas i någon stor utsträckning utan körs endast mellan 90 - 100 timmar per år i SE4 respektive SE3 i fallet med 3 000 MW gasturbiner. För problematiken kring överskott av effekt/energi som enligt modellkörningarna sker i ungefär 800 timmar per år kan inte gasturbiner själva bidra till en lösning.

Vattenkraftens kapacitet är ökad från 16 301 MW till 19 525 MW (+ 3 224 MW) i kombination med att överföringskapaciteten är ökad från SE2-SE3 och SE3-SE4 med 1 000 MW. Under de timmar då efterfrågan på el är som störst sätts elpriset av förbrukningsreduktion (priskänslig last). Scenariot visar att en effektutbyggnad av vattenkraften i kombination med att flaskhalsar i de stora svenska älvarna byggs bort ökar möjligheten att producera mer vattenkraft de timmar då behovet är som störst. Samtidigt visar vattenkraften som-

martid ökade möjligheter att regleras ner vid tidpunkter då förbrukningen är låg och vindkraft och solkraft ger mycket produktion.

I efterfrågefleksibilitetsscenariot finns tillgång till 2 000 MW avkopplingsbar förbrukning på priser från 200 till 2 000 EUR/MWh. Dessutom finns 960 MW flyttbar förbrukning vilken kan flyttas mellan en och fem timmar. Dessa nivåer är tillräckliga för att klara topplastsituationen i Sverige. För en kall vintervecka aktiveras båda typer av flexibilitet ganska frekvent. Avkopplingsbar förbrukning som är prissatt kommer att spela en stor roll för prissättningen timmar med en ansträngd situation. Höjda priser vid dessa tidpunkter kommer då också att ge incitament till den flyttbara lasten då förtjänsten för detta ökar.

Utgångspunkten för studien var att studera inhemska åtgärder för att klara topplastsituationen men samtidigt tillåta import. I figuren nedan åskådliggörs hur varierande import/export blir 2040 i de olika scenarierna i veckan med högst förbrukning i modellen (vecka 4). Som framgår av figuren kommer systemet att utnyttja importmöjligheter maximalt periodvis. Detta gäller samtliga scenarion och belyser samtidigt det faktum att även om man nationellt säkrar effektbalansen kommer de resurser som krävs för detta alltid att konkurrera med import. Samtidigt kommer inhemska resurser om de är konkurrenskraftiga att exportera när betalningsviljan finns utanför Sveriges gränser.



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 efterfrågefleksibilitet endast aktiveras om det finns en förbrukning. En gasturbin kan däremot ha 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 till fullo 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.

Förutom tillit måste det oftast finnas ekonomiska incitament för att få en enskild åtgärd på plats. Att ekonomiska drivkrafter krävs gäller i högsta grad för gasturbiner. I gasturbinscenariot visar vi att gasturbinerna endast körs i strax under 100 timmar per år. Det betyder att utnyttningstiden är mycket låg och intäkterna inte kommer att kunna täcka kapitalkostnaderna. Miljöaspekten kan kanske lösas genom att bränslet i framtiden ersätts av biobränsle men att investera i många tusen MW gasturbiner ter sig svårt för en investerare utan någon form av tillkommande finansiella incitament. Exempel på finansiella incitament är kapacitetsmarknader där producenten får ersättning för att erbjuda kapacitet på marknaden och inte enbart för den energi som produceras.

En fördel med att öka effekten i vattenkraften är att delar av effektutbyggnaden kan göras i samband med förnyelseprojekt som ändå måste genomföras då de svenska vattenkraftverken är byggda för länge sedan och har stora reinvesteringsbehov. Om effektutbyggnaden kan ske i samband med större investeringsprojekt är det betydligt mer kostnadseffektivt. Samtidigt måste de extra kostnader som effektutbyggnaden och andra åtgärder som behövs, kunna motiveras ekonomiskt. En avgörande fråga blir då hur stor utnyttningstiden för denna extra effekt kan bli och hur mycket energi som kan produceras till bättre priser för kraftverket som helhet. För vattenkraften kompliceras en effektutbyggnad ytterligare av att det finns olika ägare av kraftverk i en och samma älv. EU:s vattendirektiv kommer även det påverka den svenska vattenkraften i framtiden.

Det råder stor osäkerhet kring förbrukningsflexibilitet i allmänhet och förflyttning av förbrukning i synnerhet. Saker som uthållighet och återvändande förbrukning (flyttad förbrukning som återkommer) är i viss omfattning utforskade på mikronivå. Samtidigt krävs i stor utsträckning automation för att realisera mycket av förbrukningsflexibiliteten. Samtidigt som det råder stor osäkerhet runt priserna där efterfrågefleksibilitet aktiveras har bl a Umeå universitet visat att viljan hos konsumenter att bidra är hög och att man under vissa tider på dygnet inte kräver någon ekonomisk kompensation för att dra ner på sin förbrukning. Sammanfattningsvis är förbrukningsflexibilitet den åtgärd, av de i denna rapport presenterade, vars potential det råder störst osäkerhet kring.

Det fjärde paketet för den inre marknaden av energi, Clean Energy for All Europeans Package, är EU:s förslag på hur Parisöverenskommelsen (COP 21) ska uppfyllas, däribland området Energy market design. Detta kommer bland annat att medföra att EU-gemensamma metoder för att bedöma risker relaterade till försörjningstrygghet ska tas fram. Dessa metoder ska sedan användas på EU-nivå eller till att börja med på regional nivå. Detta kommer att ställa krav på stamnätsoperatörerna liksom myndigheterna i Europa och Norden att samarbeta och ta fram och använda gemensamma metoder. Sverige kan alltså inte ensamma behandla effektfrågan utan den måste lösas i samarbete inom EU och tillsammans med våra grannländer.

Ansvar och roller i energisystemet

- Resultat av intervjustudie

En serie intervjuer om energisystemets utveckling har genomförts med personer som är verksamma inom NEPP-nätverket. Fokus har legat på ansvar, aktörernas roller och nya aktörer. En bakgrund för diskussionerna har varit de effektutmaningar vi står inför i elsystemet, både nationellt till följd av alltmer variabel elproduktion och utfasning av planerbar kraft och lokalt till följd av lokala nätbegränsningar som äventyrar elförsörjning i vissa storstäder. En oro som flera ger uttryck för är att "ingen har det långsiktiga ansvaret för att elförsörjningen går ihop".

Som ett led i att beskriva hur olika aktörer ser på energimarknadernas utveckling så har vi genomfört intervjuer med ett antal personer inom NEPP-nätverket. Frågorna har fokuserat på ansvar, aktörernas roller och nya aktörer. Även om frågorna varit ganska generella så har svaren och diskussionen till helt övervägande del handlat om elmarknadens utveckling.

Den övergripande bakgrunden till diskussionen utgörs av eleffektutmaningen. Denna kan sägas bestå av två olika utmaningar som kan sammanfattas i följande punkter:

- Nationellt
 - Planerbar kraft fasas ut då stora mängder förnybar, variabel produktion med låga rörliga kostnader tillkommer

- Effektsituationen är inte ansträngd idag, men kan bli det på lång sikt
- Utvecklingen i omvärlden påverkar starkt (överföringsförbindelser och produktionssystem i grannländerna)
- Lokalt/regionalt
 - Det finns redan lokala nätbegränsningar i storstadsregionerna
 - Situationen kan fortsätta att förvärras eftersom nätutbyggnad tar lång tid och nya elbehov tillkommer

En återkommande oro som flera av de intervjuade ger uttryck för är att "Ingen har det långsiktiga ansvaret för att elförsörjningen går ihop".

Diskussionerna om effektutmaningen på nationell nivå, och med särskilt fokus på ansvarsfrågor, kan sammanfattas i följande punkter:

- Man förutser generellt minskande tillgång på planerbar kraft. Ett sätt att minska utmaningarna är att öka kapaciteten i förbindelserna till grannländerna och därigenom ta del av effektresurser utanför landets gränser. Man konstaterar också att effektsituationen är särskilt ansträngd i elområde 4 och ett par förslag framfördes: "Anslut Norgekabel vid Barsebäck" och "Kräv prisområden även i Tyskland" (vilket tidvis skulle kunna ge lägre priser på import därifrån).
- Det konstateras också att elnätsutbyggnad tar tid vilket kan öka risken för elbrist i delar av landet, eller åtminstone till stora elprisskillnader mellan elområden. "Är den omfattande omställningen av energisystemet möjlig att genomföra med nuvarande tillståndprocesser?" var en oro som framfördes, särskilt med avseende på nätutbyggnad. Man lyfte fram att staten ger bidrag till olika sorters produktion (elcertifikat, stöd till solceller, m.m.). Då är det kanske rimligt att det också ges bidrag till planerbar produktion där den behövs? I samband med detta nämndes ett par idéer: Kraftvärmeverk som placerats i "malpåse" skulle kunna ges incitament för att aktiveras och att ett biokondenskraftverk skulle kunna byggas i Oskarshamn, där existerande infrastruktur kan utnyttjas.
- Industrin skulle kunna hjälpa till mer på reglermarknaden, men för det behövs anpassade "reglermarknadsprodukter" som tar sin utgångspunkt i industrins förutsättningar.
- Efterfrågeanpassning nämns ofta som ett sätt att minska effektutmaningarna och öka kostnadseffektivitet men incitamenten bedömdes för närvarande vara svaga för att möjligheterna skulle utnyttjas. I samband med detta konstaterades också att stora delar av elanvändningen kan delas in i personberoende användning eller apparatberoende användning. Dessa

har olika förutsättningar att tas i anspråk för efterfrågeflexibilitet. Digitalisering och smarta nät förväntas kunna underlätta och effektivisera efterfrågeanpassningen. I samband med detta gjordes förtydligandet att det är styrningen som är smart, inte näten. På sikt förutser man att så kallade aggregatorer kan bli intressanta men för närvarande är sannolikt incitamenten även för detta alltför små. Det finns förväntningar om att så kallad blockkedjeteknik kan skapa förutsättningar för att aktörer sluter sig samman och eliminerar mellanhänder. Detta skulle kunna driva på efterfrågeanpassningsinitiativ. Osäkerheterna om detta är dock för närvarande stora.

- Som ett medel för att undvika problem med effektförsörjningen nämns ibland kapacitetsmarknad. Det framfördes tveksamhet till nyttan med en sådan. Behövs mer kapacitet så kanske nuvarande upphandlade effektreserv istället kan utökas?
- Ansvarsfrågan diskuterades och oklarheten om det långsiktiga ansvaret har redan nämnts. Andra områden som diskuterades i det sammanhanget var att det vore önskvärt att tydliggöra förväntningarna på elsystemet genom att leveranssäkerhetsmål sätts upp. Det konstaterades också att omställningen av elmarknaden med alltmer distribuerad elproduktion kan komma att skapa ett behov av lokalt systemansvar.

De lokala utmaningarna lyftes fram som både viktiga och avsevärt mer näraliggande i tid. Under diskussionerna hänvisades i många fall till situationen i Stockholm:

- Elanvändningen har redan "slagit i taket" effektmässigt
- Större elinmatningskapacitet till staden kommer inte att finnas på plats förrän år 2026
- Det finns ett antal orsaker till fortsatt elanvändningsökning: inflyttning, elbilsladdning, datahallar, lokala värmepumpar, m.m.

- Elproduktionskapaciteten inom staden kan komma att minska (oljeeldad kraftvärme, gasturbiner, m.m.). Få drifttimmar för att täcka fasta kostnader
 - o Bidrag till finansiering av sådan produktion kan kanske komma från andra parter, men det finns osäkerhet om vad som är tillåtet
- Efterfrågeanpassning är en åtgärd för att underlätta effektproblematiken (tappvarmvatten, uppvärmning, fjärrvärme, kondens, m.m.)
 - Effektprissättning kan ge tydligare prissignal om värdet av anpassning
 - Mycket behöver finnas på plats för att realisera möjligheterna: mätare, timpris, teknik i apparater, volatila elpriser, affärsprocesser, vilja att delta, m.m.
- Samverkan för att lösa den lokala effektutmaningen diskuterades:
 - Samverkan finns redan, t.ex. vid planering av nätutbyggnad
 - Det förefaller i huvudsak föreligga samsyn om problem-bilden
 - Vad kan man åstadkomma inom nuvarande regelverk?
 - Aktiviteter som "Testbädd" och "Policy Lab" kan vara intressant för att testa former för att genom samverkan komma tillrätta med effektproblematiken
 - Identifiera (teoretiskt) lösningar genom samverkan
 - Prova i praktiken (efter tillstånd från övervakande myndighet)

EU ställer krav på regional samordning

EU ställer krav på att resurstillräcklighet ska bedömas och hanteras på regional nivå. De nordiska TSO¹:erna ökar sin samordning genom införandet av en nordisk säkerhetssamordnare samt utvecklingen av en ny gemensam nordisk balanseringsmodell.

Mer långtgående krav på europeisk och regional samordning och samarbete

Förslagen i elmarknadsförordningen förstärker samordningen och samarbetet mellan systemansvariga². Detta anses nödvändigt eftersom isolerade nationella strategier har visat sig ha haft negativa effekter på den inre marknaden.

När det gäller resurstillräckligheten baseras förslagen på bedömningen att det mest effektiva sättet att upprätthålla den långsiktiga resurstillräckligheten i en enskild medlemsstat är genom regionala lösningar som ger medlemsstaten möjlighet att utnyttja produktionsöverskott i andra medlemsstater. Idag använder de systemansvariga olika metoder för att bedöma behovet av resurstillräcklighet vilket försvårar jämförelser och anses öka risken för användning av icke-koordinerade och suboptimala nationella initiativ som exempelvis kapacitetsmekanismer.

Förslagen fastställer därför att den nationella övervakningen av resurstillräcklighet på medellång till lång sikt ska utgå

ifrån mer objektiva, europeiska bedömningar av resurstillräcklighet. ENTSO-E³ åläggs med uppgiften att varje år ta fram dessa bedömningar som ska sträcka sig från ett till tio år framåt, samt omfatta hela unionen på elområdesnivå. Bedömningarna ska genomföras enligt en metod som tar hänsyn till de krav som ställs i förordningen. Enskilda systemansvariga är skyldiga att förse ENTSO-E med det data som ENTSO-E behöver för att ta fram bedömningarna. Metoden och beräkningarna måste godkännas av ACER⁴.

Kapacitetsmekanismer får bara införas med stöd av ENTSO-E:s resurstillräcklighetsbedömning

Om en bedömning av resurstillräckligheten i en medlemsstat eller region, utförd enligt de nya reglerna för hur sådana bedömningar ska tas fram, påvisar resurstillräcklighetsproblem ska de berörda medlemsstaterna kartlägga och utvärdera en tidplan för att åtgärda eventuella snedvridningar till följd av lagstiftning som orsakat eller bidragit till att problemen uppstått. Medlemsstaterna ska även överväga åtgärder som kan mildra problemen som exempelvis införande av brist-

¹ TSO står för Transmission System Operator

² Omarbetade elförordningen enligt förslaget i COM(2016) 861/2

³ ENTSO-E står för European Network Transmission System Operator for Electricity

⁴ ACER står för Agency for the Cooperation of Energy Regulators

prissättning, förstärkning av överföringsförbindelser mellan elområden, energilagring samt efterfrågefleksibilitet. Om en medlemsstat överväger att införa en kapacitetsmekanism ska den nationella tillsynsmyndigheten fastställa en tillförlitlighetsstandard som på ett transparent sätt anger avsedd nivå för försörjningstrygghet. Tillförlitlighetsstandarden ska baseras på metoder som framtas av ENTSO-E och ska uttryckas som förväntad ej levererad energi (eng. *expected energy not served*) och förväntad lastförlust (eng. *loss of load expectation*). ENTSO-E ska även ta fram metoder för att beräkna värdet för förlorad last (eng. *value of lost load*) samt kostnaden för nya resurser (eng. *cost of new entry*) som ska används för att ta fram tillförlitlighetsstandarden. Den föreslagna förordningen slår också fast att kapacitetsmekanismer, med undantag för strategiska reserver, ska vara öppna för direkt deltagande av utländska resurser.

Mer långtgående regionalt samordning

Under 2017 etablerade de nordiska systemansvariga en nordisk säkerhetssamordnare, Nordic Regional Security Coordinator. Regionala säkerhetssamordnare (RSC) är ett krav enligt Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 ("driftförordningen") om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem. RSC:erna utför tjänster inom driftplanering och kapacitetsberäkning. För Nordens del har detta inneburit att samarbete inom vissa områden som tidigare skett på frivillig basis med vetorätt för varje systemansvarig blivit obligatoriskt samt utan vetorätt.

Den föreslagna förordningen innebär mer långtgående regional samordning. Förordningen föreslår att uppgifter där regionalt samarbete ger ett bättre utfall än nationella lösningar ska utföras av regionala operativa centra (ROC) med beslutsbefogenheter för vissa funktioner och en starkt rådgivande roll för övriga. Exempelvis ska ROC:er genomföra samordnade kapacitetsberäkningar mellan elområden för varje tidsram, dimensionera för reserver för hela regionen, samt stödja systemansvariga vid fastställande av den mängd balanskapacitet som behöver upphandlas. ROC:er föreslås

genomföra regionala prognoser för systemtillräcklighet för olika tidsperioder, allt från veckan före leveransperioden fram till intradagsperioder. ROC ska även föreslå åtgärder för att minska riskerna för resurstillräcklighet, samt beräkna den maximala kapaciteten kopplad till nya resurser som är tillgänglig för gränsöverskridande deltagandet i kapacitetsmekanismer.

ACER tilldelas ytterligare befogenheter

Då ROC:er innefattar mer än en medlemsstat föreslås att Acer ansvarar för deras tillsyn. På motsvarande sätt blir det Acer som föreslås godkänna de metoder och beräkningar som ENTSO-E tar fram för att bedöma resurstillräckligheten eftersom tillräcklighetsbedömningar ska genomföras i regioner som sträcker sig över flera medlemsstater. Det betyder att det nationella inflyttande över försörjningstryggheten begränsas samt att Acers beslutsbefogenheter i gränsöverskridande frågor stärks, med förbehåll att detta ska ske endast "om ett samordnat agerande entydigt medför fler fördelar för konsumenten".

Vår balanseringsmodell står inför stora förändringar

De nordiska TSO:erna har de senaste åren konstaterat att frekvenskvaliteten i det nordiska systemet gradvis har försämrats. Givet att mängden förnybar elproduktion förväntas öka ytterligare i framtiden har de nordiska TSO:erna tagit fram en ny, gemensam nordisk balanseringsmodell som är bättre lämpad för att möta denna utveckling och som dessutom möjliggör effektivare marknader för balanseringstjänster. Övergången till den nya nordiska balanseringsmodellen sker parallellt med arbetet att implementera de nya nätkoderna och kommissionsriktlinjerna ur det tredje inre marknads paketet. Den nya balanseringsmodellen bygger på de krav som ställs i de nya nätkoderna men innehåller anpassningar till nordiska förhållanden för de fall där krav saknas i de europeiska bestämmelserna.

4

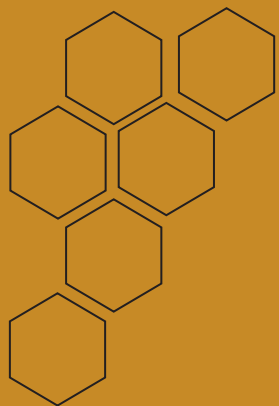
Effektutmaningen

– Fördjupad analys av vissa viktiga delar



I AVSNITTET "FLEXIBILITET – I EN NY TID" diskuterades tidigare det ökade behovet av effekt och flexibilitet som krävs i en situation då inslaget av väderberoende, icke-planerbar elproduktion ökar, samtidigt som planerbar termisk elproduktion delvis fasas ut. I detta avsnitt redovisas ett antal fördjupande analyser av de effektutmaningar elsystemet står inför. Här behandlas både det framtida elbehovets uppbyggnad och effektprofil samt elproduktionens variabilitet och hur denna kan hanteras. Regelverket på elmarknaden som delvis styr detta tas också upp. I punkterna

nedan berörs både den generella, nationella effektutmaningen och de lokala el-effektproblem som orsakas av flaskhalsar i eldistributionen/-transmissionen. De utmaningar som lyfts fram ska inte ensidigt tolkas som problem utan snarare som konsekvenser av en önskad utveckling med allt mer icke-planerbar elproduktion. Dessa konsekvenser måste hanteras. Utmaningarna kan samtidigt ses som incitament för teknikutveckling och för nya flexibilitetslösningar.



Sammanfattning

- Vindkraftens effektvariation ökar.
- Variationshantering – en nyckel till omställningen.
- Värmelager blir viktiga för att balansera variabel elproduktion.
- Lokal ”trängsel i elnäten” kan begränsa stadens tillväxt.
- Ansvaret för elnätsutbyggnaden försvåras av de långa tillståndsprocesserna.
- EU ställer krav på regional samordning.
- I våra grannländer Tyskland, Storbritannien, Polen och Finland är investeringstakten i termiska kraftverk mycket högre än i Sverige.
- Ökad elanvändning bland bostadskunder påverkar nätets maxeffekt mer än en ökning hos andra kundkategorier.
- Elanvändningen för uppvärmning kommer att minska rejält.
- Det personberoende eleffektbehovet orsakar dygnsvariationerna.
- Den personberoende delen av eleffektbehovet förväntas öka i framtiden.
- Driftelanvändningen i servicesektorn samt industrins elanvändning ökar.
- Introduktionen av elfordon leder till en stor ökning av elanvändningen för transporter.

Effektutmaningen

- En helhetsbild

Under lång tid har vi haft fokus på energiutmaningen i det nordiska elsystemet, och många av de åtgärder som är planerade för framtiden är också energirelaterade. Valet av de energirelaterade åtgärderna har då i stor utsträckning också tydliga kopplingar till utsläppsminskning, resurshushållning och försörjningstrygghet. Ny icke-planerbar elproduktion blir då central.

Icke-planerbar elproduktion har samtidigt oftast ett stort inslag av variabilitet, vilket ställer krav på ökad tillgång till planerbar elproduktion och flexibel elanvändning i elsystemet. Dessa krav leder i sin tur till ett ökat fokus på effekt – och även på systemtjänster. Då blir leveranssäkerhetskrav och kostnadseffektivitet avgörande för de val som görs, istället för utsläppsminskning och resurshushållning.

Nya utmaningar som kräver ny kunskap

När vi nu alltmer skiftar fokus från energi till effekt så blir det nya frågor som aktualiseras och ny kunskap som krävs. Redan i samband med föregående etapp av NEPP (North European Power Perspectives) uppmärksammades effektfrågan och åtta olika utmaningar för kraftsystemet vid stor andel icke-planerbar elproduktion identifierades. I den nu pågående NEPP-etappen tar vi ett ännu vidare grepp på effektfrågan. Här följer ett antal aspekter av effektfrågan där

vi förutser behov av ny, och/eller kompletterande kunskap.

- Ökande andel väderberoende elproduktion och minskande andel planerbar och reglerbar produktion
 - Effektutmaningar inte bara vid stor efterfrågan utan även beroende produktionssituationen.
- Elnätens roll
 - Geografisk förändring av både produktion och konsumtion



Utmaningar vid mycket vind- och solkraft och låg konsumtion

1. Mekanisk svängmassa
2. Balansreglering
3. Överskottssituationer
4. Överföringsförmåga

Utmaningar vid för lite vind- och solkraft och hög konsumtion

5. Tillgång till topplastkapacitet

Generella utmaningar för att upprätthålla balans

6. Större behov av flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning
7. Anpassning av ansvarsfördelning och marknadsmekanismer
8. Årsreglering

- Samordning av "effektansvaret" med producenter (och konsumenter)
- Effektbehov och förändrat konsumtionsmönster
 - Stor kunskapslucka om dagens effektbehov per sektor
 - Leveranssäkerhetskrav reses
- Efterfrågefleksibilitet efterfrågas
 - Många oprövade åtgärder i fokus – har konsumenten intresse/incitament för att agera?
- Lagring efterfrågas
 - Kunskapslucka om lagring kontra sammanlagring
- Politikens ambitioner att låta regelverken "effekt-anpassas"?
- Utmaningarna för elmarknaden
- Samverkan med andra infrastrukturmarknader, och dess påverkan
- Digitaliseringen

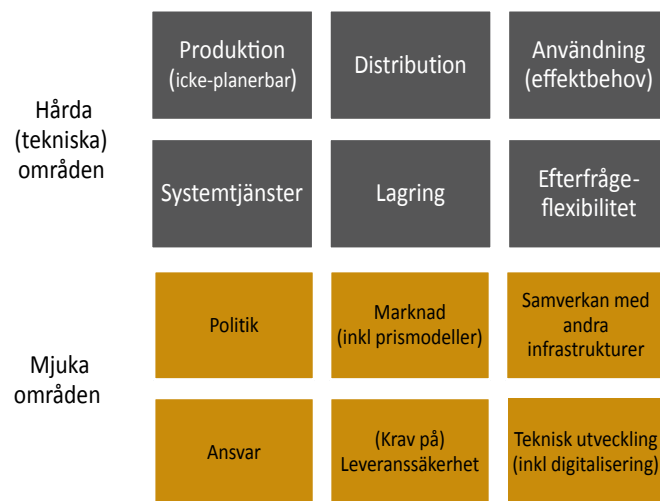
Effektutmaningen – hur tar vi fram en helhetsbild?

Som ett medel för att strukturera effektutmaningen och för att illustrera de berörda områdenas del i helheten har vi satt samman en bild över effektutmaningen. Vi har delat

in områdena i "hårda" (tekniska) och "mjuka". Vi inser att områdena går i varandra, men har ändå kommit till slutsatsen att en bild av delarna som utgör effektutmaningen ändå har ett värde. Dels kan bilden fungera som ett underlag för att diskutera hur olika områden/faktorer förhåller sig till varandra, dels kan bilden fungera som en checklista för att tillförsäkra att viktiga områden inte glöms bort i analysen.

En tidsskala

När vi nu arbetar vidare i projektet med att analysera de framtida effektutmaningarna så planerar vi att tillföra en tidsskala för att tydliggöra när olika fenomen uppträder och när de når en viss omfattning. Basen för detta arbete utgörs av modellberäkningar som visar kraftsystemets utveckling. Av dessa framgår när olika produktions-, nät- och användningsrelaterade fenomen når en viss nivå och vi kan då markera att en viss utmaning kan förväntas bli viktig vid en viss tidpunkt. Eventuellt kan analysen kopplad till tidsskalan komma att visa att inga avgörande utmaningar uppträder förrän såg år 2030. Med tidsskalan som bas kan man också identifiera vilken utmaning som kommer att dominera vid olika tidpunkter samt när utmaningarna kan förväntas vara störst. Man kan också förutse att förändringar i omvärldsfaktorerna påverkar tidsskalan för utmaningarna.



Effektutmaningar inte bara inom elsystemet

Även i andra infrastruktursystem uppträder effektutmaningar. Ett exempel på detta är fjärrvärmesystem. Där kan man urskilja två olika grupper av utmaningar, dels de som helt har sina ursprung i fjärrvärmesystemet (t.ex. nätbegränsningar eller strävan mot fossilfri topplast), dels de som på olika sätt kopplar till elsystemets effektutmaningar (t.ex. kraftvärme och konkurrensen med värmepumpar).

Ett helhetsgrepp på effektutmaningen blir alltså en framträdande del av de fortsatta NEPP-analyserna. Vi kommer att återkomma med resultat inom den närmaste framtiden.

Variationshantering

– En viktig del av flexibiliteten och en nyckel till omställningen

Variationshantering, eller konsten att anpassa ökad variabilitet på elproduktionssidan till efterfrågan på el – och vice versa, är ett samlingsbegrepp för en rad olika åtgärder som sannolikt kommer spela en avgörande roll för en storskalig integration av förnybar och variabel elproduktion i framtidens elsystem.

Variationshantering – en översikt

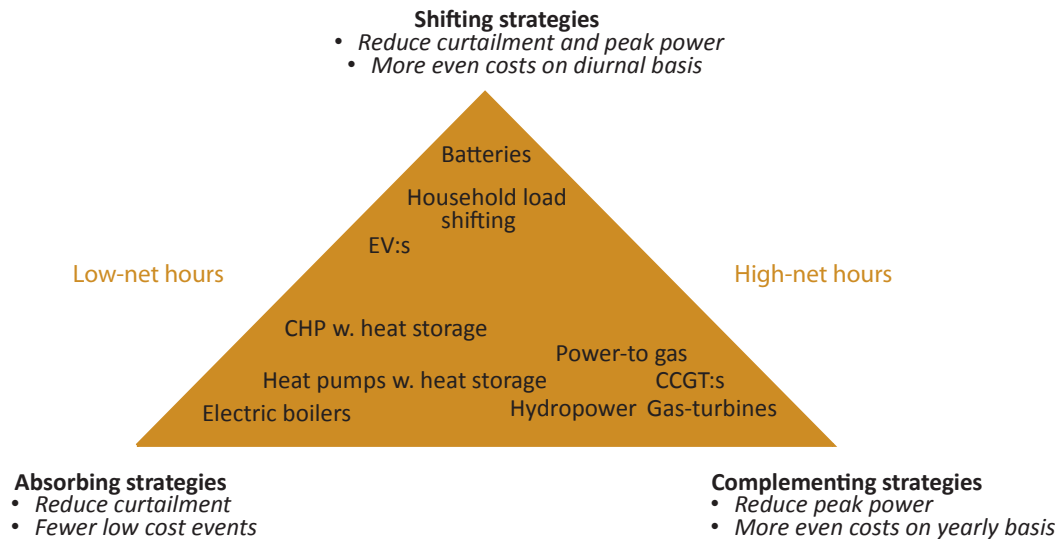
Variationshantering (eng. "variation management") omfattar en lång rad strategier, inom såväl produktion, överföring och distribution som användning. Däremellan finns lagringstekniker som också erbjuder en rad lösningar på variabilitetsutmaningen i elsystemet. Syftet med variationshantering är att få en bättre matchning mellan elproduktion och elförbrukning. Och det kan handla om att både utveckla mindre varierande eller mer styrbara produktionstekniker (termiska kraftverk och/eller vind- och solelproduktion) och det kan handla om att i högre utsträckning anpassa elförbrukningen efter tillgången till el. Och sist, men inte minst, kan det också handla om systemlösningar som förflyttar last eller produktion i tid genom lagring av någon energibärare.

Forskare på Energiteknik, Chalmers, har utvecklat en princip för att klassificera och beskriva de olika variationshanteringsstrategierna, som bygger på deras funktionalitet

fördelade på tre huvudgrupper (se Figur 1): 1) förflyttande strategier (shifting strategies) som jämnar ut variationer främst inom dygnet, 2) kompletterade strategier som hanterar perioder med hög nettolast och 3) absorberande strategier som hanterar variationer med låg eller negativ nettolast (Göransson et al. 2018). Vilken kategori en viss strategi tillhör avgörs av dess kostnadsstruktur, om det finns andra värden av investeringen ("double-use") och om strategin innebär produktion eller konsumtion av el. Absorberade strategier baseras på tekniker med låg investeringskostnad som konsumerar el (t.ex. elpannor) eller tekniker med hög investeringskostnad som producerar el (t.ex. kraftvärmeverk) tillsammans med energilager. Dessa tekniker börjar konsumera el, alternativt slutar att producera el, vid låga elpriser och ökar därmed värdet av el under timmar med hög sol- eller vindproduktion. Kompletterande strategier baseras omvänt på tekniker med låg investeringskostnad som producerar el (t.ex. gasturbiner) eller tekniker hög

investeringskostnad som konsumerar el (t.ex. elektrolys) tillsammans med energilager. Dessa tekniker börjar producera, alternativt slutar konsumera el vid höga elpriser och

sänker därmed värdet av tekniker som konkurrerar med den variabla produktionen. Som Figur 1 illustrerar finns det inga skarpa gränser mellan de olika kategorierna.



Figur 1: Funktionsbaserad kategorisering av variationshanteringsstrategier. Vidareutvecklad från ursprungsversionen (Göransson and Johnsson, 2018) av Lisa Göransson och Viktor Johnsson (Göransson et al. 2018).

Johansson och Göransson (2018) visar att regionens förutsättningar för vind- och solelproduktion avgör hur olika typer av variationshantering påverkar systemsammansättningen. Förflyttande strategier (t.ex. batterier och lastflyttning i hushåll) stimulerar investeringar i solceller i regioner med goda förhållanden för solelproduktion medan absorberande strategier (t.ex. elpannor och kraftvärme med värmelager) effektivt ökar värdet av vindkraft i regioner med goda vindförhållanden. Kompletterande strategier (t.ex. gasturbiner

och vätgasproduktion med vätgaslagring) ökar också värdet av vindkraft, men då särskilt i regioner med sämre vindförhållanden.

Tillämpningsexempel på variationshantering

Variabiliteten i dagens elsystem hanteras framförallt på produktionssidan. Krav på låga eller inga koldioxidutsläpp från elsystemet innebär att produktionssidans flexibilitet kommer att begränsas av tillgången på biomassa och vattenkraft.

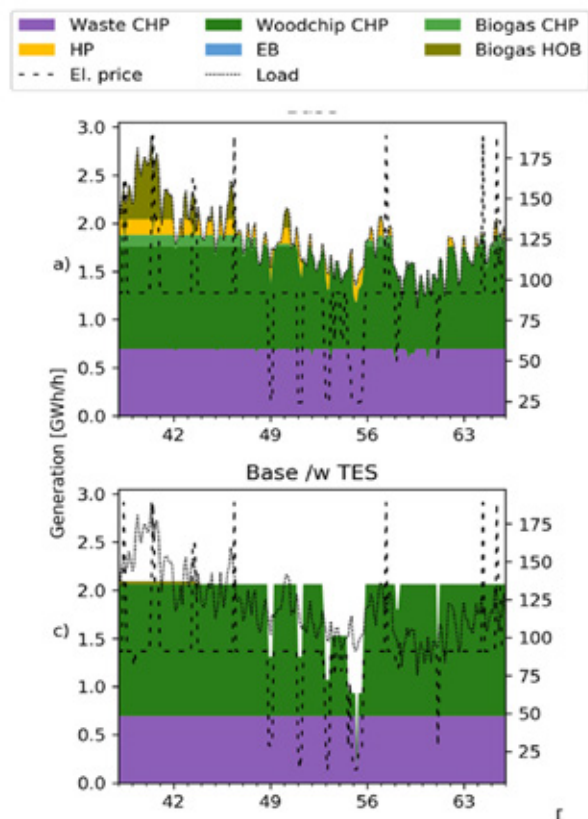
För det koldioxidneutrala systemet finns det därmed anledning att söka variationshantering från annat håll. Forskning om variationshantering på Energiteknik, Chalmers, visar att för regioner med goda förutsättningar för solelproduktion är batterier och strategiska kopplingar till transportsektorn lämpliga lösningar medan regioner med goda förutsättningar för vindkraft finner variationshantering i strategiska kopplingar till industri- och värmesektorn. Det finns, som nämnts, en lång rad olika strategier för variationshantering. Energisystemforskningen har på många håll i detalj analyserat systemnyttan med olika strategier. Vi tar här upp endast en handfull exempel.

Elbilar

Med en växande andel elbilar i en fordonsflotta, som åtminstone idag har en mycket låg utnyttjningsgrad (över 70% av fordonsflottan står parkerad samtidigt) kan elkonsumtionen styras strategiskt till tillfällen då nettolasten är låg eller negativ. Det är också möjligt att låta batteriet ladda tillbaka el till elsystemet, "vehicle-to-grid" och periodvis agera som ett batteri till elsystemet. Genom systemeffektiv ("smart") laddning av elbilar istället för inflexibel laddning direkt vid hemkomst kan behovet av topplastproduktion reduceras. Taljegård et al. visar att med ett batteri som motsvarar det dagliga pendlingsbehovet agerar laddningen av elbilarna som förflyttande strategi medan en överinvestering av batterikapacitet gör det möjligt för elbilarna att agera absorberande. En ökning från 30 kWh batteri till 85 kWh batteri har därför störst påverkan på investeringar i regionen med goda vindtillgångar och därmed behov av en absorberande strategi med möjlighet att tillgodogöra sig stora energivolymer. Det senare användningsmönstret innebär dock längre perioder på höga SOC-nivåer ("State of charge"), vilket riskerar att kraftigt reducera batteriets livslängd.

Fjärrvärme som variationshantering

Redan idag finns kopplingar mellan el- och fjärrvärmesystem i form av kraftvärmeverk, värmepumpar och elpannor. I svensk kontext dimensioneras och styrs de värmeproduce-



Figur: De båda figurerna visar fjärrvärmeproduktionen i ett givet system under 30 dagar med (nedre figuren) respektive utan (övre figuren) ett groplager (Källa: Ullmark et al.). Ackumulatören medför ett högre utnyttjande av kraftvärmeverket samtidigt som spetslastproduktionen minimeras

rande anläggningarna framförallt utifrån fjärrvärmesystemets behov. Med ett mer varierande elpris och reducerad skatt på el för värmeproduktion kan kopplingen mellan el- och fjärrvärmesystemen bli ännu starkare. Många fjärrvärmesystem har idag ackumulatorer främst för att jämna ut dygnslasten för fjärrvärme. I framtiden kan värmelager

även komma att användas som ett sätt att möta variationer i elpris. Utnyttjningstiden för elproduktion i kraftvärmeverken skulle på så sätt kunna förlängas.

Ullmark et al. visar att när investeringar i värmelager tillåts förändras värmeproduktionsmönstret markant för att i högre grad anpassas efter elpriset. Kraftvärmeverk har relativt höga investeringskostnader och får intäkter från både el och värmesystemet, vilket innebär att anläggningarna kommer att vara i produktion alla timmar utan dom då elpriserna är låga, så som illustreras i figuren till vänster. Värmesystemet kan dessa timmar försörjas av värmelagret, samtidigt som kraftvärmeverket agerar som absorberande strategi i elsystemet och ger plats åt variabel produktion.

Industrins elanvändning

Ökad elektrifiering inom industrin medför såväl ökad klimatnytta som större möjligheter till variationshantering på användarsidan. För närvarande ligger ett visst fokus på elektrifieringen av stålindustrin i såväl Sverige (HYBRIT-projektet) som internationellt. I stålproduktionen används el framförallt för att producera vätgas som sedan agerar som reduktionsmedel i omvandlingen av järnmalm till järn. Genom en överinvestering i kapacitet hos elektrolysören, som producerar vätgas medelst el, och ett vätgaslager blir elkonsumtionen från stålindustrin flexibel över tid. Kostnadsstrukturen hos vätgassystemet, där elektrolysören är dyr medan vätgaslagret är relativt billigt, innebär att elkonsumtionen från stålindustrin främst bidrar med kompletterande variationshantering där en något överdimensionerad elektrolysör fyller ett stort vätgaslager under längre tid (fyra dagar till en vecka) för att sedan tömma lagret under kortare tid (ca två dagar) när elsystemet är belastat och elpriserna är höga (Johansson and Göransson, 2018). Stålindustrin kan därmed försörjas med vätgas utan att konsumera el under perioder med hög nettolast, vilket reducerar behovet av topplastproduktion och stimulerar investeringar i vindkraft.

Referenser

- Göransson L., Johansson V., Lehtveer M., Johnsson F., Från timmar till årtionden -hur påverkar variationer i last och produktion sammansättningen av Sveriges och Europas framtida elsystem? Slutrapport för Energimyndigheten 2018
- Göransson L., Johansson F., A comparison of variation management strategies for wind power integration in different electricity system contexts Wind Energy (2018), 21 (10)
- Johansson V., Göransson L. Impacts of variation management on cost-optimal investments in wind power and solar photovoltaics, submitted for publication.
- Taljegård M., Johansson V., Göransson L., Odenberger M., Johnsson F., Impact of electric vehicles on the cost-competitiveness of generation and storage technologies in the electricity system, to be submitted
- Ullmark J., Holmér P., Johansson V., Göransson L., Johnsson F., System impacts of heat storage in the DH sector -The potential of thermal energy storage as variation management, to be submitted



LÄS MER

Göransson L., Johansson V., Lehtveer M., Johnsson, F. (2018) *Från timmar till årtionden - hur påverkar variationer i last och produktion sammansättningen av Sveriges och Europas framtida elsystem?* Slutrapport för Energimyndigheten 2018.

Vindkraftens effektvariation

i framtiden

Utvecklingen av vindkraft har varit kraftig de senaste åren. Vindkraftturbiner har ökat andelen fullasttimmar då teknikutvecklingen fokuserats på högre tornhöjd och större rotordiameter. Den högre tornhöjden förbättrar vindutbytet då det blåser mer ju högre upp man kommer, medan den större rotordiametern i förhållande till generatoreffekt leder till att elproduktionen, vid lägre vindhastigheter för en given generatoreffekt, förbättrats avsevärt. I denna studie har vi analyserat hur denna utveckling kommer att påverka effektvariationen från vindkraft.

Högre utnyttjningstid, men samtidigt stor effektvariationen

En analys av hur implementering av ny teknik påverkar effektvariationen för vindkraft i ett kortare tidsperspektiv (1-6 timmar) har genomförts. En jämförelse har gjorts mellan befintlig vindkraftsflotta och ett fall där alla äldre turbiner är utbytta till dagens kommersiella turbiner. Specifikationer för turbiner i existerande vindkraftsflotta och potentiell framtida vindkraftsflotta framgår av Tabell 1¹.

Vi kan konstatera att när man helt bytt ut den befintliga svenska vindkraftsflottan, vilket den lär vara 2040, till dagens kommersiella teknik så ökar utnyttjningstiden för flottan rejält².

Tabell 1: Prestanda för dagens befintliga flotta och dagens kommersiella teknik.

Modellfall	Turbinkategori [kW]	Effekt [kW]	Rotor [m]	Navhöjd [m]
Existerande flotta	<1500	850	52	60
	1500 till <3000	2 000	90	105
	≥3000	3 075	112	109
Dagens teknik	Nya små	2 000	110	120
	Nya stora	3 450	136	149

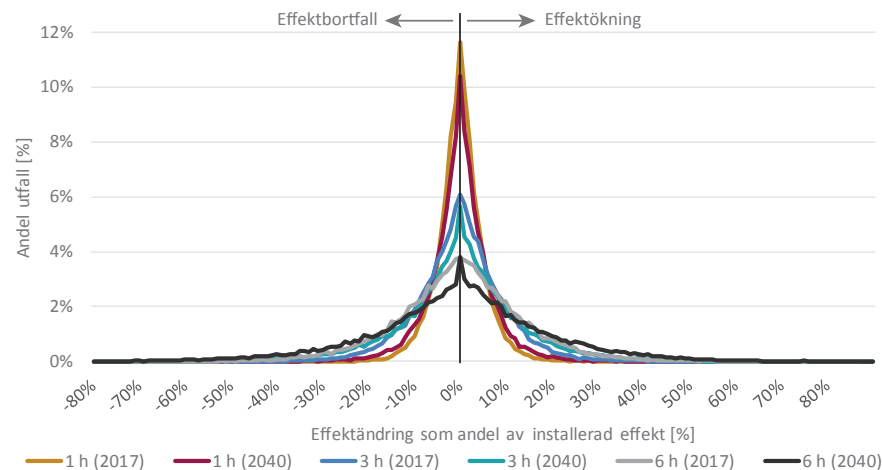
¹ Det finns vindkraftverk med ännu högre torn och större rotor, men vi har utgått standardturbiner.

² Då har vi ändå inte antagit att någon teknikutveckling sker.

Utnyttjningstiden går från ungefär 2 700 timmar som gäller för den svenska vindkraftflottan vid utgången av 2017 till ungefär 4 200 timmar då hela flottan är utbytt 2040. Utnyttjningstiden är beräknad som ett snitt av hur det blåst under åren 2013-2016.

I Figur 1 illustreras frekvensen för olika effektförändringar för tidsperioderna 1, 3, respektive 6 timmar för befintlig vindkraftsflotta (2017) och en flotta helt med dagens kom-

mersiella teknik (2040). Simuleringen baseras på uppmätt vinddata i elprisområde 3 och 4 för perioden 2013-2016. Som det framgår av figuren så är effektförändringen mellan enskilda timmar väldigt låg, och avviker sällan mer än $\pm 10\%$. För 3-timmarsperioden och speciellt 6-timmarsperioden är avvikelser större än $\pm 10\%$ å andra sidan vanliga. Av figuren framgår också att stora effektvariationer ökar något i samtliga fall 2040 jämfört med idag (alla utfallen summerar till totalt 100%).

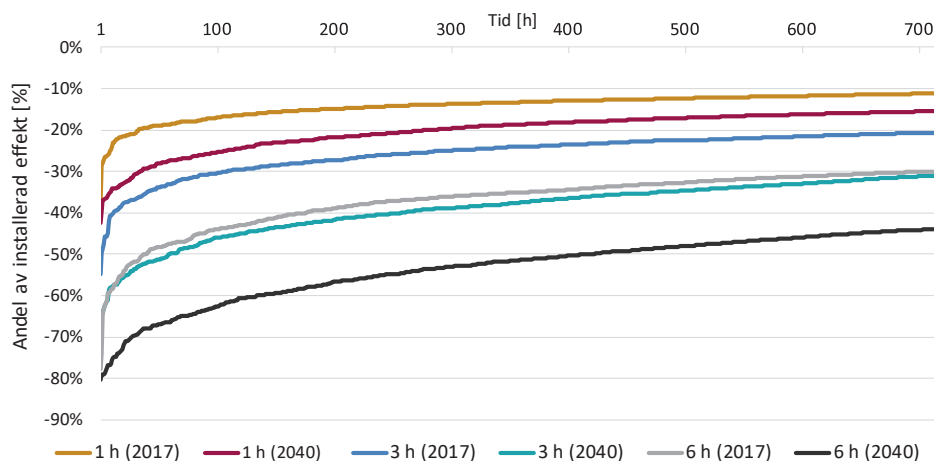


Figur 1: Effektförändring för 1-, 3-, och 6-timmarsperioder år 2017 och 2040

Effektbortfallet ökar i framtiden

Om man tittar närmare på de 720 timmar, ca 2 % av tiden för de fyra åren, med högst effektbortfall så tydliggörs skillnaderna mellan de simulerade fallen, se figur 2. Effektbortfall inom 1-timmarsperiod är lågt och den procentuella ökningen blir inte så dramatisk vid en utbyggnad med modern teknik. Noterbart är dock att ju mer vindkraft som installeras desto högre blir bortfallet i absoluta tal, dvs i an-

tal MW. Vid 3- respektive 6-timmarsperioden är effektbortfallet idag ca 50 % respektive 80 % vid enstaka tillfällen, men effektbortfall om 30 % respektive 40 % är betydligt vanligare. I framtiden ser effektbortfallen ut att öka med närmare 20%-enheter för både 3- och 6-timmarsperioden. I absoluta tal blir dock bortfallet betydligt större än idag eftersom den installerade effekten kan förväntas vara ungefär dubbelt så stor 2040 jämfört med idag.

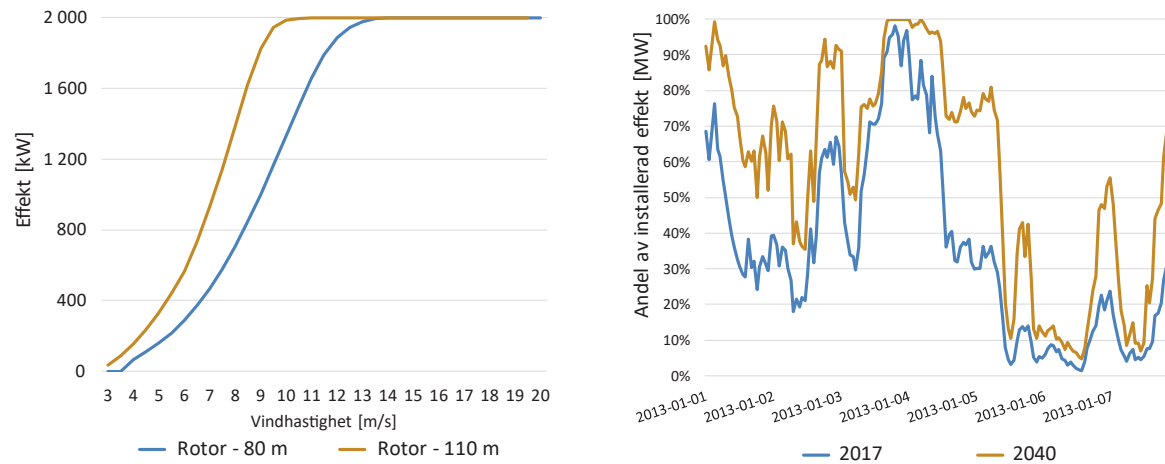


Figur 2: Vindkraftens relativa effektbortfall för de 720 timmarna med störst effektbortfall för respektive simulering.

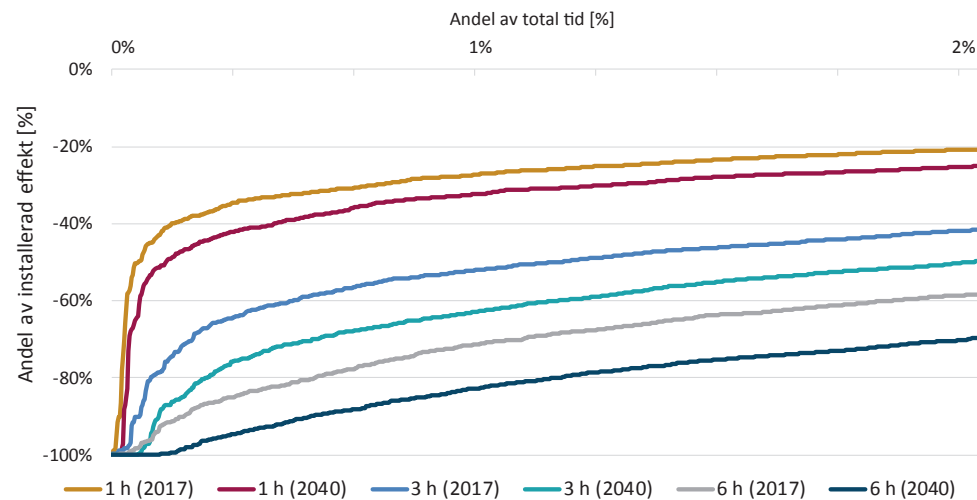
Orsaken till att effektbortfallet ökar speciellt för 3- och 6-timmarsperioderna är att de nya turbinerna har högre produktion vid låga vindhastigheter, som också leder till en högre utnyttjningstid. I Figur 3 visas, till vänster, effektkurvan för en äldre och en nyare turbin, där man ser att uteffekten stiger betydligt snabbare för den nyare turbinen med större rotor. Sedan beror det också till stor del på hur vindhastigheterna förändras över tid över större områden och dessa förändringar är vanligtvis inte så snabba. I Figur 3, till höger, visas utfallet en vintervecka där man ser att produktionen skiljer som minst vid låg produktion (blåser det inte så producerar inte heller nya turbiner) och väldigt hög produktion (då även äldre turbiner producerar för fullt).

Geografisk spridning har stor betydelse

Notera att resultaten ovan gäller för ett större område, prisområde 3 och 4, och att det ser annorlunda ut för ett mer begränsat geografiskt område. Om man ser på ett mindre område omfattande en större vindkraftpark så blir effektbortfallet betydligt mer dramatiskt, Figur 4. Orsaken är att förändringar i vindhastighet är lokala, vilket gäller både avtagande vindstyrkor och de fall turbiner stängs ned på grund av för hög vindhastighet. Detta påvisar värdet av en geografisk spridning när det gäller utbyggnad av vindkraft.



Figur 3: Effektkurva för ett äldre och en nyare turbin (tv), produktion med äldre och nyare teknik (th).



Figur 4: Vindkraftens relativa effektbortfall från en stor enskild vindkraftpark under 2% av den analyserade tidsperioden med de största effektbortfallen för respektive simulering.

Lokalt perspektiv

på eleffektfrågan

Eleffektsituationen är ansträngd i flera svenska storstäder och regioner. Utbyggnad av elnät tar mycket lång tid, främst till följd av utdragna tillståndprocesser. Svårigheterna förstärks av att elbehovet förväntas öka till följd av ökat antal invånare och nya elanvändningsområden (elbilar, datahallar, m.m.). Ytterligare en försvårande faktor är i vissa fall att existerande elproduktion i ”bristområdena” kan komma att stängas av ekonomiska skäl till följd av korta utnyttjningstider, ålder, bränsle, m.m. Det finns många åtgärder som kan användas för att underlätta situationen, men det är osäkert vem som tar ansvar för att de genomförs. I värsta fall kan flaskhalsarna i elnätet begränsa stadens utveckling och hindra tillväxt.

Den svenska elförsörjningen står inför olika typer av effektutmaningar. En av dessa är det samlade elsystemets behov av flexibilitet till följd av ökande inslag av variabel elproduktion och utfasning av planerbar elproduktion. En annan utmaning är lokala/regionala flaskhalsar i elnäten, i kombination med ökande elbehov. Här fokuserar vi på den senare av dessa – lokal ”trängsel i näten”. Denna utmaning karaktäriseras av att elförsörjningen är ansträngd relativt få timmar med särskilt högt elbehov. Under dessa timmar är spotpriset på el sannolikt högt, men inte nödvändigtvis. Det

är ju elnätsbegränsningar som skapar utmaningarna, inte elproduktionen. Därmed är det inte säkert att prissignalen förmedlar informationen om att situationen är ansträngd. Ett problem med dessa lokala nätbegränsningar är att det typiskt tar mycket lång tid för att bygga bort begränsningarna. Tillståndprocessen är ofta mycket utdragen. En osäkerhetsfaktor är att elbehovsutvecklingen är svår att förutse, särskilt vad gäller de ”nya” användningsområdena, exempelvis elektrifieringen av transportsektorn och datahallar.

I NEPP-projektet har vi studerat denna fråga med Stockholm som exempel. Det finns dock fler städer och regioner som lider av samma problematik. En studie från Pöyry (2018), *Trångt i elnäten – ett hinder för omställning och tillväxt?*, bekräftar detta och anger att *”Om näringslivets behov av anslutningar inte möts riskerar Sverige på landsbasis att behöva neka 16 000 MW nyanslutningar fram tills 2030 till en samhällsekonomisk kostnad om 150 mrd SEK om året i 2030”*.

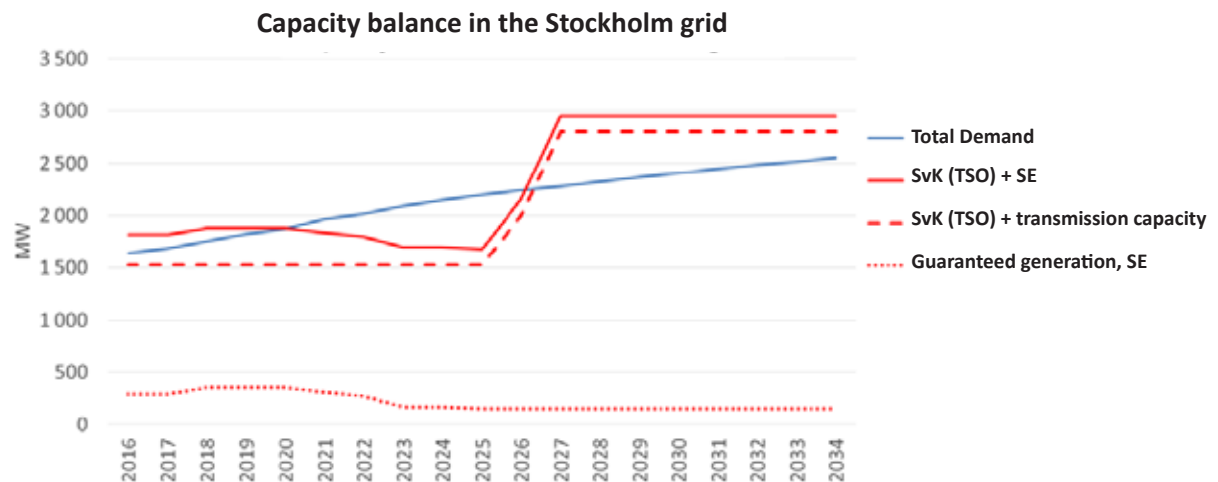
I Stockholm är situationen redan ansträngd och eldistributörens abonnemang har flera gånger överskridits. Stockholm är en tillväxtregion och eftersom det samtidigt finns flera specifika tillkommande elbehov, särskilt sådana som relaterar till elektrifiering av transporter, så kan man förvänta sig att situationen kommer att bli än mer ansträngd. Stockholms Stads exploateringskontor har dessutom fått ett brev från Svenska kraftnät med bland annat följande innehåll:

Ang samordning av samhällsviktig infrastruktur i Stockholm

Med denna skrivelse vill Svenska kraftnät fästa stadens uppmärksamhet på att ytterligare uttag av el från det överliggande stamnätet i Stockholm redan idag inte är möjligt. När Ellevio framfört önskemål om att under kommande år succesivt öka sitt uttagsabonnemang från nuvarande 1525 MW har Svenska Kraftnät därför varit mycket tydligt med att detta inte kommer att bli möjligt förrän fram emot mitten av 2020-talet och fullt önskat uttag inte nås förrän framemot 2030.

Därmed är det tydligt att kapaciteten på elinmatningen till Stockholm inte kan avhjälpas förrän tidigast i mitten av 2020-talet.

I dagsläget underlättas den ansträngda elförsörjningen av att det finns elproduktionskapacitet i Stockholm med



Figur: Effektbalans i Stockholmsnätet (Ellevio)

effektgarantier, vilket avlastar elsystemet lokalt. För flera av dessa elproduktionsanläggningar, främst kraftvärmeverk anslutna till Stockholm Exergis fjärrvärmesystem, finns dock planer på avveckling. Skälet är i flera fall dålig lönsamhet, eftersom anläggningarnas drifttid är mycket begränsad. Om dessa planer förverkligas så kan elproduktionskapaciteten i Stockholm minska med 300 MW inom fem år. Det skulle ytterligare försvåra effektsituationen i staden. Diskussioner pågår för att hitta former för hur fortsatt tillgång till denna produktionskapacitet ska kunna finansieras.

Olika åtgärder står till buds för att minska utmaningarna med lokal trängsel i elnäten. Exempel på åtgärder som kan bli aktuella för att underlätta situationen är:

- Bibehålla och/eller bygga elproduktion inom den geografiska gräns där underskott riskeras
- Överföra mer eleffekt i existerande elnätssystem
- Utnyttja existerande reservkraftanläggningar och UPS¹-er
- Laststyrning och efterfrågefleksibilitet
 - Många olika alternativ/metoder, exempelvis effektvakter, smart laddning av elfordon, stoppa viss utrustning, dra ner elvärme, stoppa värmepumpar i fjärrvärmesystem, flytta förbrukning i tiden och effekttariff för elnät
 - Lagring av el
- Generell energi- och effekteffektivisering
- Avtal om bortkoppling av last vid ansträngda perioder
- Vädja om elanvändningsminskning
- Korta ner ledtider för tillståndsprocesser
- Etablera elintensiv verksamhet på platser där flaskhalsar saknas

Ett problem med åtgärder som genomförs för att lösa problemen med lokala flaskhalsar i elnäten är att de blir avsevärt

mindre värdefulla när de aktuella nätbegränsningarna har byggts bort. Om åtgärderna är förknippade med (stora) investeringar är det alltså risk för att dessa endast kan ge ekonomisk avkastning under kort tid.

Flera av de åtgärder som lyfts fram ovan är sådana som också bidrar till att underlätta situationen med avseende på den andra av elförsörjningsutmaningarna som nämndes inledningsvis - det samlade elsystemets behov av flexibilitet till följd av ökande inslag av variabel elproduktion och utfasning av planerbar elproduktion. Därmed kan åtgärderna vara värdefulla även i en situation då nätbegränsningarna avhjälpes. Vad säger då juridiken om anslutning av elkunder i en situation med nätbegränsningar? I ett föredrag inom ramen för NEPPs storstadsstudie redovisade Svenska kraftnät vad som gäller i en sådan situation:

- I ellagen 1997:857 3 kapitlet 6 § anges följande: "Den som har nätkoncession för linje är, om det inte finns särskilda skäl, skyldig att på skäliga villkor ansluta en elektrisk anläggning till ledningen." Det finns alltså normalt en skyldighet att ansluta den som vill få tillgång till elnätet. Undantaget är om det finns "särskilda skäl".
- I ellag Proposition 1996/97:136 förtydligas detta: "Det är framförallt ledningens kapacitet som kan påverka anslutningsskyldigheten. Ledningen måste fysiskt kunna klara den överföring som önskas sedan anläggningen anslutits. [...] Koncessionshavaren skall alltså befrias från sin anslutningsskyldighet om det inte finns ledig kapacitet".

Det betyder alltså att nätföretaget (koncessionshavaren) har möjlighet att säga nej till anslutning av nya kunder om det inte finns ledig nätkapacitet.

¹ UPS = Uninterruptible Power Supply (avbrottsfri kraftförsörjning)

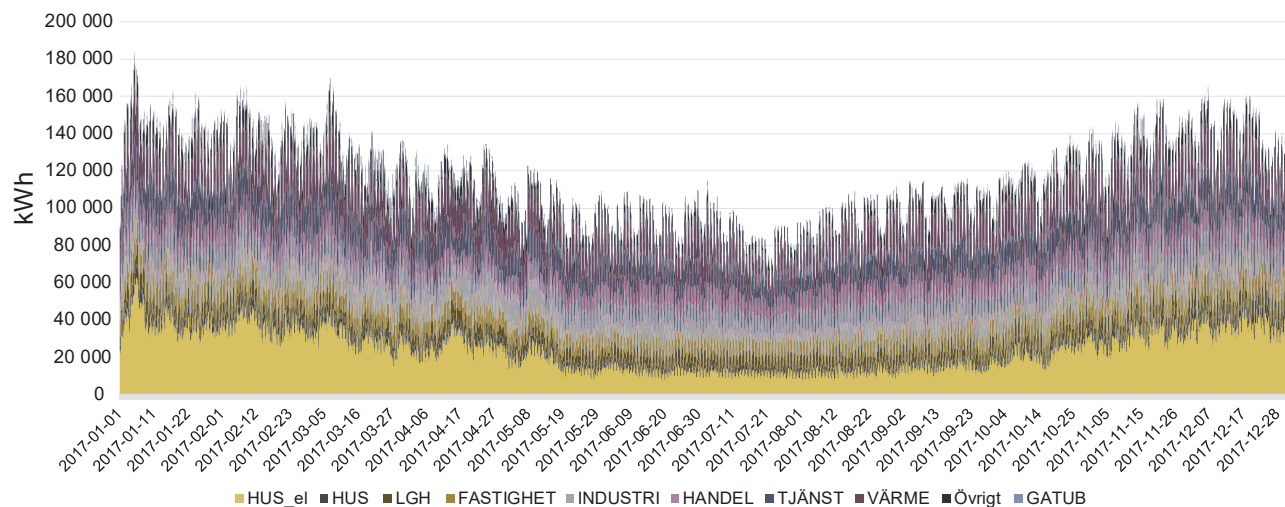
Bostadskunder påverkar nätets maxeffekt mer än andra kundkategorier

För att göra realistiska scenarier över hur efterfrågan på el kommer att förändras i Sverige i framtiden så är det väsentligt att ha kunskap om hur efterfrågan idag ser ut på timnivå i Sverige, samt vilka typer av förbrukare som driver nätets effekttoppar. Denna information finns idag, i form av mätvärden, hos alla de nätbolag som samlar in timvärden av sina kunder. För att öka kunskapen om hur efterfrågan ser ut per timme i Sverige har en pilotstudie utförts på ett nätbolag i Mälardalsområdet.

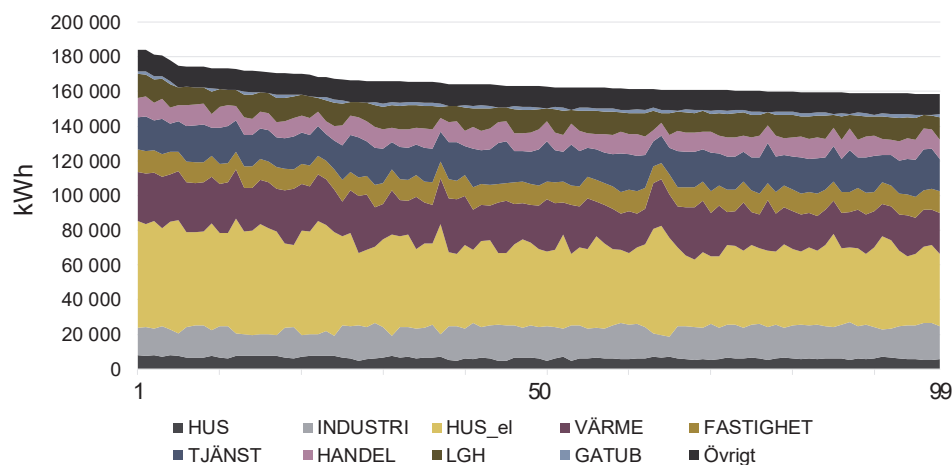
Förbrukningen i nätet uppdelat på de olika kundgrupperna visas i Figur 1 på nästa sida. I det här nätet står eluppvärmda villor (HUS el) för den största andelen av förbrukningen med 23% av årets totala energianvändning. Det går även att se att vissa av topparna i nätet, som exempelvis årets första effekttopp, återfinns hos dessa kunder. I Figur 2 visas en varaktighetsdiagram

över de 100 timmar med högst effekttuttag. Under den absoluta topplasttimmen står eluppvärmda villakunder för 33% av lasten. Detta kan jämföras med industrikunder som står för 14% av den totala förbrukningen under året men bara 9% av förbrukningen under den absoluta topplasttimmen. Eluppvärmda villor ser alltså ut att driva effekttopparna i detta nät.

EFFEKTUTMANINGEN – FÖRDJUPAD ANALYS AV VISSA VIKTIGA DELAR

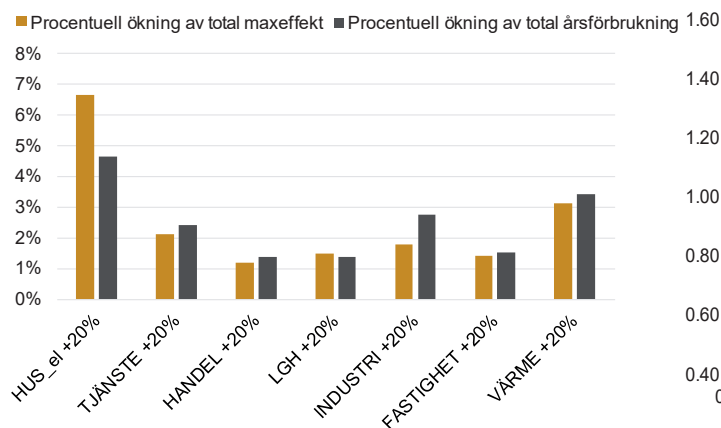


Figur 1: Förbrukningskurva uppdelad per kategori under 2017 (Källa: Sweco)
HUS_el: småhus med elvärme ; HUS: övriga småhus ; LGH: lägenheter i flerbostadshus



Figur 2: Varaktighetskurva över de 100 timmar med högst effektuttag under 2017

För att närmare studera vilka kundkategorier som driver effekttoppar i detta nät simulerades nätets profil vid en ökad användning med 20% i respektive kategori. Resultatet av simuleringarna återfinns i Figur 3 och Figur 4. Figur 3 visar den procentuella ökningen av nätets maxeffekt och ökningen i den totala förbrukningen under året vid en ökning av energiförbrukningen med 20% i respektive kategori.



Figur 3: Procentuell ökning av nätets totala maxeffekt och totala årsanvändning

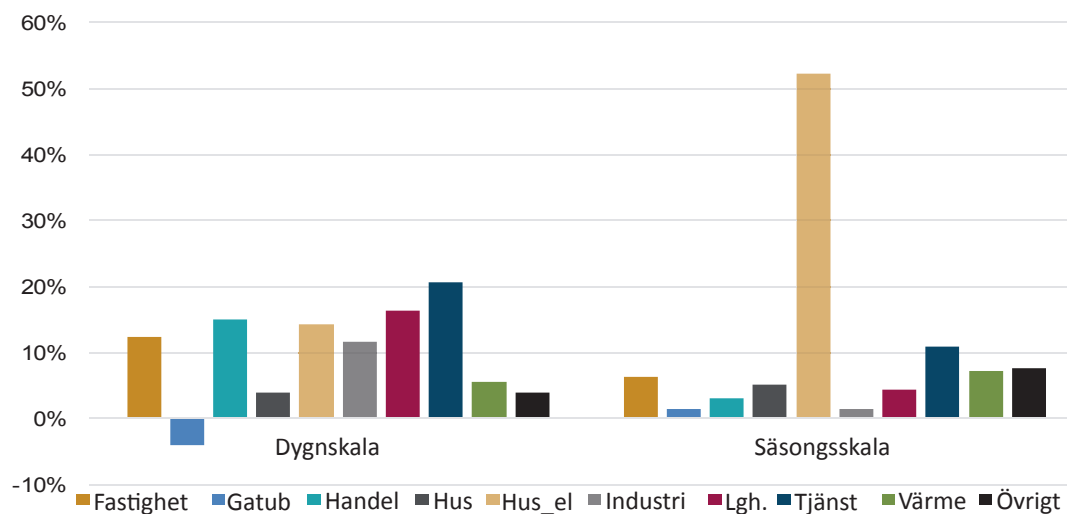
För att skapa en djupare förståelse för vilka kundkategorier som driver effekttopparna i nätet och huruvida detta beror på vilken tidsskala som studeras undersöktes det linjära beroendet mellan total förbrukning och förbrukning inom respektive kundkategori. I Figur 5 presenteras korrelationen på dygn- och säsongsskala. Korrelationer nära 100 procent

Figur 4 visar kvoten mellan ökningen i maxeffekt och ökningen av den totala årsförbrukningen. För lägenhetskunder (LGH) och kunder med eluppvärmda villor så påverkar en ökning i förbrukning maxeffekten i nätet mer än den totala årsanvändningen. Övriga kundkategorier uppvisar ett motsatt mönster: den totala årsanvändningen påverkas mer än maxeffekten i nätet.



Figur 4: Kvot mellan ökning i maxeffekt och total årsförbrukning, samt andelen av den ursprungliga totala årsförbrukningen

eller -100 procent betyder ett starkt linjärt samband mellan nätets totala förbrukningsprofil och kundgruppens aggregerade förbrukningsprofil medan helt oberoende variabler ger värdet 0 (det kan dock fortfarande finnas icke-linjära samband som ger värdet 0).



Figur 5: Korrelation mellan nätets totala förbrukning och förbrukning inom respektive kundkategori

Resultatet visar att på säsongs skala är det, precis som tidigare resultat visat, eluppvärmda villakunder som framförallt korrelerar med nätets förbrukningsprofil och alltså är den kategori som främst bygger upp nätets totala förbrukningsprofil. På dygnsskala bidrar istället de flesta kundkategorier ungefär lika mycket till nätets förbrukningsprofil. Gatubelysningen (GATUB) har en negativ korrelation, vilket betyder att den har en förbrukningsprofil som verkar i motsatt riktning mot nätets sammanlagda förbrukningsprofil. Detta eftersom gatubelysningen främst är tänd på natten när förbrukningen i nätet är låg.

Slutligen kan konstateras att timvärden och kundkategorisering är en viktig pusselbit för att förstå hur elnätets förbrukningsprofil kommer att förändras i framtiden. Att förbrukningen förändras i nätet behöver inte nödvändigtvis innebära att det krävs utrymme för större effektuttag, utan det krävs kunskap om vilken typ av kunder som tillkommer och hur deras respektive profil ser ut.

Det personberoende eleffektbehovet orsakar dygnsvariationerna

Mycket kunskap saknas ännu om hur vårt eleffektbehov är uppbyggt. Vi känner väl till det totala effektbehovet, timme för timme, såväl nationellt (stamnätsnivå) som regionalt/lokalt (regionnäts- och lokalnätsnivå). Men vi kan egentligen mycket lite om vad som bygger upp det. Det är olyckligt; inte minst nu när efterfråge- och förbrukarflexibilitet blir alltmer aktuellt. För att fullt ut kunna förstå och utnyttja denna flexibilitet/respons hos oss kunder, måste vi först förstå vårt effektbehov mycket mer i detalj.

Redan i NEPP:s föregående etapp började vi forskningsarbetet med att bryta ner eleffektbehovet i dess delar. I denna andra etapp av projektet fortsätter vi det arbetet. I figuren på nästa sida ges en första mycket preliminär fördelning på förbrukarsektorer, såsom vi är vana att dela upp användningen i vår statistikredovisning.

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

I figuren, som är hämtad från en Energimyndighetsundersökning från 2007 av 400 hushåll (STEM 2008), kan vi se vad som bygger upp effektbehovet för hushållselen. 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”, om man så vill).

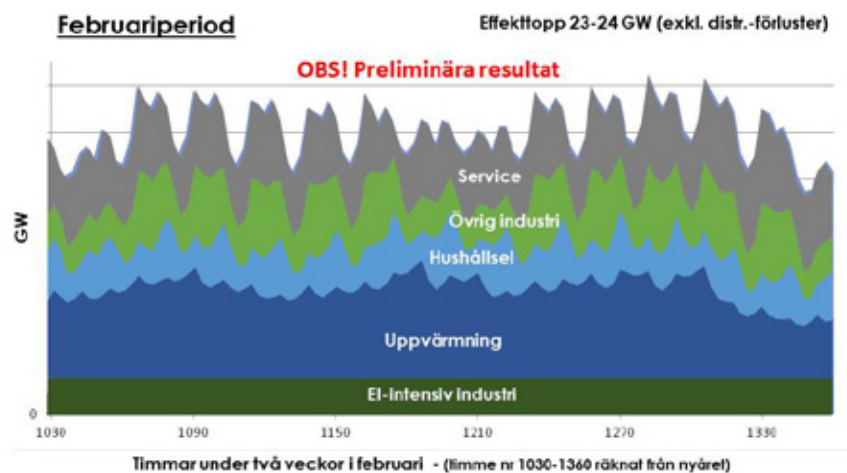
Om vi på motsvarande sätt delar upp eleffektbehovet för alla de olika förbrukarsektorerna i Sverige, får vi nedanstående figur. Vi kan då dra (minst) två slutsatser:

- Den apparat- och maskinberoende delen av effektbehovet är större än den personberoende. Det är också denna del

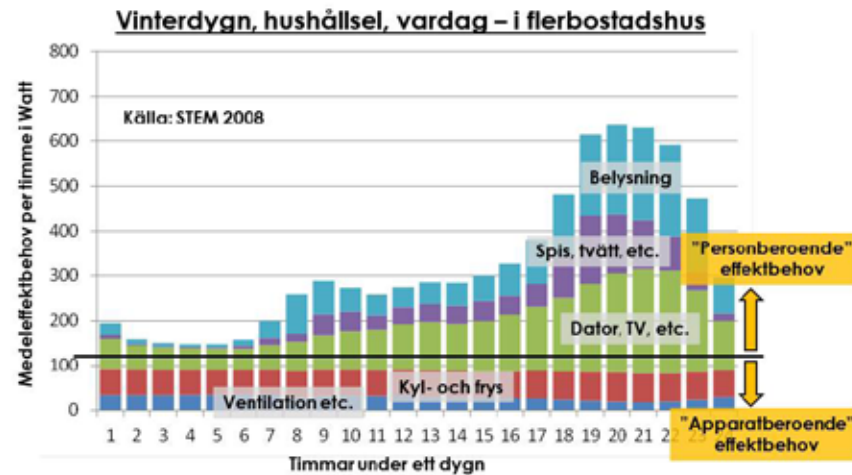
av effektbehovet som är lättast att "styra" ner/upp vid behov.

- 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.

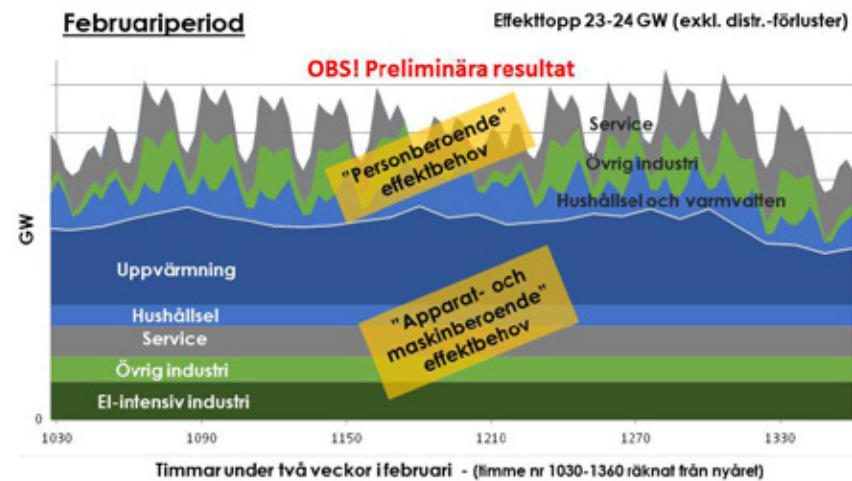
Båda dessa slutsatser är mycket värdefulla insikter, när vi ska jobba vidare med analyserna av förbrukarflexibilitet och efterfrågerespons.



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



Figur 2: Medeleffektbehovet för hushållsel under ett vinterdygn i ett genomsnittsflerbostadshus i Mellansverige. Figuren är (ungefärligt) uppdaterad utifrån statistik från 2007, och ska därför betraktas som *mycket preliminär*.



Figur 3: Det totala eleffektbehovet i Sverige idag under två februariveckor, uppdelat på förbrukarsektorer och på en "personberoende" och en "apparat- och maskinberoende" del. Figuren bygger ännu på statistik från olika år, och ska därför betraktas som *mycket preliminär*.

Den personberoende delen av eleffektbehovet ökar

I NEPP:s analyser av eleffektbehovet har vi gjort en uppdelning i en personberoende och en apparat- och maskinberoende del. Det är den personberoende delen som står för – i stort sett – hela dygnsvariationen av effektbehovet. Idag utgör den personberoende delen som mest 45% av effektbehovet under de kallaste vinterveckorna. Denna andel kommer med all sannolikhet att öka i framtiden, och i ett läge efter 2040 kan den personberoende delen mycket väl vara över 50% av det totala effektbehovet.

I tidigare NEPP-arbeten har vi kunnat konstatera att den apparat- och maskinberoende delen av effektbehovet idag är större än den personberoende. Det är samtidigt den apparatberoende delen av effektbehovet som är lättast att ”styra” ner/upp vid behov. Det är dock, nästan uteslutande, den personberoende delen av effektbehovet som står för hela dygnsvariationen av effektbehovet. Denna del är svårstyrd, eftersom den kräver förändringar av våra personliga vanor och beteenden.

Den framtida utvecklingen av elanvändningen, såväl energisom effektbehovet, påverkas av ett antal viktiga faktorer. Energieffektiviseringen är den enskilt viktigaste påverkansfaktorn på elanvändningen, och den påverkar naturligtvis elanvändningen nedåt. Befolkningsökning, ekonomisk utveck-

ling (BNP), strukturförändringar och teknikgenombrott är de faktorer som tydligast påverkar elanvändningen uppåt.

Sammantaget ger dessa påverkansfaktorer en utveckling av elanvändningen enligt 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.

Genom minskningen av elanvändningen för uppvärmning minskar också den apparatberoende delen av effektbehovet. Det minskar också möjligheten till efterfrågeflexibilitet riktat

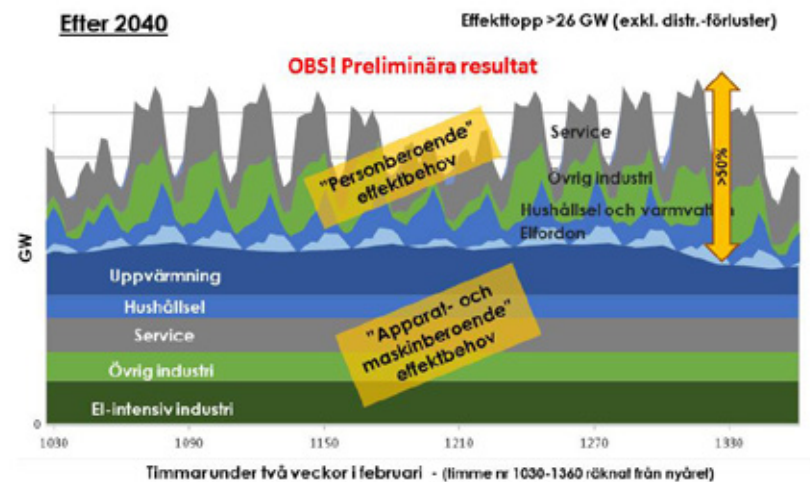
till eluppvärmningen. Ökningen av elanvändningen i service- och industrisektorerna (exkl. energiintensiv industri) ger tydligare genomslag i den personberoende delen, än i den apparat-/maskinberoende delen av effektbehovet. Slutligen ger den kraftiga introduktionen av elfordon (cirka 7 TWh/år 2050) en ytterligare påkänning på effektbehovet, trots att vi i figuren nedan utgått från att s.k. smarta laddningsstrategier utnyttjas i hög grad. Elbilar kan dock också reducera påkänningen i elsystemet genom att under ansträngda perioder mata in effekt.

Referensscenario för elanvändningens utveckling

Den framtida utvecklingen av effektbehovet följer det referensscenario för elanvändningens utveckling som togs fram i NEPP:s första etapp (källa: NEPP:s temabok om

elans användning, 2015). Det scenariot baseras företrädesvis på officiella prognoser och antaganden om utvecklingen av ett *totala 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 viktiga lärdomar från historien och de olika påverkansfaktorernas utveckling fram tills idag utnyttjades för scenariot. Den resulterande utvecklingen i referensscenariot visar – i enlighet med dessa påverkansfaktorers utveckling – på en ökande elanvändning till 2030, 2040 och 2050.

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



Figur: Det totala eleffektbehovet i Sverige under två februariveckor, uppdelat på förbrukarkategorier och på en "personberoende" och en "apparat- och maskinberoende" del. Figuren visar nuläget efter år 2040 (i ett av NEPP:s referensfall). Figuren bygger ännu på statistik från olika år, och ska därför betraktas som *mycket preliminära*.

Elfordonens roll för effektbehovet i elsystemet

– På sikt handlar det om flera tiotals GW

I takt med att antalet elfordon ökar, ökar också effektbehovet i elsystemet. Vi har analyserat ett scenario med 3,8 miljoner elfordon i Sverige. Beroende på hur stort genomslaget av smarta laddstrategier blir, kan effektbehovet då bli alltifrån en handfull GW upp till flera tiotals GW. Samtidigt kan vi konstatera att alla dessa elbilsbatterier har en stor inneboende potential att bidra till effekthållningen, om elsystemet får tillgång till fordonens batterikapacitet.

Sedan 2017 har vi en klimatlag i Sverige med ett mål om att utsläppen från inrikes transporter ska minska med 70 % till år 2030 jämfört med 2010. En viktig del i detta mål är att andelen elbilar ökar i den svenska fordonsflottan. Antalet elfordon utgör idag en mycket liten andel av den svenska fordonsflottan (mindre än 1%), men i takt med att antalet elfordon ökar, om än från en mycket låg nivå, uppkommer frågor om hur en ökad andel elfordon på sikt kommer att påverka elsystemet, både på lokal, regional, nationell och internationell nivå.

Ett ökat antal elfordon ökar det totala elbehovet, men problemet med en elektrifiering av transportsektorn ligger främst i att elsystemets toppbelastning kan komma att öka eller att nya effekttoppar i elsystemet skapas, beroende på när på dyg-

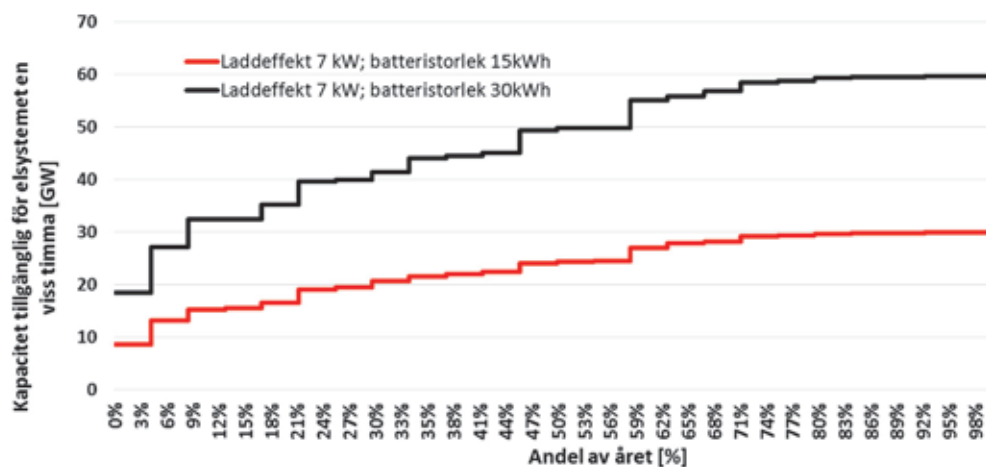
net elen används och hur mycket el som då används. Å andra sidan kan elfordonens batterier också utnyttjas för lagring av el genom att batterierna laddas vid tillfällen av låg nettolast och sedan, med s.k. vehicle-to-grid-teknik (V2G), återmatas tillbaka till nätet vid hög nettolast. En elektrifiering av transportsektorn kan därmed påverka elsystemet både med avseende på energi och effekt samt på ett sätt som antingen leder till en stor eller en liten påverkan på effektbehovet.

Tidskalan som elbilar kan bidra med flexibilitet är relativt omfattande inom dygnet där elbilen skulle kunna "låna ut" batteriet till elsystemet under den tid när den befinner sig parkerad mellan två körningar. Statistik visar att med dagens körmönster så är bilar parkerade mer än 95% av tiden.

Chalmers har modellerat effekten av en stor andel elbilar i det svenska elsystemet (3,8 miljoner elbilar, dvs. 60 % av dagens personbilsflotta). Studien har tillämpat en kostnadsminimerande investeringsmodell och en kraftförsörjningsmodell av elsystemet genom vilka det visas hur laddning av elfordon och lagring av el i elbilsbatterier kan minska effekttopparna i elsystemet. I studien har körmonster från ca 430 bilar i Västra Götaland använts för att representera individuella körprofiler i modellerna (enligt dagens körmonster, utan hänsyn till eventuella autonoma fordon som kan komma på längre sikt). Givet vissa antaganden så visar studien att 3,8 miljoner elbilar i Sverige ger en ökning av elbehovet med ungefär 11 TWh och en batterikapacitet som uppgår till ca 114 GW (givet ett antagande om 30 kWh per batteri). Om inte smarta laddstrategier utnyttjas i stor utsträckning, och många av dessa fordonsägare laddar sina batterier vid samma tidpunkt på dygnet, kan det innebära att effektbehovet i elsystemet ökar med flera totals GW.

Samtidigt kan vi konstatera att alla dessa elbilsbatterier har en stor inneboende potential att bidra till effektreserven, om elsystemet får tillgång till fordonens batterikapacitet. Detta är ett faktum oavsett om de laddats med eller utan smarta laddstrategier.

Figuren visar den maximala kapaciteten som finns tillgänglig i batterierna under årets alla timmar i prisområde SE3, enligt Chalmers modellering. Även i ett fall med en batteristorlek på 15 kWh (motsvarar ungefär dagens plug-in hybrider) finns en tillgänglig effekt på 9-30 GW och med ett 30 kWh-batteri hela 18-60 GW. Detta är en mycket stor kapacitet (även under de timmar då flest bilar är ute och kör) med tanke på att netto-lasten i prisområde SE3 maximalt ligger på cirka 18 GW. Den maximala, tillgängliga kapaciteten beror naturligtvis på gjorda antaganden om antalet elbilar i fordonsflottan, laddningseffekt och batterikapacitet, men även – och det är en mycket stor osäkerhet för dessa resultat – i vilken utsträckning som fordonsägare är villiga att delta i effektreserven.



Figur: Aggregerad kapacitet tillgänglig i batterierna för fordonsflottan vid 60% elbilar i SE3 (dvs. 2 miljoner elbilar) en specifik timma. Sorterad från timmen med lägst till högst kapacitet tillgänglig. Hänsyn har tagits till olika individuella körmonster.

I vilken utsträckning som dessa bilar blir tillgängliga för elsystemet beror dessutom på utbyggnaden av laddinfrastruktur i exempelvis parkeringshus och på allmänna parkeringsplatser. Höga elpriser eller automatisk laststyrning kan vara två sätt att påverka laddningsbeteende hos elbilsägare för att undvika laddning under timmar med hög nettolast, samt göra fordonets batteri tillgängligt under höglasttider.

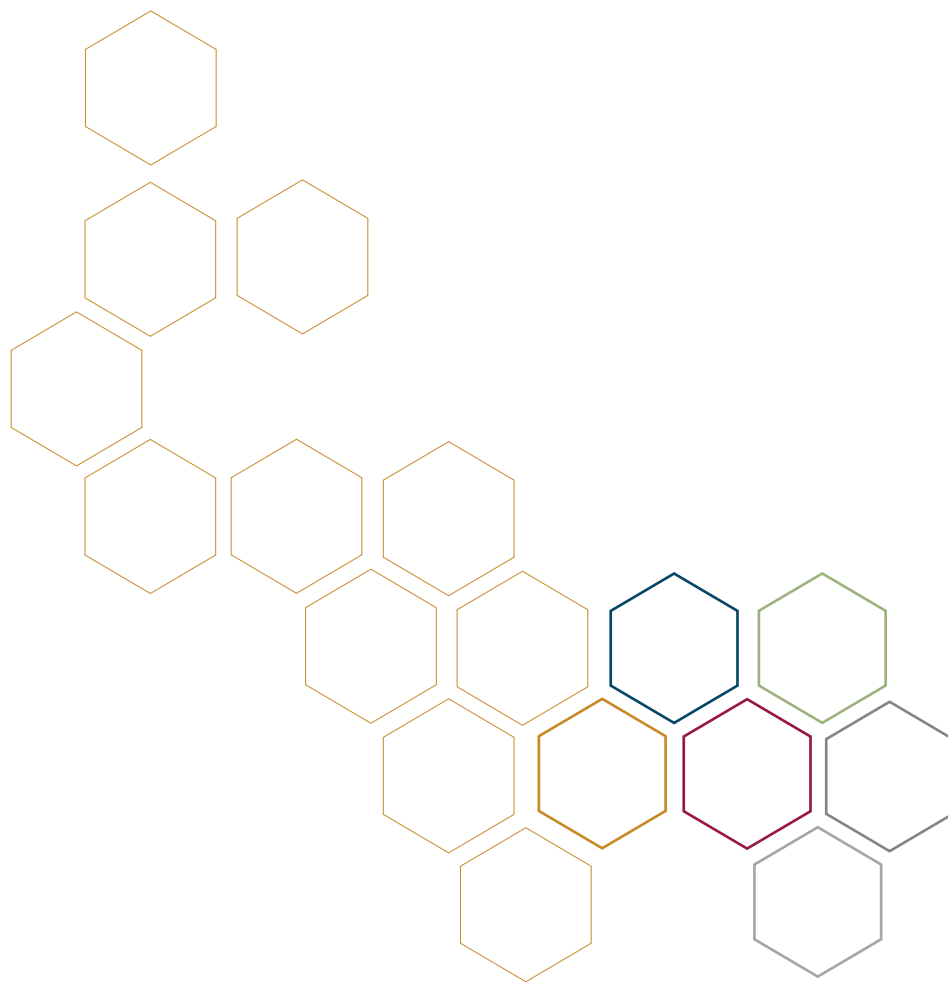
En optimerad laddning av elbilar (dvs. styra laddning mot timmar med låg belastning) kan hjälpa till att minska behovet av toppeffekt i elsystemet och V2G skulle därmed kunna bidra med systemnyttor till elsystemet i form av:

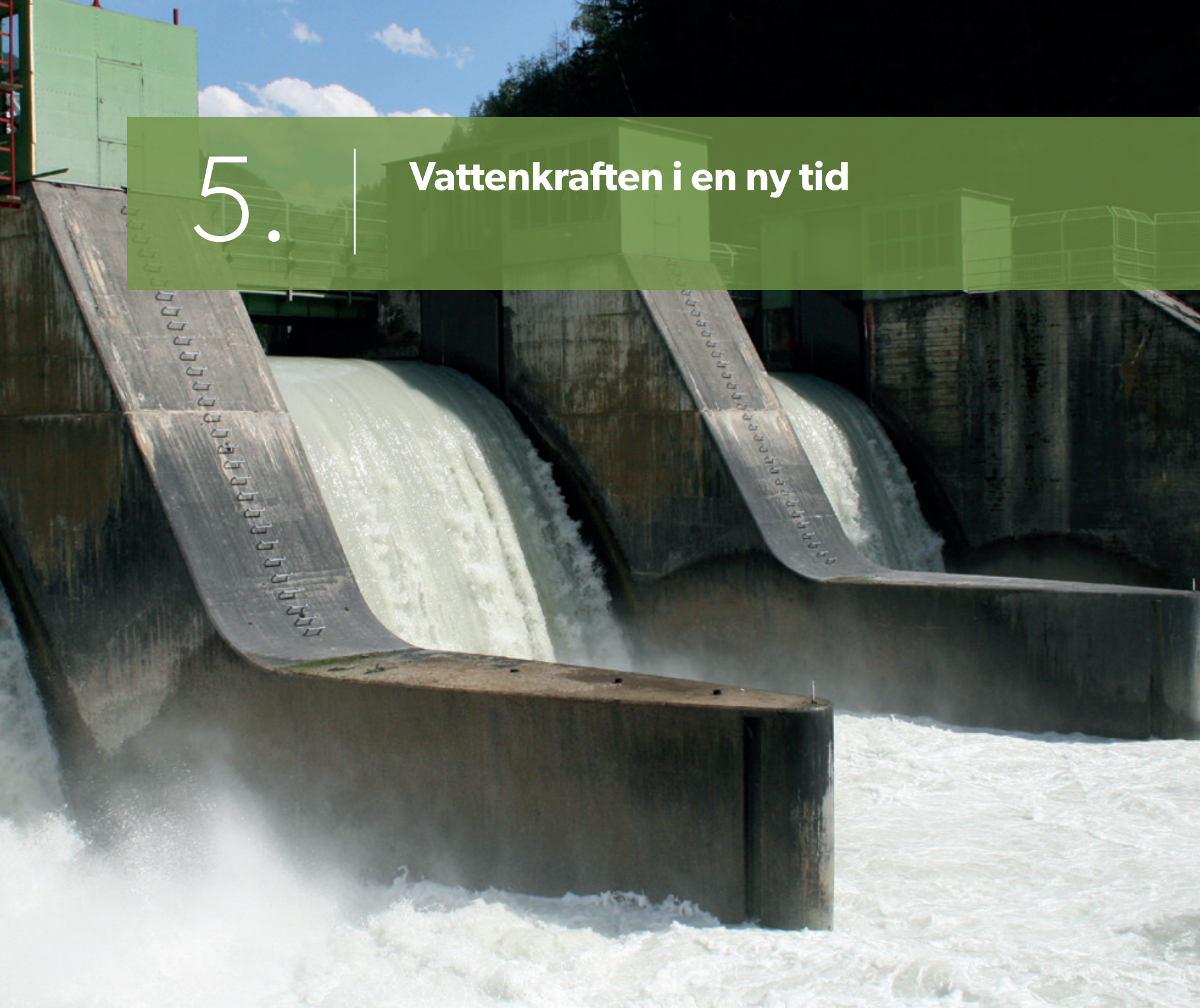
- Leverera el från elbilsbatterier vid effekttoppar i elsystemet
- Reducera behovet av snabb upp- och nedreglering av termisk kraftproduktion
- Bidra till effektreserven

NEPP:s högelscenarier visar att det ökade elbehovet från bl.a. elfordon i Sverige huvudsakligen möts av en ökad investering i sol- och vindkraft, men också av investeringar

i reglerbar kraft, bl.a. gasturbiner som körs ett antal hundra timmar per år. Om elfordonen kan utnyttjas för att bidra till effekthållning kan de minska behovet av termiska kraftverk i det nordeuropeiska elsystemet genom optimerad laddning av elbilar och möjligheten till V2G. Teoretiskt skulle elfordonen kunna minska behovet av reglerbar kraftproduktion avsevärt. Därmed minskas också den totala investeringskostnaden per producerad energi- och effektenhet i elsystemet. Modelleringar inom elprisområde SE3 visar också på att en optimerad laddstrategi minskar toppeffekten i prisområdet jämfört med ett scenario utan elbilar. Det kan vara värt att notera att det under vissa dagar kan vara optimalt att ladda elfordon även dagtid på grund av hög vindproduktion och därmed låg nettolast.

Potentialen för huruvida fordonsflottan kommer att kunna bidra med flexibilitet över tid, ett eller ett par dygn beroende på körmönster och batteristorlek, beror i framtiden på dimensioneringen av batteristorlek i förhållande till det dagliga körbehovet och utbyggnad av laddinfrastruktur på offentliga platser.





5.

Vattenkraften i en ny tid



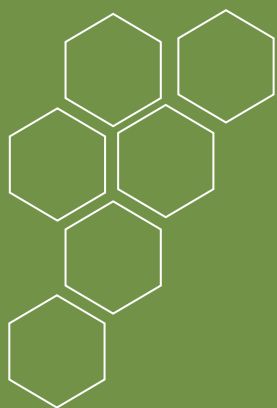
IDAG BEFINNER SIG VATTENKRAFTEN I EN NY TID med tydliga målkonflikter.

Krav på moderna miljövillkor för vattenkraftsanläggningar i syfte att minska vattenkraftens nuvarande och historiska påverkan på ekosystemen står mot en ökad efterfrågan av vattenkraftens effekt- och reglerbidrag. Som en följd av Sveriges ambitiösa klimatpolitik, med målet om nettonollutsläpp av växthusgaser år 2045, och ett energisystem som går mot en allt högre grad av icke-planerbar elproduktion, ökar vattenkraftens betydelse för det framtida energisystemet.

På grund av detta är vattenkraftens förutsättningar i förändring. Den 1 januari 2019 trädde lagförändringar i kraft som innebär att vattenkraftverkens miljötillstånd ska omprövas enligt en nationell plan i syfte att just hantera målkonflikten mellan förbättrad vattenmiljö och tillgång till vattenkraftsel. Ändringarna bottnar i energiöverenskommelsen från 2016. Enligt den spelar vattenkraften en central roll för att Sverige ska fortsätta att kunna ha ett robust och leveranssäkert elsystem. Det finns dock samti-

digt en enighet kring att vattenkraftverken ska styras av moderna miljövillkor, vilket kan motverka de möjligheter man nu från politikens sida öppnar för. Senast den 1 oktober 2019 ska ett förslag till den nationella planen enligt vilken vattenkraftverkens miljötillstånd ska omprövas läggas fram av Havs- och vattenmyndigheten tillsammans med Energimyndigheten och Svenska Kraftnät. Därefter ska planen beslutas av regeringen. Under våren kommer också beslut tas vad gäller Vattenmyndigheternas förslag till nya miljökvalitetsnormer, ett beslut man har skjutit fram efter den kritik som riktats mot de förslag som lades fram under 2018.

Det är vid detta vägskäl vi nu står: en framtid där vattenkraften kommer att ges möjlighet att spela en större roll och skapa incitament för branschen att våga investera i effekthöjningar eller en framtid där skärpta miljödomar riskerar att minska möjligheterna att använda vattenkraftens reglerbidrag genom de åtgärder som krävs för att kompensera för vattenkraftens påverkan på ekosystemen.



Sammanfattning

- Vattenkraften befinner sig i en ny tid med tydliga målkonflikter, där krav på moderna miljövillkor måste avvägas mot ökad efterfrågan av vattenkraftens produktions- och reglerbidrag.
- Den politiska enigheten kring vattenkraftens betydelse är stor, men dagens vattenförvaltning riskerar att hämma utvecklingen av vattenkraften.
- Det behövs en större tydlighet gällande vattenkraftens centrala roll i elsystemet från politiker och myndigheter.
- Det finns en stor potential för effekthöjning i svensk vattenkraft, vilket skulle öka flexibiliteten i elsystemet.
- Vattenkraften kan bidra till att hantera både produktionsöverskott, genom en lägre minimiproduktion när vind och sol producerar som mest, då vatten kan magasineras för att användas under perioder då vind och sol har låg produktion.
- Nätproblematik kan uppstå till följd av effekthöjningar i de enskilda verken.
- En utökad flexibilitet i vattenkraften hjälper till att hantera fluktuationerna i den förnybara produktionen på vecko- och säsongsnivå.
- Simulering av vattenkraftutbyggnad i Skellefteälven visar värdet av effekttökning i kraftverken.

Vad talar för och mot en förbättrad situation för vattenkraften?

Vattenkraften befinner sig i en tid med betydande målkonflikter. Sett utifrån ett energi- och elsystemsperspektiv har vi här sammanfattat det som talar för respektive mot en förbättrad situation för vattenkraften och dess roll i elsystemet.

Vad talar **för** en förbättrad situation för vattenkraften?

- Den politiska enigheten kring vattenkraften och dess betydelse för elsystemet är stark, varför det är mindre sannolikt att de storskaliga vattenkraftverken åläggs villkor som negativt påverkar deras produktions- och reglerbidrag.
- Det av Havs- och vattenmyndigheten och Energimyndigheten framtagna begränsande planeringsmålet om ett högsta anspråkstagande för miljöåtgärder på nationell nivå av nuvarande elproduktion från vattenkraften om 2,3 % (motsvarande ca 1,5 TWh under ett normalår) ligger fast.
- Den nya lagstiftningen innebär att man i prövningar ska ha ett nationellt helhetsperspektiv med avvägningar mellan behovet av åtgärder som förbättrar vattenmiljön och behovet av en nationell tillgång till vattenkraftsel.
- De möjligheter att ställa mindre stränga krav som följer av EU-rätten till förmån för samhällsnyttiga verksamheter ska utnyttjas fullt ut.
- Man inför även möjligheten att kunna lyfta frågan om felaktiga klassningar eller normer till Vattenmyndigheterna vid en prövning.
- Energimyndigheten har lagt ett förslag om riksintresseförklarande av de verk som tillhör den storskaliga vattenkraften.
- Flera tunga remissinstanser har motsatt sig de förslag till Miljökvalitetsnormer (MKN) som Vattenmyndigheterna skickade ut till samråd under hösten 2018, och beslut gällande förslagen har skjutits framåt i tiden.

Vad talar **mot** en förbättrad situation för vattenkraften?

- Högt ställda krav på moderna miljövillkor och tillstånd enligt miljöbalken.
- Många vattenkraftverk inom Klass 1 kommer till följd av myndigheternas förslag gällande fiskvägar och/eller reglerad minimitappning i torrfåror förlora både produktions- och reglerbidrag.
- Vattenmyndigheternas förslag till MKN för kraftigt modifierade vattenförekomster kopplat till vattenkraftverk avviker kraftigt från det begränsande planeringsmålet, sammantaget skulle samtliga föreslagna åtgärder inom vattenkraften enligt samrådsunderlaget kunna innebära en produktionsförlust om drygt 6,5 TWh per år respektive en procentuell förlust i reglerförmåga om mer än 25 %.

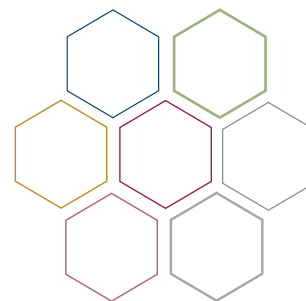
Nationell plan för omprövning av vattenkraften

Den nya lagstiftningen som trädde i kraft 1 januari 2019 innebär att ägare till vattenkraftverk som saknar moderna miljövillkor för verksamheten ska ansöka om tillstånd enligt miljöbalken. Omprövningarna av dessa verksamheter kommer att kunna ske via en nationell plan för miljöprövning eller genom att man ansöker om prövning direkt genom mark- och miljödomstolen.

Energimyndigheten, Svenska kraftnät tillsammans med Havs- och vattenmyndigheten har ansvaret för att ta fram förslaget till den nationella planen i samverkan med relevanta aktörer. Detta arbete pågår i skrivande stund, och förslaget ska lämnas till regeringen senast 1 oktober 2019. Planen ska ha ett nationellt helhetsperspektiv och vara vägledande för miljöprövningarna och vattenförvaltningen. Utgångspunkten för den nya lagstiftningen och den nationella planen är att vattenkraftverken ska omprövas i ett sammanhang, utifrån vattendrag och huvudavrinningsområden, och planen ska avväga behovet av åtgärder som förbättrar vattenmiljön och behovet av nationell tillgång till elproduktion och reglerförmåga. Detta innebär att planen ska bekräfta planeringsmålet i den nationella strategin om ett högsta anspråkstagande för miljöåtgärder på nationell nivå av nuvarande elproduktion från vattenkraften motsvarande 2,3 % (motsvarande 1,5 TWh). Planen ska inte heller medföra en väsentlig påverkan på vattenkraftens reglerförmåga i elsystemet, framförallt vill man säkra de 255 mest betydelsefulla kraftverken för reglerkraft. Utöver detta

ska planen säkerställa största möjliga miljönytta i enskilda prövningar samt att såväl miljöbalkens som relevanta EU-krav efterlevs.

En viktig del i arbetet med att ta fram den nationella prövningsplanen är att hitta en metodik för att bedöma vattenkraftens nyttor i syfte att bibehålla vattenkraftens viktiga roll som reglerresurs i elsystemet när miljötillstånden omprövas. Fokus ligger på att definiera hur stora energisystemförluster som kan tillåtas och försöka att kvantifiera hur en miljöåtgärd påverkar reglerbidraget.



Miljörättsliga aspekter kring effekt- höjning i vattenkraftverk inom klass 1

– Bedömningar från två NEPP-rapporter

Inom ramen för NEPP har det gjorts två genomlysningar av vad befintlig och ny miljölagstiftning innebär och kan komma att innebära vad gäller möjligheterna till effektutbyggnad i vattenkraften. Enligt analyserna finns det mycket som talar för att flertalet av de storskaliga vattenkraftverken enligt Klass 1 kommer att klara omprövningen för moderna miljövillkor med rimliga åtgärder. Dessa åtgärder kommer troligen inte att på ett avgörande sätt påverka möjligheten till effektökning.

Sveriges vattenkraftverk delas in i tre klasser, där klass 1 omfattar 255 kraftverk som tillsammans svarar för 98 % av totalt installerad effekt i vattenkraft och vilka står för 98,3 % av vattenkraftens reglerbidrag på årsbasis.

Utgångspunkten för den nationella strategin från 2016, som gemensamt togs fram av Energimyndigheten, Svenska Kraftnät och Havs- och vattenmyndigheten, är att vattenförekomster med kraftverk inom Klass 1 ska utgöra s.k. Kraftigt modifierade vatten (KMV) med undantag i form av mindre stränga krav, då det är nödvändigt för att bibehålla dessa kraftverks reglerbidrag och elproduktion.

I flertalet fall avseende Klass 1-verk bedöms det enligt NEPP:s genomlysning av lagstiftningen vara möjligt att få ändringstillstånd till effektökning enligt liknande principer och samma överväganden som gjordes inom tillståndsärendena för kraftverken Lasele och Långbjörn under 2017. Vattenmyndigheternas förslag om miljökvalitetsnormer bedöms inte ha förändrat denna uppfattning i det avseendet. Självfallet blir omständigheterna i de enskilda fallen avgörande för om tillstånd ges eller ej samt vilka eventuella åtgärder som krävs. Många vattenkraftverk inom klass 1 kommer också att förlora produktionsförmåga och reglerkraft till följd av Vattenmyndigheternas framlagda förslag till miljökvalitetsnormer som innebär att man ska anordna fiskvägar och/eller reglerad minimitappning i torrfårar. Det

blir således än mer angeläget att få till stånd effekthöjningar i befintliga verk.

I december 2016 beslutade de fem vattendelationerna inom Vattenmyndigheterna att förklara totalt 658 ytvattenförekomster som KMV på grund av vattenkraft. Dessa KMV påverkas av sammanlagt 247 kraftverk och dammar varav 179 tillhör Klass 1 (dvs. totalt omfattande 255 kraftverk). Vattenförekomsterna kring 79 Klass 1-verk är således för närvarande klassade som s.k. *naturliga vatten*, där God Ekologisk Status krävs. Vattenförekomsterna kring de 179 kraftverken fick vid det dåvarande beslutet miljö kvalitetsnormen God Ekologisk Potential, att uppnås senast år 2027.

I Vattenmyndigheternas samrådsunderlag från 2018 föreslogs dock att endast 460 KMV av de totalt 658 KMV-klassade vattenförekomsterna som är knutna till Klass 1-verk ska få undantag i form av mindre stränga krav, dvs miljö kvali-

tetsnormen *Måttlig Ekologisk Potential* eller sämre senast år 2027. Resterande 198 KMV föreslås även fortsättningsvis ha *miljö kvalitetsnormen God Ekologisk Potential*. En uppskattning är att ca två tredjedelar av redan KMV-klassade Klass 1-verk har fått mindre stränga krav.

I detta sammanhang kan det lyftas att man i den nya lagstiftningen har infört möjligheten att kunna väcka frågan om felaktiga klassningar eller normer till Vattenmyndigheterna vid en prövning. Vid oenighet kommer myndigheten genom den nya lagstiftningen ha en skyldighet att lyfta frågan till regeringen för avgörande. Regeringen kan då besluta att ändra miljö kvalitetsnormerna. Det återstår att se hur detta kommer att hanteras.

Lagändringar och principer relevanta för vattenkraftverk enligt Klass 1

Den 12 april 2018 överlämnade regeringen till riksdagen propositionen 2017/18:243 "Vattenmiljö och vattenkraft" som den 13 juni antogs av riksdagen. Lagändringarna gäller från 1 januari 2019. I detta avsnitt sammanfattar vi den genomlysning av de ändringar som nu gjorts i Miljöbalken. Kursiv text är hämtat ur propositionen och kommenteras i ej kursiv text.

Miljöbalken trädde ikraft den 1 juli 1999, vilket innebär att huvuddelen av Klass 1-verken ej kan anses ha moderna miljövillkor.

Verksamheter med koppling till produktion av vattenkraftsel ska förse med moderna miljövillkor genom omprövning enligt en särskild omprövningsbestämmelse.

Nya paragrafer införs i 24 kap. Miljöbalken. Omprövningen för moderna miljövillkor kan initieras antingen av tillståndsinnehavaren eller i vissa fall av Kammarkollegiet, Havs- och vattenmyndigheten eller länsstyrelsen.

I fråga om avvägningar mellan behovet av en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel och behovet av vattenmiljöförbättrande åtgärder ska prövningen ske utifrån ett nationellt helhetsperspektiv som kommer till uttryck i en nationell plan som också anger vilka verksamheter som omfattas av planen, vilka verksamheter som bör prövas i ett

sammanhang och när prövningen senast bör ha påbörjats. I det enskilda fallet görs en bredare prövning där hänsyn tas till en anläggnings betydelse för det regionala och lokala energisystemet, andra verksamheter, andra berörda och andra miljönyttor.

Som huvudregel får en verksamhet bedrivas utan att ha moderna miljövillkor till dess det är dags för prövning enligt den nationella planen.

En verksamhet som får vänta med att skaffa moderna miljövillkor kan få ändringstillstånd som sedan ska omprövas i samband med att hela verksamheten omprövas för moderna miljövillkor.

Detta innebär t.ex att en ansökan om effektökning i ett vattenkraftverk kan göras i avvaktan på omprövning enligt den nationella planen. Vid en sådan prövning får tillståndet avgränsas till att enbart avse ändringen, dvs utifrån de miljö-

konsekvenser som själva effekttökningen skulle ge och inte från helheten. Detta motsvarar den möjlighet som finns idag med nu gällande lagstiftning för vattenverksamhet.

Berörda myndigheter ska få i uppdrag att ta fram vägledning för hur en miljöanpassning av vattenkraften kan ske på ett kostnadseffektivt sätt i förhållande till eftersträvd miljönytta, i syfte att säkra en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel.

Den nationella planen för moderna miljövillkor blir vägledande för vattenförvaltningen i frågor som rör vilken översyn av klassificeringar och miljökvalitetsnormer som behövs för att tillgodose planens syfte att i ett nationellt perspektiv åstadkomma största möjliga nytta för vattenmiljön och en effektiv tillgång till produktion av vattenkraftsel

De myndigheter som ansvarar för förvaltningen av kvaliteten på vattenmiljön kommer att bli skyldiga att utnyttja de möjligheter till undantag och lägre ställda krav som ramdirektivet för vatten möjliggör.

Denna "skyldighet" regleras inte i de ändringar i Miljöbalken som nu beslutats. Däremot fanns i promemorian från 2017 ett förslag till ändringar i Vattenförvaltningsförordningen som kan anses skapa skyldighet för Vattenmyndigheterna att utnyttja möjligheterna till undantag och lägre ställda krav. Detta åstadkoms genom att förordningstexten i berörda paragrafer ändras från idag "Vattenmyndigheten **får** besluta..." till "Vattenmyndigheten **ska** besluta...".

Om utredningen i den enskilda prövningen ger anledning anta att det finns förutsättningar för att i fråga om det vatten som påverkas av verksamheten ändra en statusklassificering eller miljökvalitetsnormer så att det blir möjligt att ställa rimliga miljövillkor, ska domstolen hämta in ett yttrande från vattenmyndigheten som i sin tur ska fatta de beslut om klassificering och miljökvalitetsnormer som utredningen föranleder. När domstolen begär in yttrandet ska domstolen redogöra för de skäl som talar för en ändring.

Om vattenmyndigheten finner att någon ändring inte bör göras, kommer vattenmyndigheten att ha en skyldighet att lyfta frågan till regeringen för avgörande. Regeringen kan ändra miljökvalitetsnormerna.

En av näringslivet efterlängtat ändring i Miljöbalken (22 kap. 13 §).

Berörda myndigheter ska – i ljuset av förslaget om att ramdirektivet för vattens undantagsmöjligheter ska tillämpas fullt ut – få i uppdrag att utveckla sitt vägledande material, som ska vara vägledande för bl.a. vattenmyndigheterna, vad gäller bedömningsgrunder, vad som kan anses vara en samhällsnyttig verksamhet, statusklassning och kraftigt modifierade vatten samt se över föreskrifter om klassificering och miljökvalitetsnormer avseende ytvatten. I uppdraget ska även ingå en utveckling av det vägledande materialet vad gäller frågan om vilka typer av verksamheter som kan anses utgöra samhällsnyttiga verksamheter.

Detta kan innebära förändringar i förutsättningarna för de förslag till miljökvalitetsnormer för KMV som redovisats i Vattenmyndigheternas samrådsunderlag som låg ute under hösten 2018.

De möjligheter att ställa mindre långtgående krav som följer av EU- rätten till förmån för samhällsnyttiga verksamheter ska utnyttjas fullt ut. För detta införs såväl i arbetet med den nationella planen som i de enskilda prövningarna en ordning som innebär att vattenförvaltningen och ytterst regeringen ges möjlighet att göra de avvägningar och fatta de beslut om klassificering och miljökvalitetsnormer som behövs.

Regeringen avser att följa upp utfallet av den föreslagna skyldigheten att besluta om undantag och lägre ställda krav genom att ge berörda myndigheter i uppdrag att redovisa för vilka vattenförekomster undantag använts eller lägre ställda krav beslutats.

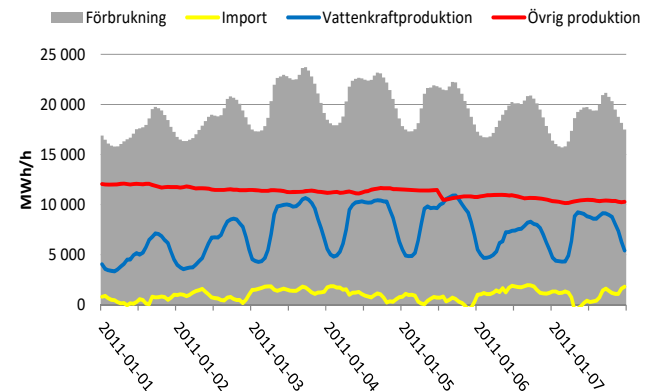
Det finns en stor potential för effekt- höjning i vattenkraften,

vilket ökar flexibiliteten i elsystemet i vattenkraften

I ett energisystem med en större andel förnybar, ej planerbar produktion ökar behovet av flexibilitet och reglerbarhet. Sweco har kartlagt potentialen för att bygga ut befintliga vattenkraftstationer i Sverige med syfte att bättre kunna tillgodose det ökade behovet av flexibilitet. Kartläggningen visar att potentialen för effektutbyggnad i den svenska vattenkraften är betydande och uppgår till 3 400 MW för de tio största kraftproducerande älvarna i Sverige. En ökad flexibilitet i vattenkraften kan bidra till att hantera produktionsöverskott och hjälpa till att parera fluktuationerna i den förnybara produktionen på vecko- och säsongsnivå. Därtill kommer vattenmagasinen att kunna utnyttjas bättre.

I ett framtida elsystem med mycket stora volymer variabel, icke-planerbar elproduktion kommer det att finnas ett markant större behov av flexibla, planerbara resurser för att kontinuerligt upprätthålla balansen. Ett exempel på hur vattenkraftproduktion används för att balansera veckovisa variationer i elförbrukningen i dagens elsystem med låga volymer icke-planerbar produktion visas i Figur 1. Figuren visar en vecka i januari 2011 då kärnkraften stod för baskraft medan produktionen från vattenkraft kontinuerligt följde förbrukningen för att nå balans i systemet.

En allt större mängd variabel vindkraft i systemet leder till att vattenkraften behöver köras betydligt mer oregelbundet



Figur 1: Vattenkraftens balansering under en vecka i januari 2011.

och oförutsägbart och under andra tidsskalor. Variationer i vindkraftsproduktion är svårare att balansera än variationer i elförbrukning, eftersom balansering av vindkraftsproduktion kräver stora mängder planerbar produktion med tillräcklig effekt och tillräcklig lagringskapacitet för att tillgodose systemet med tillräcklig flexibilitet, ofta på flerdygnskala.

Vattenkraften kan byggas ut för att balansera de allt större framtida variationerna i både förbrukning och produktion från förnybar elproduktion. Genom att bygga ut vattenkraftverken för ökad effekt ges större möjligheter att styra när i tiden vattenkraftverken ska producera. Detta leder till utökade möjligheter att använda vattenkraften för att kompensera för variationer på flera tidshorisonter. De analyser som har gjorts inom NEPP visar att en utökad flexibilitet i vattenkraften hjälper till att parera fluktuationerna i den förnybara produktionen, och kan även bidra till att hantera produktionsöverskott genom en lägre minimiproduktion när vind och sol producerar som mest och magasinering av vatten under perioder med lägre produktion av förnybara kraftslag. I ett scenario där man förutsätter en effekthöjning i vattenkraften visar man att vattenkraften då även på veckobasis klarar av att parera variationerna i vindkraften.

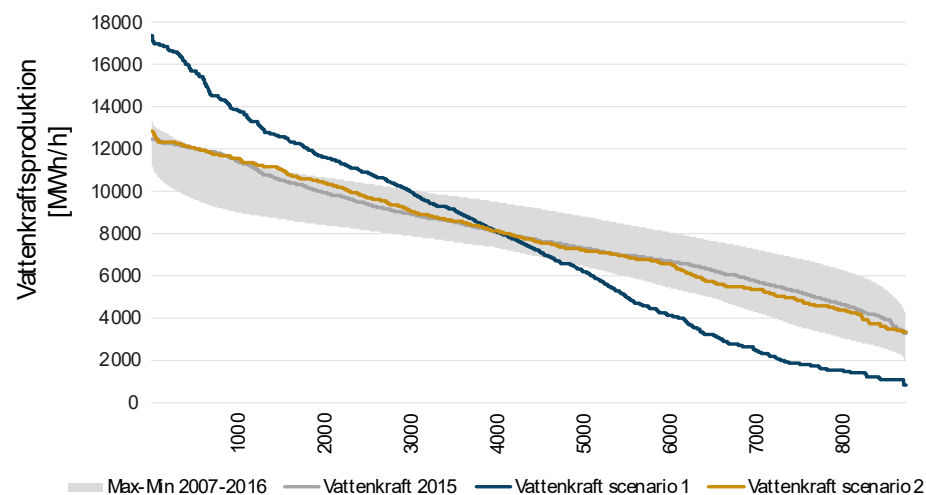
Ett produktionsöverskott kan till viss del även hanteras med hjälp av olika typer av energilager, som batterier och pumpkraft, för att kunna lagra energi över dygnet. En stor andel solkraftsproduktion under sommarmånaderna utan stora energilager kan däremot leda till att vattenkraften körs i omvänd ordning jämfört med idag. I dessa fall producerar vattenkraften maximalt på natten och minimalt på dagen för att balansera solkraften (som producerar mest under dagtid).

En utbyggd effekt i befintliga vattendrag leder till ett ökat effektuttag under ett stort antal timmar, men kompenseras av ett minskat uttag under resterande. Effekten av en effektutbyggnad i vattenkraften syns tydligt i Figur 2, med ett högre effektuttag under nästan hälften av timmarna och

ett lägre effektuttag under resterande timmar. Det innebär att ett ökat effektuttag i den vänstra delen av diagrammet måste kompenseras med ett lägre effektuttag i den högra delen.

För att utnyttja den ökade effekten i vattenkraften kommer även denna behöva att köras med en lägre effekt under längre perioder än idag. Med ett mer flexibelt vattenkraftssystem bör även magasinerna kunna utnyttjas mer optimalt då risken för spill minskar. Magasinen töms snabbare under våren för att sedan kunna spara mer vatten under vårfloeden. För att kunna utnyttja en sådan effektutbyggnad i vattenkraften fullt ut kommer troligtvis att kräva förändrade vattendomar både vad gäller max- och minflöde och nivåregleringen i vattenmagasinet. Huruvida detta blir möjligt eller inte återstår att se. Det finns dessutom bestämmelser som indirekt styr hur vattenkraftverkens utnyttjandegrad varierar över året. Till exempel kan det finnas begränsningar på vattenflödet under vinterhalvåret för att undvika att alltför kraftiga flöden bryter upp nedströmsliggande isar, då detta skulle kunna orsaka skador på anläggningar längre ner. Därutöver måste kaskadeffekterna vad gäller hur anläggningarna påverkar varandra längs en älv även i andra avseenden beaktas vid planering av effekthöjningar.

Sweco har på uppdrag av Skellefteå Kraft och Fortum genomfört en kvantitativ analys av potentialen för effekthöjande åtgärder i vattenkraftverken utmed de tio älvar som står för den största delen av vattenkraftsproduktionen i Sverige. Studien visar att det finns en betydande potential för effektutbyggnad i vattenkraftverken utmed älvarna, vilket framgår av Tabell 1. Studien visar att effekten i de tio berörda älvarna kan byttas ut med 3 400 MW (motsvarande 24 % utöver dagens installerade kapacitet i dessa älvar på 14 180 MW). Om resultaten extrapoleras till övriga svenska älvar erhålls en möjlig ökning av vattenkraftens effekt på 3 900 MW jämfört med dagens kapacitet. Detta överstiger kapaciteten för de fyra kärnkraftreaktorerna som beräknas tas ur drift till år 2020.



Figur 2: Varaktighetsdiagram för vattenkraftproduktionen i Sverige för referensscenariot och scenariot med effekthöjning för vattenkraften, här benämnt "scenario 1". Källa: Svk, Sweco

Tabell 1: Sammanställning av effekthöjning av vattenkraften i 10 älvar. Källa: Sweco

Älv	Installerad effekt [MW]	Ny beräknad effekt [MW]	Effekt ökning [MW]	Ökning [%]
Luleälven	4 335	5 070	735	17 %
Skellefteälven	1 035	1 286	251	24 %
Umeälven	1 804	2 204	401	22 %
Ångermanälven	1 247	1 546	298	24 %
Faxälven	813	1 158	345	42 %
Indalsälven	2 130	2 913	783	37 %
Ljungan	605	664	59	10 %
Ljusnan	762	963	201	26 %
Dalälven	1 095	1 255	160	15 %
Klarälven	353	522	169	48 %
Totalt	14 180	17 580	3 402	24 %

Effekten kan ökas i befintliga kraftverk genom att installera nya aggregat i kraftverken eller genom att byta ut äldre aggregat mot nyare aggregat som klarar av högre vattenflöden. En effektutbyggnad innebär alltså inte nödvändigtvis att hittills orörda älvar behöver tas i anspråk.

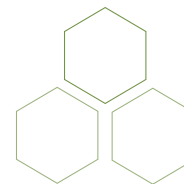
Att bygga ut den installerade effekten är en omfattande investering. Dock kan en del av potentialen för effektutbyggnad realiseras kostnadseffektiv om aggregat uppgraderas i samband med att äldre aggregat byts ut. Många kraftstationer har 50-60 år gamla aggregat, men eftersom aggregaten befinner sig i olika faser av sina livscyklar varierar tidpunkten då det är naturligt att byta ut dem. Detta komplicerar uppgraderingarna då det kan vara en förutsättning att koordinera utbyggnad i flera verks samtidigt. För att realisera den effektutbyggnad som indikeras i studien krävs omfattande investeringar med nya aggregat i merparten av kraftstationerna.

Utöver detta kommer stam- och regionnät behöva förstärkas för att fullt ut kunna nyttiggöra den ökade flexibiliteten. Den största delen av potentialen för effektutbyggnad återfinns i norra Sverige, i elområde 1 och 2. Om inte detta snitt förstärks kommer den ökade effekten inte att kunna utnyttjas fullt ut. Vidare måste både stam- och regionnät behöva förstärkas lokalt för att ansluta den utökade effekten. Effektutbyggnaden måste alltså koordineras med en förstärkning av elnätet. En utbyggnad av nätinфраstruktur innebär en tidsproblematik i och med de långa koncessions- och tillståndprocesser som är kopplade till denna typen av infrastruktur (uppemot ett tiotal år). Detta innebär att effektutbyggnaden av vattenkraften bör komma igång relativt snabbt i perspektivet av den omställning elsystemet nu befinner sig i med en planerad utfasning av kärnkraften inom något till några årtionden.

Simulering av effektutbyggnad av Skellefteälven

Inom ramen för NEPP har en inledande studie genomförts av KTH där en effektutbyggnad av Skellefteälven har simulerats. Målet med studien har varit att undersöka vinster vid en eventuell utbyggnad av vattenkraftverken längs med älven i syfte att minimera flaskhalsar. Man har även analyserat hur ett framtida ökat effektbehov kan mötas.

Resultaten från studien visar vikten av effektutbyggnad i vattenkraften, dels för att kunna möta ett ökat effektbehov, dels för att ett eliminerande av flaskhalsar främjar en optimal körning av verken i älven. Studien omfattar simuleringar av produktionen i Skellefteälvens kraftstationer med respektive utan effektutbyggnad. I studien är man noga med att påpeka att enbart effekten i kraftstationerna ökar, dvs. inte elproduktionen. Detta medför att mer produktion vid höga priser måste balanseras av lägre produktion vid låga priser. Därmed är det främst stor prisvariation som medför ett stort extra värde i mer effekt. Simuleringarna visar vidare att en ökad prisvolatilitet ökar nyttan både med dagens effekt och ännu mer med effektinvesteringar. I en framtid med en större andel vindkraft ökar volatiliteten, samtidigt motverkas detta av större nödvändiga investeringar i transmissionsnäten. Vindkraftens variation i olika områden jämnas därmed ut.

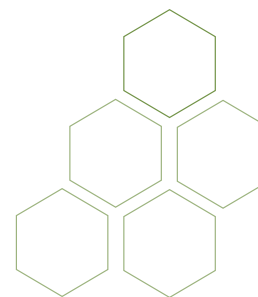


Röster om vattenkraften

Vattenkraften står för nära hälften av Sveriges elproduktion. I takt med utbyggnaden av variabel elproduktion så blir vattenkraftens reglerbidrag till elsystemet allt viktigare. Inom NEPP har en vattenkraftsgrupp etablerats, och utifrån intervjuer och samtal med deltagarna har ett antal insikter framkommit:

- **Vattenkraftens balanseringsbidrag är alltid positivt för systemet, oavsett tidsskala.** Andra kraftslags balanseringsbidrag kan vara både positivt/negativt beroende på tidsskala.
- **Effekthöjning i vattenkraften handlar egentligen om att nå en högre flexibilitet.** Det är inte maximal effekt som är målet, utan möjligheten till att kunna möta effektbehov på en viss tidsskala samt att kunna anpassa älvsträckor till ett nytt körmönster. Idag körs vattenkraftverken längs älvsträckorna i syfte att optimera på energi inte effekt.
- **Nätproblematik kan uppstå till följd av effekthöjning i vattenkraftverk.** Krävs nätutbyggnad uppstår problematiken med långa koncessions- och tillståndprocesser.
- **Se till hela systemet och beakta att det är elprisvariationerna som ger lönsamheten.** Hela älvsträckor ger störst potential, så den hydrologiska kopplingen i älven är viktig att beakta.

- Vattenförvaltningen som den ser ut idag riskerar att hindra utvecklingen av vattenkraften.
- **Det finns andra begränsningar än vattenlagstiftningen.** Glöm inte övriga samhällsintressen, t.ex. påverkan inom tätbebyggda områden och kontakter med närboende. Företrädare från miljö- och fiskeorganisationer hörs ofta, men i vissa fall kommer kritiken i slutänden från företrädare för kulturvärden och enskilda privatpersoner.
- **Kommunicera mera!** Det är viktigt att inse att energiomställningen och den fastslagna politiska viljeriktningen i och med Energiöverenskommelsen kräver kommunikation gentemot allmänheten. Man måste därför ta hänsyn till och föra dialog med närboende som kan komma att påverkas vid investeringar i befintliga verk.
- **Det behövs tydlighet från politiker och myndigheter.** Idag finns det en stor skillnad mellan politiker och tillsynsmyndigheter vad gäller tydligheten kring vattenkraftens betydelse vilket skapar osäkerheter för vattenkraftsägare.





6.

Stora investeringar kommer att behövas

- hur får vi investeringar på plats?

DEN STORA OMSTÄLLNINGEN av de svenska och europeiska elsystemen leder till mycket stora investeringsbehov, såväl för planerbar och icke-planerbar elproduktion som för elnät. Stora investeringar skulle behövas redan i ett "business as usual"-scenario, men förstärks av förväntningar på elektrifiering inom flera områden, med ökande behov som följd. Omställningen kan också leda till förtida utfasning av vissa produktionsresurser. Dessutom karaktäriseras den tillkommande elproduktionen, främst vind- och solkraft, av att de rörliga elproduktionskostnaderna är mycket låga, medan investeringskostnaderna istället är höga. För de nya elproduktionsalternativen är det också i stor utsträckning nya kategorier av ägare som står för investeringarna. Dessa har varierande avkastningskrav och mål för sina investeringar.

För vissa elproduktionsalternativ, exempelvis vindkraft och solel, finns stor investeringsvilja, delvis till följd av olika stödsystem men också till följd av teknikutveckling och resulterande kraftiga kostnadsminskningar. Dessa tekniker har fokus på energiproduktion som kopplas

till förhållanden som inte är styrbara (att det blåser eller att solen skiner). I det samlade elsystemet finns också behov av planerbar elproduktion som kan se till att efterfrågan alltid kan täckas. För sådan elproduktion är investeringsviljan inte lika självklar. I många fall är, eller blir i framtiden, drifttiderna för sådana produktionsresurser korta. Det är ur företagsekonomiskt perspektiv vanskligt att genomföra investeringar som bygger på förväntningar om höga elpriser under få timmar, med stora variationer mellan år med olika temperatur och tillrinning till vattenkraft.

Det finns samtidigt en förväntan om att variabilitetshanteringen till viss del kommer att kunna täckas av andra alternativ som efterfrågeanpassning och lagring av el (eller energibärare framställda med hjälp av el) och ökat elutbyte med grannländerna. Tilliten till sådana alternativa metoder för att möta variabilitet i produktion och användning påverkar hur man bygger upp elmarknadens regelverk och indirekt också hur orolig man är över den elförsörjningssituation som vi är på väg emot.



Sammanfattning

- Omställningen av det europeiska elsystemet kräver stora årliga investeringar ända fram till 2050, i nivå med, eller högre än, de historiska rekordåren.
- För exempelvis vindkraft och solceller finns en stor investeringsvilja bland både etablerade och nya investerare, delvis till följd av olika stödsystem men också till följd av teknikutveckling och resulterande kraftiga kostnadsminskningar.
- Ägandet i svensk elproduktion har därmed börjat förändras till följd av vind- och solkraftutbyggnaden.
- Det är stor variation i avkastningskrav på investeringar för olika typer av kraftaktörer.
- Investeringsstakten i reglerbar kraftproduktion är tillräcklig i de flesta länder i Nordeuropa för att kunna ha tillräckligt med reglerbar kraftproduktion om 20-30 år, men inte i Sverige och möjligen inte heller i Danmark.
- Tre fjärdedelar av all reglerbar kraftproduktion i Sverige är snart 35 år eller äldre. För sådan elproduktion är alltså investeringsviljan idag inte lika självklar.

Rekordstora investeringar krävs i Europas elsystem

- I nivå med, eller högre än, de historiska rekordåren

Analyserna i NEPP, såväl i den första etappen som i denna andra etapp, visar att elsystemet i Europa når årliga investeringar i elsystemet under de närmaste 10-20 åren som är i nivå med de historiskt investeringstygsta åren. Efter 2035 är investeringarna ännu större.

Varför blir då investeringarna i framtidens elproduktion så stora framöver? Ny elproduktion har ju även hittills löpande byggts ut för att möta ökad efterfrågan och för att ersätta gamla kraftverk som stängs. Vi använder ju i och för sig mer el i vissa av scenarierna men ökningen är måttlig och kan knappast förklara skillnaden.

Den dominerande förklaringen är istället skiftet i vilken typ av elproduktion som byggs. Det sker en stor omsvängning från termisk elproduktion, t.ex. kol- och gaskraftverk samt kärnkraftverk, till vind- och solkraft. De senare karaktäriseras av jämförelsevis låga utnyttjningstider. Det innebär att det måste byggas större kapacitet (effekt) för att producera motsvarande mängd elenergi. Det som utmärker dessa "nya" kraftslag är också att de rörliga elproduktionskostnaderna är mycket låga, medan investeringskostnaderna istället är höga. Elpro-

duktionskostnaden för dessa alternativ utgörs därmed nästan uteslutande av kapitalkostnaderna relaterade till investeringen. Om vi istället tar ett kolkondenskraftverk som exempel på "gammal" elproduktion så utgörs en stor del av den totala elproduktionskostnaden av rörliga kostnader i form av bränsleanvändningen. Här utgör den investeringsrelaterade delen av elproduktionskostnaden en betydligt mindre andel.

Elproduktionen blir på sikt även dyrare genom att vi av miljöskäl ökar kostnaderna för befintlig elproduktion, t.ex. CO₂-priser som gör fossil elproduktion dyrare och bl.a. ökade säkerhetskrav som gör kärnkraft dyrare. Ny elproduktion ges också stöd av olika slag för att bli konkurrenskraftig. De genomsnittliga elproduktionskostnaderna blir alltså högre än tidigare.

Investerares avkastningskrav

och nya aktörer i kraftsystemet

Avkastningskrav reflekterar den vinst en tillgång ska generera för att täcka affärsrättsska och finansiella risker. Avkastningskraven skiljer sig åt mellan olika verksamheter och företag och beror på en mängd faktorer. Var pengarna kommer från spelar stor roll för vilka aspekter som är viktiga för en investerare, exempelvis vilken avkastning de eftersträvar samt hur de värderar risker. För att ytterligare addera till komplexiteten kring investeringsbeslut är investerarna inte alltid enbart rationella, utan styrs även av beteende. Det är människor som fattar besluten, och hur olika människor förhåller sig till risker och beslut formas av tidigare erfarenheter och motiv.

För att beräkna lönsamhet vid investeringar används kalkylräntan som förutsättning i de flesta metoder. Kalkylräntan representerar alternativkostnaden för en investering. För kapitalintensiva investeringar såsom kraftproduktion, där kapitalkostnaden är en avgörande faktor, används oftast Weighted Average Cost of Capital (WACC) för att beräkna kalkylräntan. En nominell eller real kalkylränta kan användas vid beräkning av WACC. Här utgår vi från en real kalkylränta.

Den vanligast förekommande kalkylräntan i studier av investeringar i kraftproduktion är ca 6 %. I en omfattande studie (se Sweco, 2016) över investeringar i förnybar kraftproduktion i Europa beräknades en WACC på 6,7 % för Sverige utifrån den modell som togs fram i studien.

Faktaruta 1

$$WACC = \frac{E}{V} * R_E + \frac{D}{V} * R_D * (1 - T_c)$$

E	= Eget kapital
V	= Eget kapital + lånat kapital
R _E	= kostnad av eget kapital
D	= lånat kapital
R _D	= kostnad av lånat kapital
T _c	= skattesats

För att beräkna WACC krävs, som kan ses i formeln i Faktaruta 1, kostnad för både lånat och eget kapital samt kvoten mellan lånat och eget kapital. Kostnaden för eget kapital är normalt högre än kostnaden för lånat kapital¹, vilket innebär att desto högre andel eget kapital, desto högre WACC. Vid en kvot på 50/50 av lån och eget kapital där kostnaden för lån är 4 % och kostnaden för eget kapital 8 % resulterar det i en WACC på 6 %. Om istället en investering består till 70 % av lånat kapital, i detta exempel, resulterar det i en WACC på 5,2 %.

Faktaruta 2

Kraftbolag. Nya förutsättningar på marknaden såsom ny teknik, förväntningar från kunder, nya produkter, tjänster och marknadsaktörer har tvingat de stora kraftbolagen att se över sina affärsmodeller. Fokus för de stora kraftbolagen är nu att förbättra sina verksamheter, hantera risker och inkludera ny teknik och innovation för att hantera det nya läget de står inför. Partnerskap mellan olika aktörer för att växa och ta marknadsandelar blir allt vanligare för att möta de nya förutsättningarna.

Kommunala bolag. Offentliga aktörer såsom kommuner styrs i många fall av andra incitament än avkastning när det kommer till investeringar. Dessa beter sig därför annorlunda när de tar beslut om investeringar. Till exempel har många kommunala bolag under de senaste åren valt att investera i vindkraft som en del i deras arbete för att uppfylla sina miljö-, klimat- och energimål.

Oberoende kraftproducenter och utvecklingsbolag.

Oberoende kraftproducenter finns idag i Sverige framförallt inom vindkraftsproduktion. Det är vanligt att dessa ägnar sig både åt egen kraftproduktion och att utveckla vindkraft på uppdrag av andra investerare.

Industriföretag. Industriföretag med stor energianvändning tillämpar en rad strategier för att hantera de risker som kommer av att vara beroende av energi för sin produktion. Detta innefattar exempelvis att investera i egen kraftproduktion.

Institutionella investerare. Institutionella investerare är relativt nya inom investeringar i kraftproduktion men har blivit en stor aktör i investeringar i vindkraft. Institutionella investerare består av allmänna pensionsfonder, riskkapital, infrastrukturfonder, hedgefonder med flera. Pensionsfonder har som uppgift att förvalta en stor mängd kapital och bidra med avkastning på längre sikt. Det får som följd att de vill göra långsiktiga och säkra investeringar med låga avkastningskrav.

¹ En orsak är att banker normalt tar lägre risk vid en investering då de har förtur på pengarna ifall det går snett.

Ett mått för att få en uppfattning om risk på en marknad är just kvoten av lånat och eget kapital som banker kräver för att de ska vara villiga gå in med finansiering i ett projekt. Ju högre andel eget kapital som en bank kräver desto högre risk anses föreligga (räntan kan också vara högre). Tidigare har kvoten lån/eget kapital varit 70/30 för investeringar i förnybar energi i Sverige, men högre risk visar nu att kraven snarare ligger på en kvot på 60/40 och i vissa fall på 50/50.

Aktörer som investerar i kraftproduktion har förändrats från att tidigare framförallt bestå av de stora kraftbolagen till att idag bestå av en blandning av aktörer. De vanligast förekommande investerarna i kraftproduktion i Sverige framgår av faktaruta 2 på föregående sida.

Notera att pensionsfonder och kraftbolag skiljer sig åt vad gäller förutsättningar. Stora kraftbolag har god kännedom om marknaden men har i nuläget begränsad tillgång till kapital. Pensionsbolag har stor tillgång till kapital men har vanligtvis inte samma kapacitet och erfarenhet av att genomföra infrastrukturprojekt. Detta har lett till samarbeten mellan pensionsfonder och kraftbolag, men även med andra aktörer som har god kännedom om marknaden, såsom oberoende kraftproducenter och utvecklingsbolag.

Det förekommer även andra investerare i kraftproduktion såsom jordbruk, enskilda firmor, ekonomiska föreningar och ideella organisationer. Förenklat kan man säga att vindkraften öppnade för mindre kapitalstarka investerare och att solceller har bidragit till detta ytterligare. Orsaken är att dessa investeringar har en stor skalbarhet jämfört med traditionella investeringar elproduktion.

Olika investerares avkastningskrav

Det är generellt sett svårt att få en heltäckande bild av investerares avkastningskrav då alla inte är transparenta när det kommer till investeringsbeslut. Baserat på informationen i angivna referenser (Sweco, 2016) har ett antal hypoteser om avkastningskrav hos olika aktörer formulerats.

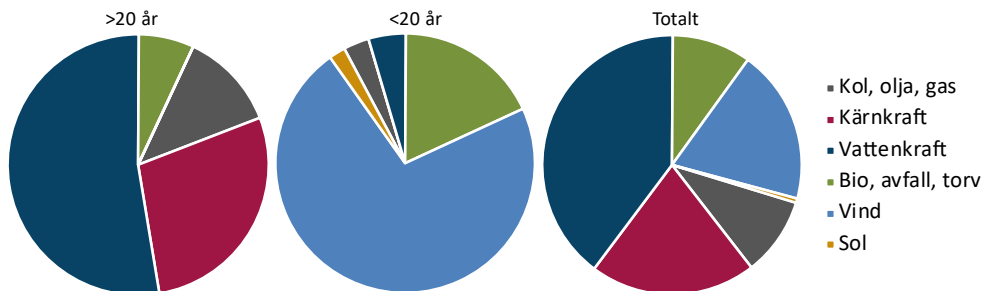
- **Kommunala bolag** har generellt sett lägre avkastningskrav än privata bolag. Investeringar i exempelvis vindkraft kan i vissa fall drivas av politiskt satta mål, varför avkastningskravet kan vara underordnat. Generellt sett kan man räkna med att kommunala bolag använder en kalkylränta på 4-5 %, även om variationen kan vara stor.
- **Institutionella investerare** gör främst investeringar i branscher där risken anses vara låg, varför även avkastningskraven kan vara låga. I tider då det finns få alternativa investeringar kan en avkastning på så lite som 4 % vara attraktivt. Vi antar att institutionella investerare har ett avkastningskrav på 5-7 %.
- **Industriföretag**, det vill säga företag som inte har kraftproduktion som sin huvudnäring, kan ha olika motiv till att investera i kraftproduktion. I skogsbolagens fall är det att säkra kraftproduktion för den egna verksamheten, men även att utnyttja den egna marken för lokalisering av vindkraft. IKEA, Wallenstam och Google investerar i egen vindkraft för att möta interna miljömål. Det finns en stor spridning mellan olika industriföretag och vi antar ett avkastningskrav på mellan 4 och 8 %.
- **Kraftbolagen** kan antas ha ett avkastningskrav från 6 till 8 %. Det kan dock skilja mellan olika kraftslag och mellan ny- och reinvesteringar, där de senare typiskt har lägre avkastningskrav.
- **Oberoende producenter** finns främst inom vindkraftbranschen. Dessa kommunicerar relativt höga avkastningskrav på investeringar till sina investerare, upp till 10 %. I realiteten har de dock fått acceptera lägre avkastningskrav för att fullgöra sina utbyggnadsplaner. Vi antar att de har avkastningskrav på mellan 7 och 9 %.

Referenser:

Sweco (2016). *Incitamenten för investeringar i kraftproduktion. En uppskattning av lönsamheten för olika kraftslag i olika scenarier - en rapport till Energimarknadsinspektionen.*

Förändring av ägande i elproduktion i Sverige

Traditionellt sett har ägandet av elproduktion i Sverige utgjorts av ganska få företag. I och med vindkraftens intåg och den tekniska utvecklingen av vindkraftverken har det kommit nya aktörer på elmarknaden samtidigt som mängden icke-planerbar elproduktion har ökat väsentligt. Figur 1 visar elproduktionen för olika tidsperioder, där det framgår tydligt att vindkraft har stått för nästan 75 % av tillkommande effekt under de senaste 20 åren och utgör idag drygt 19% av totalt installerad effekt i Sverige.¹



Figur 1: Installerad effekt för olika tidsperioder (t.v.) elproduktion som investerats i för mer än 20 år sedan (mitten), elproduktion som tillkommit för mindre än 20 år sedan, och (t.h.) totalt installerad effekt i Sverige (Chalmers databas).

¹ Notera att det är installerad effekt som visas och de olika kraftslagen har lite olika utnyttjningstid. Detta innebär att elproduktionen i TWh inte är helt proportionerligt mot installerad effekt.

Noterbart är att mängden installerad effekt gått från drygt 29 GW till drygt 40 GW under 20 årsperioden. Samtidigt har elproduktionen under samma period endast ökat från dryga 140 TWh till dryga 150 TWh. Orsaken är att olika kraftslag har olika utnyttjningstid där främst tillkommande vindkraft har haft en utnyttjningstid på ca 2 700 timmar medan kärnkraft som har lagts ned haft en utnyttjningstid om ca 7 500 timmar. En fråga är vad det innebär om denna utveckling fortsätter och att den kraft som tillkommer är intermittent samtidigt som den elproduktion som fasas ut är reglerbar.

Traditionell elproduktion och dess ägande

De traditionella kraftslagen kärnkraft, vattenkraft och kraftvärme (inkl. mottryck) står idag för närmare 90 % av total elproduktion i Sverige. Kärnkraft innebär extremt stora investeringar, och i dagsläget finns inte ekonomiska incitament för att bygga ny kärnkraft. All installerad kärnkraft är utbyggd för mer än 30 år sedan och endast 4 bolag äger all kärnkraft i Sverige. Vattenkraften är naturligt kopplad till våra älvar som i princip är fullt utbyggda, där ca 97% av den installerade effekten byggdes för mer än 20 år sedan. De 5 största vattenkraftägarna står för ungefär 93% av all vattenkraftproduktion, så även om det finns ganska många mindre företag och privata ägare av vattenkraft så är dessa små. Det finns en diskussion om utbyggnad av vattenkraft, men det handlar främst om att komplettera i befintliga älvar, av befintliga ägare, för att skapa bättre möjlighet till reglering av effekt.

Kraftvärme är ofta kopplad till fjärrvärmesystem som i stor utsträckning ägs av kommunala energibolag. Industriellt mottryck som ägs av industrier finns också, vilket utgör ca 40%

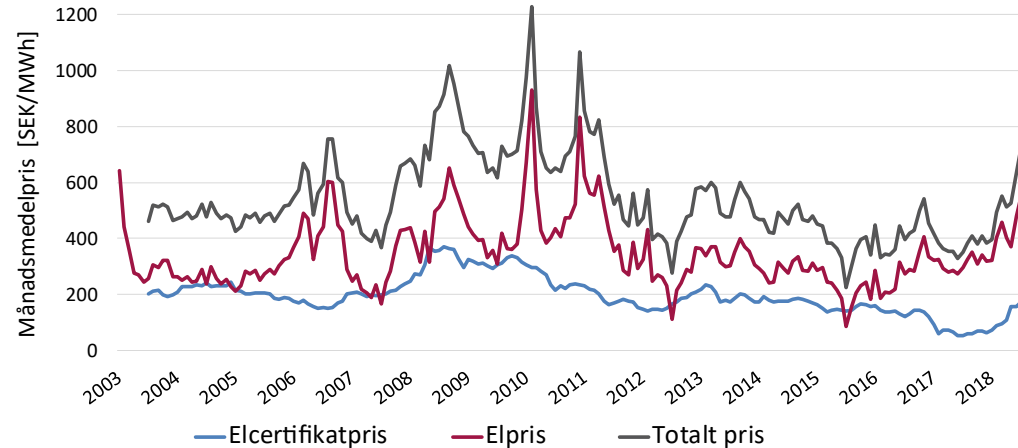
av total elproduktion från kraftvärme. När det gäller installerad effekt så är ungefär hälften äldre än 20 år och hälften yngre än 20 år. Kraftvärme är i behov av värmeunderlag och de effektiviseringar som sker i befintligt bebyggelse samt de krav på energieffektivitet som finns för ny bebyggelse gör att utbyggnadspotentialen bedöms vara relativt begränsad.

Den kraftiga utbyggnaden av vindkraft

Konkurrensverket konstaterade att år 1996 hade de tre största ägarna Vattenfall, Uniper² och Fortum en marknadsandel av elproduktion på ca 90%, vilken hade sjunkit till 71% år 2016 (Konkurrensverket, 2018). Det är främst vindkraftens intåg som gett möjlighet för nya aktörer att komma in på elmarknaden. Vindkraft innebar att det kom ett nytt kraftslag som dels var skalbar och dels gav en frihet till placering som inte funnits tidigare.

Initialt handlade det om att skriva arrendeavtal med ett antal markägare som hade bra vindlägen och möjlighet till en elanslutning till en rimlig kostnad. För att förstå den kraftiga utbyggnad som startade kring 2008 får man se på de intäktsmöjligheter som förelåg med ökande el- och elcertifikatpriset under denna tid, Figur 2 på nästa sida. Samtidigt hade det skett en utveckling av större och effektivare turbiner som gjorde det möjligt att bygga vindkraft i större skala till en lägre produktionskostnad, vilket bedömdes ge god lönsamhet.

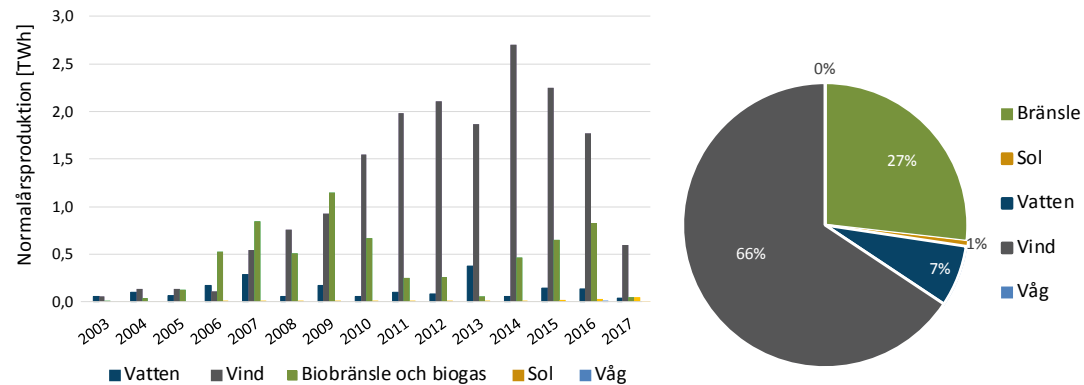
² 2016 delades Eon upp i två företag Uniper med svensk vatten- och kärnkraft och Eon med förnybar el samt nät- och elhandelsverksamhet. Idag är Uniper noterat på Frankfurtsbörsen där största ägare är Fortum (47%) och därutöver främst olika institutionella investerare.



Figur 2: El- och elcertifikatpris under perioden 2003-2018

Av den kraftproduktion som idag finns i elcertifikatsystemet så står vindkraft för drygt 66 % av angiven normalårsproduktion. Därefter kommer bränslebaserad kraftproduktion, (biobränsle och torv), med 27% och vattenkraft med 7%. Sol omfattar mindre än 1% och vågkraft nära 0%, se Figur 3.

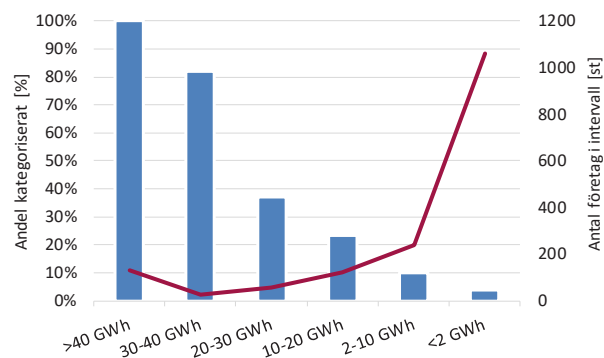
Notera att när det gäller den bränslebaserade kraftproduktionen är ca 63% nybyggnation av kraftvärmeanläggningar och för vattenkraft är 41% nybyggnation, då även renoveringar och omfattande ombyggnad är berättigade till elcertifikat.



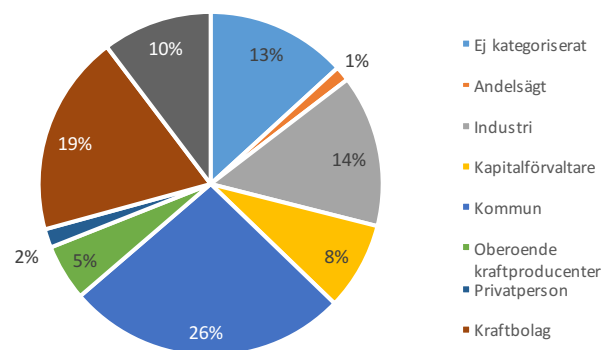
Figur 3: Installerad normalårsproduktion (t.v.) och andel angiven normalårsproduktion för olika kraftslag i elcertifikatsystemet (t.h.).

Spridning av ägandet

Baserat på anläggningar i elcertifikatsystemet har vi kategoriserat närmare 87 % av ägandet med avseende på anmäld normalårsproduktion. Täckningen är 100 % för de större ägarna medan färre är kategoriserade av de mindre ägarna. I Figur 4 visas, till vänster, antal och andel kategoriserade ägare för olika storlek på normalårsproduktion. Till höger



i figur 4 visas fördelningen mellan olika ägarkategorier. Dessutom tillkommer en mindre mängd ägare som inte kategoriserats, till absolut största del inom vindkraft. Det är främst små elproducenter som inte kategoriserats, vilka främst torde omfatta privatpersoner (som bildat AB), andelsägare, företag med i huvudsak annan verksamhet och små oberoende elproducenter. Det betyder att dessa egentligen

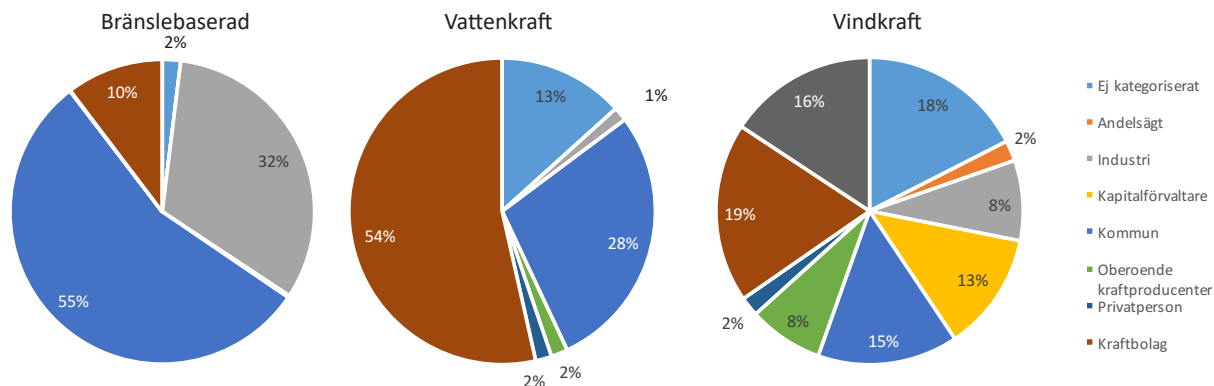


Figur 4: Status gällande andel kategoriserade ägare till vänster och ägarfördelning för alla kraftslag till höger.

utgör en ännu större andel av ägande i vindkraft än vad som framgår av figuren.

Hur ägandet inom ramen för elcertifikatsystemet skiljer sig åt framgår tydligt när vi ser på de olika kraftslagen, se figur 5. Om vi ser på bränslebaserad kraft (kraftvärme) så står kommunalägda bolag för 56 % av ägandet, därefter industrin (mottryck) med 33 %, och resterande 11 % ägs av kraftbolag. När det gäller vattenkraften är det istället kraft-

bolagen som har störst ägande med 62 % medan kommunala bolag står för 33 % av ägandet. Vindkraften skiljer sig därmed väsentligt från bränslebaserad kraft och vattenkraft då ägandet är betydligt mer spritt. Nya typer av aktörer som dyker som stora ägare av vindkraft är kapitalförvaltare (15%), oberoende kraftproducenter (10%) och utvecklingsbolag (19%). Till detta kommer också 12 % små producenter som inte är kategoriserade.



Figur 5: Ägarfördelning per kraftslag för bränslebaserad kraft, vattenkraft och vindkraft.

Kraftbolag	– avser de stora traditionella elproducenterna.
Kommun	– omfattar kommunalägda bolag.
Industri	– består av företag som främst har annan huvudprodukt (ofta massaindustri).
Utvecklingsbolag	– inkluderar bolag som främst utvecklar (vindkrafts)projekt åt andra för försäljning och i viss mån teknisk förvaltning. Har ofta en viss andel egen elproduktion som kan vara öppen för avyttring.
Oberoende kraftproducent	– bolag som inte tillhör de traditionella elproducenterna och som i huvudsak utvecklar projekt för egen elproduktion, främst vindkraft.
Privatperson	– personer som valt att investera som just privatperson.
Andelsägt	– omfattar ofta mindre företag och privatpersoner som gått samma i ett gemensamt bolag för ägaren av kraftproduktion.
Kapitalförvaltare	– kan bestå av ett flertal olika typer av aktörer, men som här kategoriserats som en typ. Gemensamma nämnaren är främst att de är vana att förvalta anläggningskapital av olika slag. Kan bestå av exempelvis försäkringsbolag och pensionsfonder som förvaltar själva eller som använder sig av specialiserade kapitalförvaltare som investerar i anläggningar som ska ge adekvat avkastning.

Hur mycket reglerbar kraft finns i Nordeuropa om 20-30 år

om nuvarande investeringstakt bibehålls?

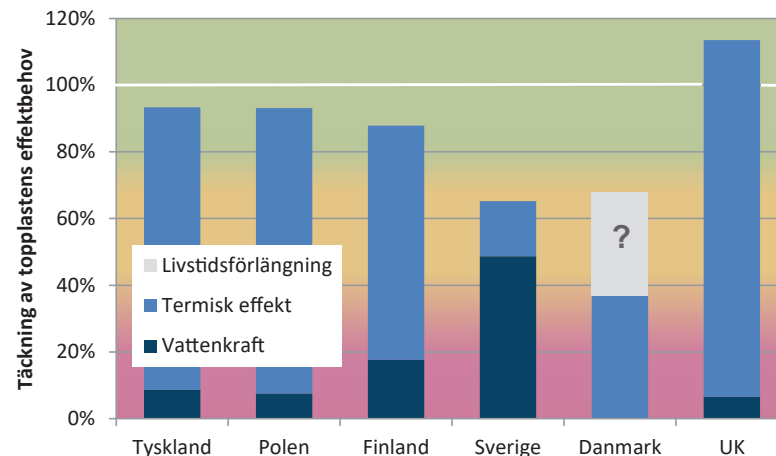
Under de senaste 20 åren har vi i Sverige haft en relativt låg investeringstakt när det gäller termiska kraft- och kraftvärmeverk. I de analyser som genomförts i NEPP har vi tydliggjort detta och visat att denna låga investeringstakt kan leda till så mycket som 8 GW i underskott av reglerbar termisk kraft efter år 2040, om inga andra åtgärder görs tillgängliga för att täcka topplastens effektbehovet (på tim-, dygns- och flerdygnsbasis). I detta arbete har vi undersökt hur situationen är i några av våra grannländer.

I våra grannländer Tyskland, Storbritannien, Polen och Finland är investeringstakten i termiska kraftverk mycket högre än i Sverige, och – om nuvarande investeringstakt bibehålls i dessa länder – är det troligtvis fullt tillräckligt för att täcka det egna landets topplastbehov. Det enda undantaget av våra grannländer är Danmark, som kan komma att hamna i en liknande underskottssituation som vi i Sverige.

I figur 1 har vi på ett schematiskt sätt angivit hur stor andel av topplastens effektbehov som de termiska kraftverken och vattenkraften tillsammans täcker år 2045 om nuvarande investeringstakt bibehålls när det gäller den termiska kraften

och om reinvesteringar sker löpande i vattenkraften så att den kan bibehålla sin kapacitetsnivå och reglerförmåga.

I Tyskland, Polen och Finland täcker den termiska kraften och vattenkraften 90-95% av topplastbehovet, och det resterande effektbehovet täcks av vindkraft (som antas ge ett effektbidrag på minst 10-15% av sin installerade kapacitet). Därmed kan vi dra slutsatsen att det – om nuvarande investeringstakt bibehålls – kommer att finnas tillräckligt med kraftverkskapacitet i dessa länder. Detsamma gäller för Storbritannien. I Sverige och Danmark får vi dock ett underskott, trots stor vindkraftsutbyggnad. Täckningsgraden



Figur 1: Andel av topplastens effektbehov som de termiska kraftverken och vattenkraften tillsammans täcker år 2045 om nuvarande investeringstakt bibehålls. I Danmark är vi osäkra på om de livstidsförlängningar av fastbränsleeldade kraftverk som gjorts i samband med konverteringen från kol till biobränsle är tillräckliga för att dessa verk skall finnas tillgängliga om 20-30 år. (Källa: Chalmers databas.)

blir, tillsammans med vindkraftens bidrag, aldrig över 80% av maxeffekten. För Danmark kan den bli ännu lägre om de livstidsförlängningar av fastbränsleeldade kraftverk som gjorts under de senaste 10-20 åren inte lever vidare till år 2045.

I figuren har vi schematiskt markerat ett rött, gult och grönt fält i bildbakgrunden, för att visa om den tillgängliga effekten är tillräcklig (grönt) eller om vi ser ett underskott (gult), såsom vi gör i Sverige och Danmark.

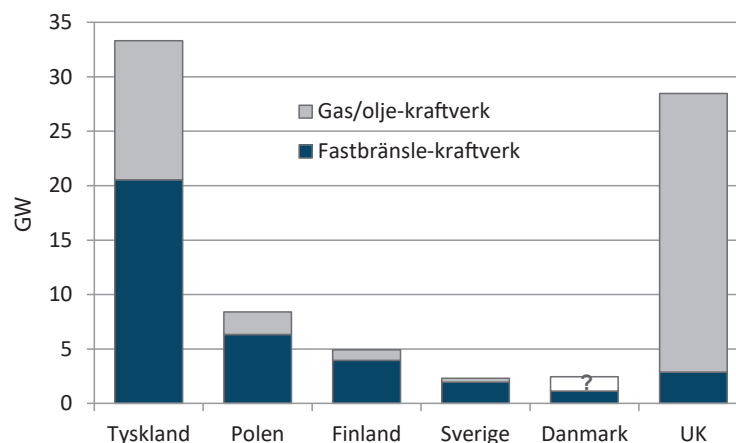
Flera olika typer av termiska kraftverk byggs i våra grannländer

All termisk kraft är reglerbar, men på olika tidsskalor. De flesta fastbränsleeldade kondenskraftverk är byggda för att gå i baslast, och fastbränsleeldade kraftvärmeverk följer dessutom i stor utsträckning värmelasten. Gas- och oljeeldade

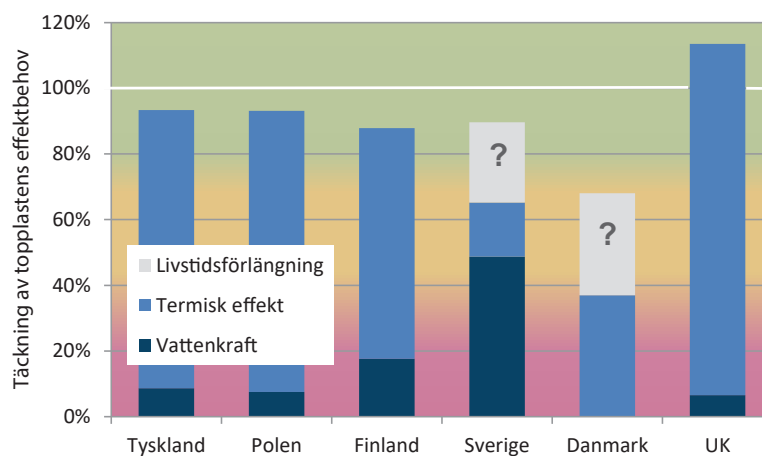
kraftverk utnyttjas däremot oftare för mellan- och topplast. I de sex länder vi här studerat har det byggts cirka 80 GW termisk kraft under de senaste 20 åren, enligt Chalmers databas. Drygt hälften av denna kapacitet utgörs av gas-/oljeeldade kraftverk och knappt hälften är fastbränsleeldade kraftverk och kärnkraft, se figur 2.

Livstidsförlängning av svensk kärnkraft

Efter år 2020 kommer vi i Sverige att ha sex kärnkraftverk i drift. Om de antas ha en livslängd på max 60 år, stängs det sista av dessa kraftverk år 2044. Om istället dessa kärnkraftverk livstidsförlängs, vilket har diskuterats under senare år, kan vi i Sverige fortsatt ha en relativt god tillgång på reglerbar kraft år 2045, jämförbar med den i de flesta av våra grannländer, se figur 3.



Figur 2: Mängden termisk kraft som byggts under perioden 1998-2017 i sex olika länder, såväl kondenskraft och kraftvärme som gasturbiner. I Finland har även ett kärnkraftverk inkluderats som "Fastbränsle-kraftverk" i diagrammet, trots att det ännu inte idrifttagits. För Danmark har ett frågetecken angivits, och förklaringen till detta finns i föregående figur. (Källa: Chalmers databas.)



Figur 3: Andel av topplastens effektbehov som de termiska kraftverken och vattenkraften tillsammans täcker år 2045 om nuvarande investeringstakt bibehålls. I figuren har även livstidsförlängning av sex svenska kärnkraftverk ritats in (och även livstidsförlängningen av kraftverk i Danmark - se ovan). (Källa: Chalmers databas.)

Är åldern ett problem?

- 80 procent av all reglerbar kraftproduktion i Sverige är snart 35 år

Sedan avregleringen av elmarknaden i mitten av 1990-talet har vi haft ett tillskott på ny reglerbar kraftproduktion på mindre än 100 MW per år. Samtidigt har vi under de senaste tio åren byggt nästan 600 MW väderberoende och icke reglerbar kraftproduktion per år bara, en kraftproduktion som endast bidrar med drygt 10 procent till kapaciteten vid den mest ansträngda timmen under en tioårsvinter. Å andra sidan har ökningen av toppeffektbehovet i användarledet varit högst 100 MW per år under de senaste 30 åren. Utmaningen ligger istället i att vi redan inom några år skall avveckla ytterligare reglerbar kapacitet – genom stängningen av ytterligare kärnkraft – samtidigt som våra återstående reglerbara kraftverk blir allt äldre.

Sverige har, enligt Svenska kraftnät, ett behov av topplastkapacitet på mellan 27 000 och 28 000 MW under den mest ansträngda timmen under en tioårsperiod (den s.k. ”tioårsvintern”, som är dimensionerande). I våra NEPP-arbeten om den framtida flexibilitetsutmaningen har vi visat att Sverige har ett underskott på produktionskapacitet på nära nog 900 MW reglerbar kraftproduktion redan idag, och att det kan stiga till upp emot 3 000 MW efter år 2020, när ytterligare kärnkraftverk stängs.

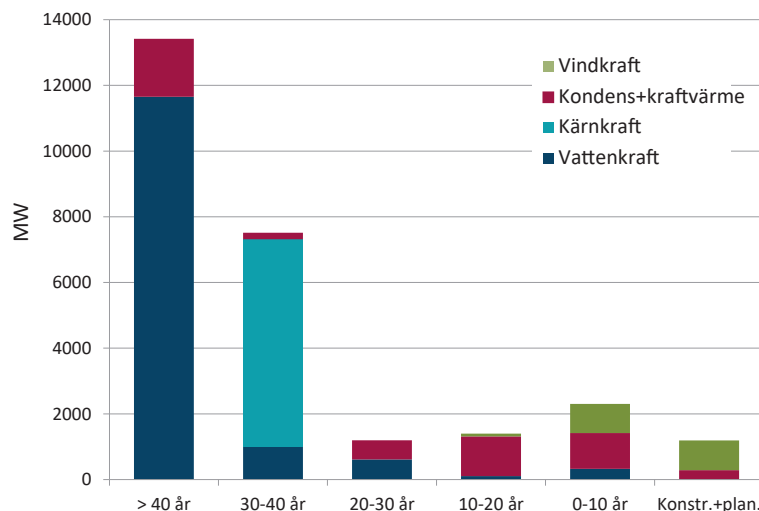
Samtidigt blir de kraftverk som svarar för den reglerbara kapaciteten allt äldre. Det i sig är en stor utmaning, eftersom 80 procent av all reglerbar kraftproduktion (främst vattenkraft och kärnkraft) i Sverige idag är 30 år eller äldre.

Vi har byggt för energin, inte för effekten

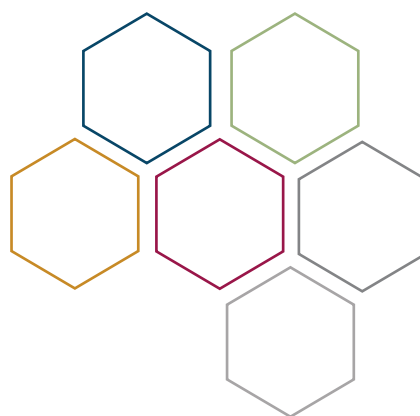
Sedan avregleringen av elmarknaden i mitten av 1990-talet har det byggts ny reglerbar kraftproduktion på drygt 200 MW per år, enligt den omfattande databas över Europas

kraftverkspark som Chalmers gjort tillgänglig för NEPP. Räknar vi bort den reglerbara produktion som avvecklats under de senaste 30-35 åren är nettotillskottet mindre än 100 MW per år. Samtidigt har vi byggt nästan 6 GW väderberoende och icke reglerbar kraftproduktion bara under de senaste tio åren, motsvarande 600 MW per år. Denna beräknas dock endast bidra med drygt 10 procent till kapaciteten vid den mest ansträngda timmen under en tioårsvinter.

Å andra sidan har ökningen av toppeffektbehovet i användarledet – räknat på toppeffekten under tioårsvintern – inte ökat med mer än högst 100 MW per år under de senaste 30 åren, så tillskottet av reglerbar effekt har hittills nästan balanserat ökningen av effektbehovet. Den stora utmaningen ligger istället i att vi redan inom några år ska avveckla ytterligare reglerbar kapacitet – genom stängningen av ytterligare kärnkraft – och att våra återstående reglerbara kraftverk blir allt äldre, se figuren ovan.



Figur: Reglerbar kapacitet i våra svenska kraftverk idag, redovisat efter ålder på kraftverken. Åldern är angiven relativt år 2017. Vindkraftens bidrag utgör 10-15% av installerad effekt. "Störningsreserven" är inte inkluderad i figuren.





7.

Det tekniska elsystemet är vid ett vägskäl

- Det handlar om tilltron till det nya

VÅRT TEKNISKA ENERGISYSTEMS UTVECKLING I SVERIGE

både el- och värmeförsörjningen, har under ett par decennier präglats av en allt tydligare och allt kraftfullare politik för att öka andelen av de förnybara energislagen och minska de fossila, motiverat av i första hand av klimatpolitiska skäl. Ambitioner som 100% förnybart och helt fossilfritt formar idag politiken i vårt land.

Detta har – för det tekniska elsystemet i Sverige – i praktiken lett till en utveckling med ett allt ensidigare fokus på el-energi, och ett minskat fokus på eleffekt och flexibilitet. Vi ser en motsvarande utveckling i ytterligare några länder i (Nord)europa, exempelvis i Danmark, medan andra länder inte haft en lika ensidig satsning på elenergin utan även sett till en utveckling av det tekniska elsystemet som haft en mer jämn balans mellan de tre grundpelarna i energipolitiken (klimat/miljö, leveranssäkerhet och konkurrenskraft).

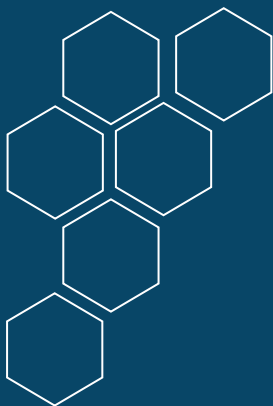
Samtidigt har denna utveckling av elsystemet, med en växande framtida effekt- och flexibilitetsutmaning, givit ökat fokus till – och påskyndat – en spännande teknikutveckling för nya åtgärder som kan hjälpa till att hantera flexibiliteten och möta effektbehovet. Det handlar om alltifrån efterfråge-relaterade åtgärder till batterilager och syntetisk svängmassa för vindkraften. Om dessa åtgärder blir kostnadseffektiva och energisystemets aktörer får tillit till dem, kommer de att medverka till att möjligheterna att möta de framtida effekt- och flexibilitetsutmaningarna i det tekniska elsystemet ökar väsentligt.

I NEPP studerar vi alla dessa nya möjligheter – i såväl produktions- som användarledet – och analyserar hur de kan komma att påverka det tekniska elsystemets utveckling på kort och lång sikt. Ett exempel är den framtida variationshanteringen i elsystemet, som beskrivs i senare avsnitt. Ett annat är hur nya aktörer, t.ex. ett parkeringsbolag, med ny teknik kan agera aggregator för

effekthanering genom elfordon som laddas på bolagets parkeringsytor. Ett tredje exempel illustreras av våra arbeten nedan om vind- och solkraften, hur tekniken utvecklas och hur den kan integreras i elsystemet på bästa sätt.

I våra scenarioanalyser i NEPP tar vi nytta av såväl denna nya kunskap som den etablerade. Vi har analyserat två huvudscenarier med projektets modellverktyg och kompletterat dessa scenarier med en omfattande känslighetsanalys (som vi också kommer att jobba vidare med i projektets andra halva). Båda huvudscenarierna är mycket aktuella för dagens utveckling av det europeiska energisystemet.

Vi kan se två tydliga tidsperioder i våra analyser, nämligen perioden 2018-2030/35, som styrs av lagd politik och tagna beslut, och perioden 2030/35-2050 där nya och skilda omvärldsförutsättningar påverkar i mycket högre grad. I våra olika scenario- och känslighetsanalyser ser vi oftast ett liknande resultat för den första perioden men sedan olika resultat för den andra perioden.



Sammanfattning

- NEPP:s scenarioanalyser baseras på två huvudscenarier, som också väl speglar elsystemets vägval.
- Utvecklingen av elproduktionen i Sverige fram till 2035 styrs i hög grad av Energiöverenskommelsens beslut om det utökade elcertifikatsystemet.
- Däremot visar båda huvudscenarierna på ett underskott av eleffekt i Sverige under de närmaste 10-15 åren. Detta underskott kan komma att uppträda under relativt många av årets timmar.
- Systempriset på el ökar i båda scenarierna.
- Behovet av nya åtgärder för flexibilitet och effekt blir mycket större i vårt Green Policy-scenario än i vårt Climate Market-scenario.
- Energipolitiken idag i Tyskland och Storbritannien exemplifierar väl utvecklingen i NEPP:s båda huvudscenarier.
- Preliminära analyser av ett "högelscenario" visar hur en kraftigt ökad el-användning kan mötas.
- Vindkraftens effektvärde kan komma att fördubblas.
- Det finns stor potential för solel, men kalkylförutsättningar och stödsystem påverkar den faktiska utbyggnaden.

NEPP:s två huvudscenarier

- Scenariobeskrivningar och beräkningsresultat

I denna etapp av NEPP, har vi – i enlighet med styrgruppens uttryckliga önskemål – valt att arbeta med (endast) två huvudscenarier, men därutöver genomföra en mycket omfattande känslighetsanalys för många av de parametrar som är centrala för energisystemets utveckling. I följande text beskrivs våra huvudscenarier och några beräkningsresultat från TIMES-NORDIC modellen

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

Scenarierna

Green Policy-scenariot

”Green Policy” karaktäriseras framförallt av en fortsatt och accelererad satsning på förnybar energi inom EU genom olika nationella och gemensamma stödsystem. Även utanför EU antar vi i detta scenario att utbyggnaden av förnybart är relativt kraftfull, inte minst till följd av en hög takt i den tekniska utvecklingen för olika förnybara energislag. Det senare gynnar naturligtvis också den kraftfulla expansionen inom EU. Vi antar därmed att förnybarhetsmål av olika slag blir det dominerande inslaget i den europeiska energi- och klimatpolitiken.

Målet för EU som helhet är formulerat mycket ambitiöst, närmare 100% förnybart på lång sikt. Vi antar att omställningen går fortast inom elproduktionen medan exempelvis industri- och transportsektorn tar längre tid på sig. Detta starka fokus på förnybar energi gör att handelssystemet för utsläppsrätter har en mycket svag styrning under hela perioden fram mot 2050.

I detta scenario antas att man globalt inte kommer överens om en samordnad och kraftfull klimatpolitik, det vill säga de nationella åtaganden som gjordes i samband med COP21 i Paris 2015 och det fortsatta klimatarbetet, bl.a. i Polen nu senast, förverkligas inte. Det gör att efterfrågan på fossila bränslen fortfarande antas vara hög på många håll i världen, även om den snabba utvecklingen för förnybar energi leder till en dämpning i efterfrågan. Dessutom antar vi i detta scenario att utbudssidan för de fossila energislagen inte präglas av knapphet eller av höga utvinningskostnader. Vi antar inte att OPEC förmår att komma överens om mer långtgående produktionsbegränsningar utan man väljer snarare att

investera i nya produktionskällor, samtidigt som vi antar att aktiviteten på produktionssidan i icke-OPEC länder är hög. Fortsatt teknisk utveckling inom icke-konventionell olje- och gasutvinning leder till att sådan produktion är förhållandevis konkurrenskraftig. På sikt konkurreras dock de fossila energislagen ut av förnybart, i synnerhet inom EU, främst till följd av subventionering och snabb teknikutveckling för de förnybara alternativen.

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

Climate Market-scenariot

”Climate Market” tar sin utgångspunkt i EUs energi- och klimatpaket för 2020 och för 2030, vilket leder till en minskning av växthusgasutsläppen med 20% respektive 40% jämfört med referensåret 1990. Det innebär en mix av framförallt tre dominerande politiska mål: minska utsläppen av växthusgasutsläpp, öka andelen förnybar energi (>30% till och med 2030) och öka energieffektiviseringen (>30% till och med 2030 relativt en referensframskrivning för samma år). Efter 2030 antar vi att den politiska tyngdpunkten framförallt förskjuts i riktning mot att minska växthusgasutsläppen. Vi antar att den långsiktiga målsättningen – eller visionen – med en klimatneutral ekonomi år 2050 uppfylls (jämför ”A Clean Planet for all - A European strategic long-term vision 2050”). Därmed ges utsläpps rättshandeln för CO₂ en huvudroll i omställningen av energisystemet, vilket på längre sikt leder till klart högre utsläpps rättspriser än idag. Vid sidan om förnybar energi och energieffektiviseringar antas även CCS och kärnkraft spela viktiga roller, energislag som också ingår i EU:s långsiktsscenarier (se härom i kapitel 2 i denna halvtidsrapport). Resurshushållning, materialåtervinning och avfallsprevention är ytterligare nyckelord för att beskriva detta scenario. Även i omvärlden utanför EU görs tydliga ansträngningar för att dämpa, och på sikt reducera, de globala utsläppen i

enlighet med utfästelserna vid (och efter) klimatmötet COP21 i Paris.

Vi antar att fossilbränslepriserna i utgångsläget stiger i enlighet med IEAs långsiktiga prognoser men att de planar ut och återigen minskar något (i synnerhet kol) efter 2040 till följd av minskad efterfrågan på grund av mycket höga priser på utsläppsrätter.

Beräkningsresultat

Nedan beskriver vi några centrala resultat från våra modellanalyser av huvudscenarierna med vår TIMES-NORDIC modell.

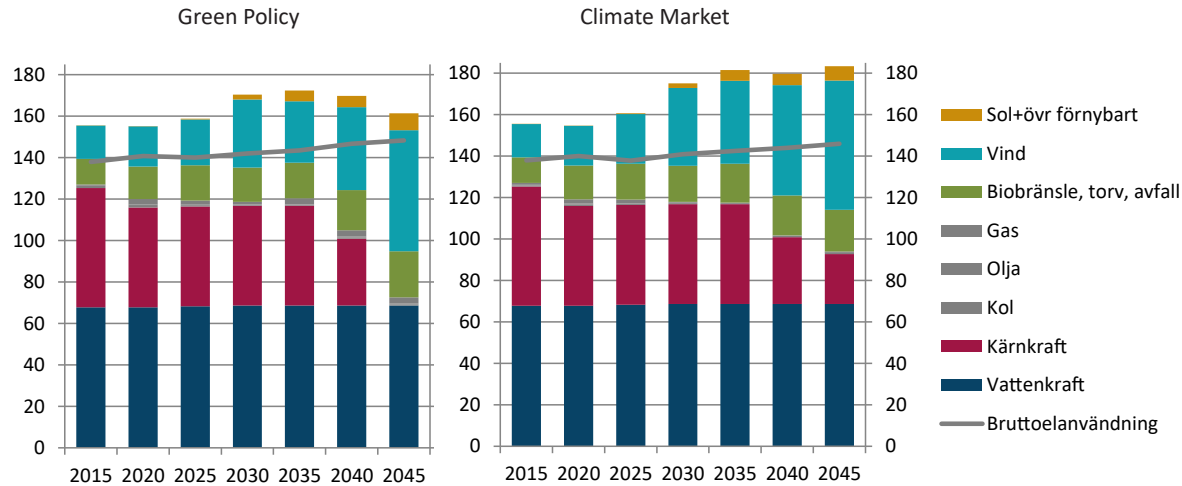
Elenergiproduktionen i Sverige

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

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

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

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



Figur 1: Times-resultat: Elproduktion i Sverige i våra två huvudscenarier.

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

Eleffektbehovet i Sverige

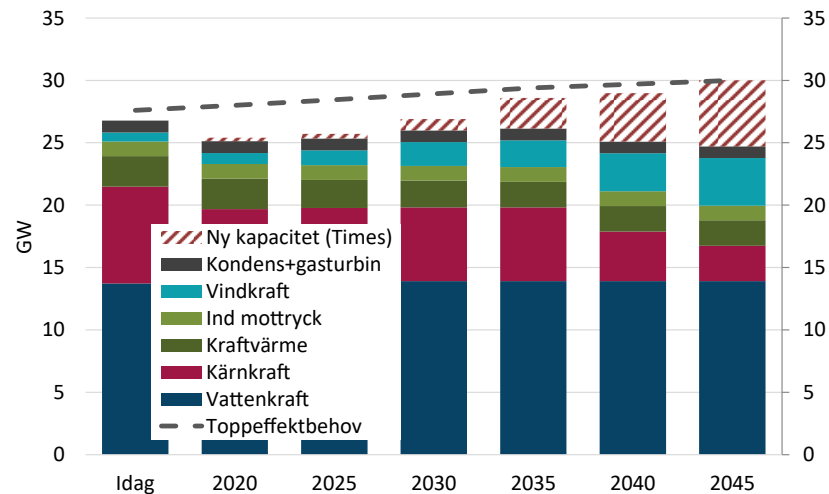
Som framgår ovan ger den svenska elproduktionen ett överskott av elenergi under hela den studerade perioden, och vi har en nettoexport av elenergi till våra grannländer under alla år i båda våra huvudscenarier. Däremot visar båda huvudscenarierna på ett underskott av **eleffekt** under de

närmaste 10-15 åren. Detta underskott kan komma att uppträda under relativt många av årets timmar, och då främst naturligtvis under vintern, men även till viss del under andra årstider. Vid en topplastsituation (enligt "tioårsvinterkriteriet") kommer vi att få lita till import i båda våra huvudscenarier på upp till 3 GW för modellåren 2020-2025, räknat på timbasis. Viktiga bidrag kan också komma från efterfrågeanpassning och lagring av el i t.ex. batterier. Orsaken är att vi stänger de äldre kärnkraftverken senast 2020/2021 (och har då endast de sex yngre reaktorerna kvar) och nyinvesteringar i ny produktionskapacitet (bl.a. gasturbiner) inleds inte – i modellanalyserna – förrän modellåret 2025.

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

- **Att lita till (viss) import för toppeffekten:** I det mycket korta perspektivet, för modellåret 2020, är möjligheten till nyinvesteringar mycket små. Vi blir därför hänvisade till att lita till import av effekt, för att även klara en eventuell topplastsituation (motsvarande 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”.

Figur 2 nedan visar utfallet av Times-modelleringen för ”Green Policy”, och visar den tillgängliga reglerbara effekten i Sverige, både den nya (röd streckad) och den existerande och kvarvarande. Av figuren kan vi alltså konstatera att Times-modellen väljer att utnyttja båda strategierna samtidigt under modellåren 2025-2035, dvs. dels bygga ny kapacitet i Sverige och dels importera då det finns ledig kapacitet i produktion utanför Sverige – samt plats på överföringskablarna – för att täcka en mindre mängd av topplastunderskottet med importerad kraft. För modellåren 2040 och därefter väljer Times-modellen däremot enbart strategin att (ny)investera så att vi har produktionskapacitet fullt ut i Sverige för att täcka underskottet. Utnyttjningstiden för denna nya kraftproduktion är dock liten. Under modellåren 2040 och 2045 är den i genomsnitt 50-100 timmar för den nybyggda kapaciteten, och för modellåren dessförinnan bara några tiotals timmar i snitt.



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

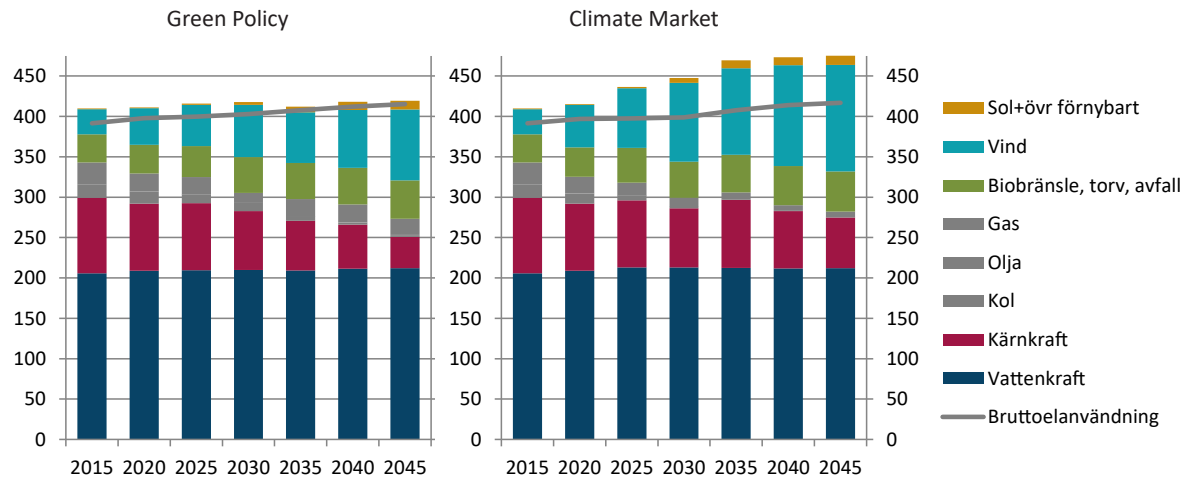
Nordisk och Nordeuropeisk elproduktion

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

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

svenska kärnkraften. Den kol- och naturgaseldade kraftproduktionen i Norden ersätts successivt under den studerade perioden. Biobränsleeldad elproduktion i kraftvärme och mottryck ökar, även om ökningen är relativt måttlig p.g.a. att det värmeunderlag i fjärrvärme och industri som finns kvar att utnyttja är begränsat. Vindkraften ökar kraftigt och, mot slutet av perioden, utgör (säkerligen) även solkraft en tydlig del av den nordiska produktionen i båda huvudscenarierna.

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



Figur 3: Times-resultat: Elproduktion i Norden i våra två huvudscenarier.

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

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

Elprisutveckling

Våra Times-analyser visar att systempriserna på el stiger mer i Climate Market än i Green Policy, som en följd av de antaganden vi gjort om allt högre CO₂-priser i det scenariot. Elpriserna stiger även i Green Policy, men i långsammare takt. Times-modellens resultat visar på systempriser för perioden 2030/35-2050 på mellan 400-600 SEK/MWh i Nord-europa, medan priserna i Climate Market hamnar på 600-800 SEK/MWh, med högst prisnivåer i länderna på Kontinenten. Detta ska dock inte tolkas som att elförsörjningen totalt sett är billigare i scenariot Green Policy eftersom vi där antagit att styrmedel trycker in den förnybara elproduktionen och att investeringarna därmed inte slår igenom i elpriserna.

Sveriges elhandel med omvärlden

I bägge scenarierna förblir Sverige en stor nettoexportör fram till 2035, i storleksordning 15-40 TWh beroende på år. Utvecklingen därefter skiljer sig mer markant mellan scenarierna. De höga elpriserna samt de mycket höga produktionskostnaderna för den fossilbränslebaserade elproduktionen som finns kvar på Kontinenten gör att exportöverskottet för Sveriges del kvarstår även efter 2035 i "Climate Policy". När det gäller "Green Policy" så medför de väsentligt lägre CO₂-priserna även efter 2035 att fossilbränslebaserad elproduktion från Kontinenten kommer att importeras till Sverige under vissa tidsperioder när kärnkraften fasas ut. Trots det förblir vi en nettoexportör, men med en mindre volym.

Överföringskapaciteterna byggs ut från och till Sverige med omkring 3 GW till och med 2040 (jämfört med dagens omkring 10 GW). Det är huvudsakligen överföringarna till Kontinenten som förstärks.

Några resultat från känslighetsanalyser – analys med Apollomodellen

Olika vägar att klara eleffektforsörjningen på sikt har studerats i denna känslighetsanalys. Vägarna ger olika fördelar och nackdelar.

Med hjälp av den detaljerade elmarknadsmodellen Apollo (timupplösning) har vi inom NEPP studerat utmaningarna runt tillgången på effekt i elsystemet. I scenariot Green Policy Plus ersätts kärnkraften successivt med variabel förnybar elproduktion. Då kommer det att under den mest ansträngda timmen under en 10-års-vinter bli ett nationellt effektunderskott på minst 8 GW. I känslighetsanalysen har vi då studerat tre möjliga åtgärder att möta detta underskott: gasturbiner, höjd effekt i vattenkraften och förbrukningsflexibilitet.

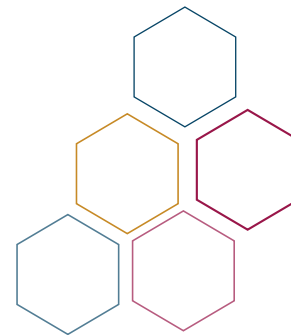
Den enda åtgärden ensam, internt i Sverige, som kan möta denna effektutmaning är investeringar i gasturbiner. Den är skalbar och kan byggas ut till önskad nivå. Övriga åtgärder kan bidra, men inte ensamma lösa effektutmaningen vid högsta förbrukning utan att förlita sig på viss import. Detta då de har en begränsad potential, som för efterfrågeflexibilitet är antagen till 7 000 MW och för utbyggnad i vattenkraften till maximalt 5 000 MW. Gapet är som nämnts ovan över 8 000 MW. Dock måste inte hela gapet täckas med inhemsk produktion eftersom vi delvis kan förlita oss på import.

Modellberäkningarna av de tre produktionsalternativen och de två driftfallen kan sammanfattas på följande sätt för ett modellår efter år 2040:

- Gasturbiner kan av egen kraft lösa effektproblematiken vid hög förbrukning. Nackdelen är att de i dagsläget drivs av fossila bränslen. Som visats i modellkörningarna kommer de dock inte att behövas i någon stor utsträckning utan körs endast mellan 80 – 90 timmar per år i SE4 respektive SE3 i fallet med 4 000 MW gasturbiner. För problematiken kring överskott av effekt/energi som enligt modellkörningarna sker i ungefär 800 timmar per år kan inte gasturbiner själva bidra till en lösning.
- Vattenkraftens kapacitet är ökad med från 16 301 MW till 19 525 MW (3 224 MW) i kombination med att överföringskapaciteten är ökad från SE2-SE3 och SE3-SE4 med 1 000 MW. I de timmar då efterfrågan på el är som störst äsätts elpriset av förbrukningsreduktion (priskänslig last). Scenariot visar att en effekthöjning av vattenkraft i kombination med att flaskhalsar i de stora svenska älvarna byggs bort ökar möjligheten att producera mer vattenkraft de timmar då behovet är som störst. Samtidigt visar vattenkraften sommartid ökade möjligheter att regleras ner vid tidpunkter då förbrukningen är låg och vindkraft och solkraft ger mycket produktion.

- I efterfrågeflexibilitetsscenariot fanns tillgång till 2 000 MW avkopplingsbar förbrukning på priser från 200 till 2 000 EUR/MWh. Dessutom fanns 960 MW flyttbar förbrukning vilken kunde flyttas mellan en och fem timmar. Dessa nivåer var tillräckliga för att klara topplastsituationen i Sverige. För en kall vintervecka aktiveras båda typer av flexibilitet ganska frekvent. Avkopplingsbar förbrukning som är prissatt kommer att spela en stor roll för prissättningen vid timmar med en ansträngd situation. Höjda priser vid dessa tidpunkter kommer då också att ge incitament till den flyttbara lasten då förtjänsten för detta ökar. Förbrukningsflexibilitet i överskottssituationer betyder att man får öka förbrukningen, eller främst att utjämna den genom förflyttning. Denna typ av förbrukningsflexibilitet är mycket lite utforskad och har inte studerats i detta arbete.

I anslutning till modellberäkningarna diskuteras också vad som krävs för att få respektive produktionsalternativ på plats samt olika aspekter på frågan om effektförsörjningen ska lösas land för land eller gemensamt.



Preliminära analyser av ett "högelscenario"

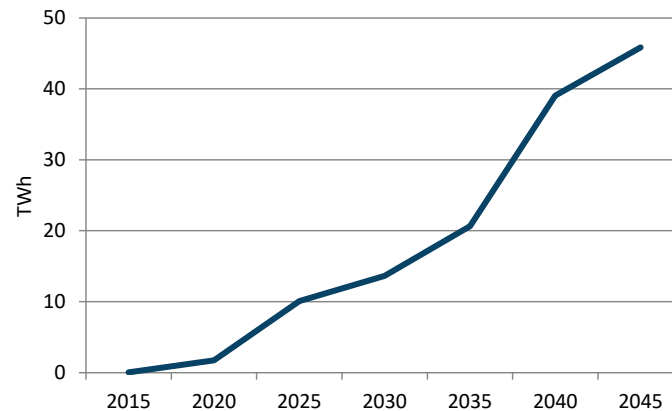
visar hur en kraftigt ökad elanvändning kan mötas

Såväl i Sverige som i flera andra europeiska länder anges elektrifiering som en väg att klara klimatomställningen. Det skulle då leda till att elanvändningen ökar kraftigt i framtiden.

I de båda huvudscenarierna är elanvändningsökningen mycket långsam. I NEPP har vi parallellt inlett en analys av ett "högelscenario" med en kraftigt ökad elanvändning i elsystemet, såväl i Sverige som i övriga länder i Nordeuropa. Vi har då antagit en ökad elektrifiering inom framförallt tre sektorer:

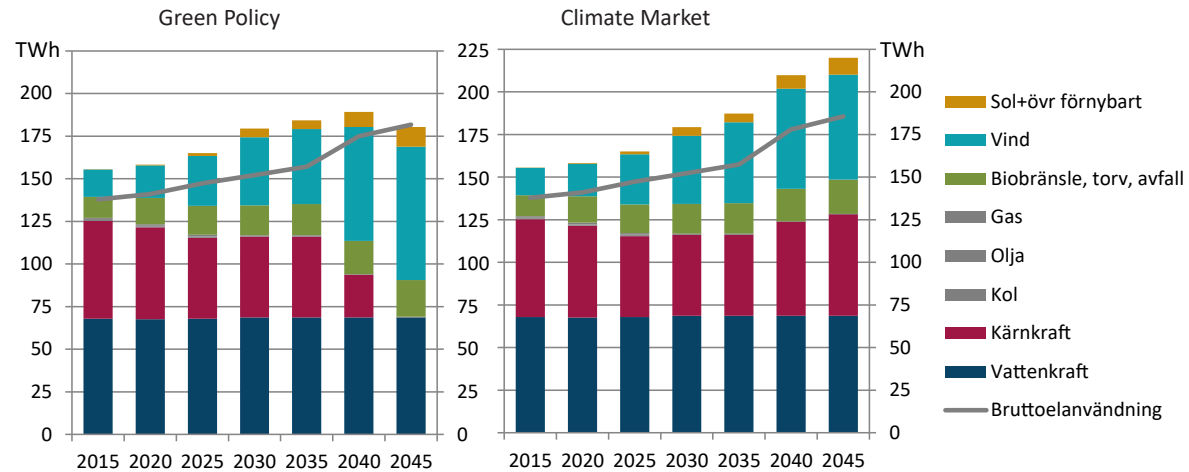
- Transportsektorn, där den övervägande delen av trafikarbetet antas vara elbaserat till 2050.
- Service- och företagssektorn, där bl.a. utbyggnaden av datahallar antas bli stor i Sverige.
- Processindustrin, där flera branschers processer ställs om till elbaserade lösningar om något eller några decennier.

Scenarioförutsättningarna för Sverige har, i denna inledande analys, till stor del hämtats från Energimyndighetens pågående arbete med långsiktiga scenarier för det svenska energisystemet till 2050 (slutförs våren 2019). Myndighetens arbete antar en utveckling där elanvändningen ökar i snabbare takt än i deras referensscenario, en ökning som illustreras i figuren. Som figuren visar hamnar elanvänd-

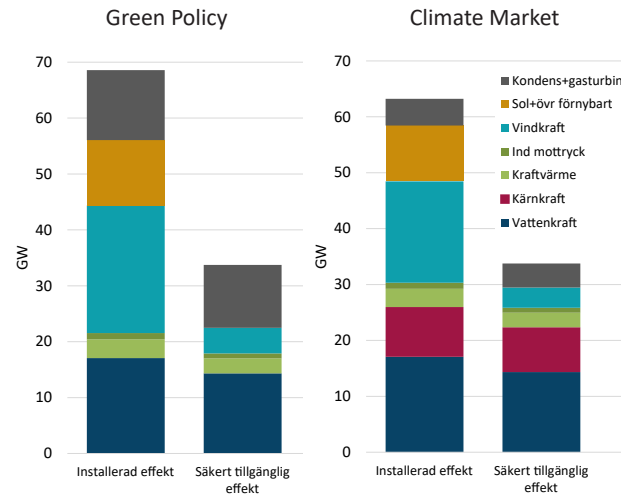


Figur 1: Figuren visar hur mycket elanvändningen i Sverige ökar i högelscenariot, jämfört med den utveckling av elanvändning som antas i Energimyndighetens referensscenario (en utveckling med en mycket måttlig ökning av elanvändningen, i nivå med den i NEPP:s huvudscenarier).

ningen i högelscenariot på en nivå på 40-50 TWh över myndighetens referensscenario om drygt 25 år (år 2045).



Figur 2: Elproduktionen och elanvändningen i Sverige i ett ”högelscenario”, som baserats på Green Policy-scenariot (till vänster) respektive Climate Market-scenariot (till höger). Figuren visar resultat från Times-modellen.



Figur 3: Kapaciteten i svensk elproduktion i de båda högelscenarierna. De båda vänstra staplarna visar Green Policy och de högra visar Climate Market. Då den tillkommande elanvändningen i dessa högelscenarier antas ha en jämn profil över året, är behovet av ytterligare ”säkert tillgänglig kapacitet” (för tioårsvintern) endast omkring 4-5 GW över nivån i våra huvudscenarier.

Vi har gjort analyserna med utgångspunkt i våra två huvudscenarier, och i figurerna ser vi utfallet för den svenska elproduktionen för såväl Green Policy som Climate Market. I Climate Market leder denna stora elanvändningsökning till att både förnybar kraft och kärnkraft byggs ut ytterligare jämfört med grundkörningarna. Vi får då en kärnkraftsproduktion på upp emot 60 TWh år 2050 och en vind- och solkraftsproduktion på cirka 70 TWh, och vi förblir stor nettoexportör till övriga Nordeuropa. I Green Policy är kärnkraften utvecklade år 2050, och trots en vind- och solkraftsproduktion på upp emot 80-90 TWh, kan vi behöva nettoimportera elenergi år 2045.

När det gäller elproduktionskapaciteten krävs succesivt en allt större förstärkning, särskilt i Green Policy där det krävs upp till ytterligare 5-10 GW av reglerbara resurser år 2045,

utöver grundkörningarnas nivåer (se härom i föregående avsnitt). Om den tillkommande elanvändningen har en jämn profil över året räcker det med 4-6 GW, men en spetsigare last kan istället kräva 10 GW. I dessa inledande preliminära analyser av ett högelscenario, har vi antagit att den tillkommande lasten har en jämn profil över året.

Som vi anger inledningsvis i detta avsnitt, har vi ännu bara hunnit göra inledande analyser av våra högelscenarier. I det fortsatta forskningsarbetet i NEPP kommer vi att fördjupa dessa analyser och även göra känslighetsanalyser med en spetsigare förbrukningsprofil.

EU:s föreslagna direktiv och förordning om el

Den 19 december 2018 slöts en provisorisk överenskommelse mellan ordföranden i EU:s medlemsråd och representanter Europaparlamentet kring ett direktiv och en förordning om el.

Direktivet och förordningen stakar ut riktningen framåt gällande EU:s elmarknad och utgör den sista hörnstenen i EU:s *Clean Energy Package* från 2016. Det återstår dock ännu för rådet och Europaparlamentet att godkänna överenskommelsen.

Den föreslagna lagstiftningen omfattar elhandel, balansering och kapacitetsmarknader och har flera syften. Målet är att eldirektivet ska se till att EU:s elmarknad är konkurrenskraftig, konsumentinriktad, flexibel och icke-diskriminerande. Överenskommelsen är också tänkt att definiera roller och ansvar hos marknadsaktörer.

En viktig del i överenskommelsen kring eldirektivet är att den ger elleverantörer möjlighet till fri prissättning. För att skydda svaga konsumenter kommer det dock fortfarande finnas möjlighet för medlemsländerna att reglera priserna för dessa. Tanken är också att konsumenter framöver också ska kunna delta direkt på marknaden, t.ex. som prosumenter som säljer sin egentillverkade el, genom att gå med i system för efterfrågeflexibilitet eller genom att gå med i s.k. medborgarenergisamfund (*citizens energy communities*). Direktivet ska också säkerställa att kunderna har tillgång till prisjämförelseverktyg, smarta mätare och elavtal

med dynamiska priser. Eldirektivet kommer dessutom att utgöra ramverket för lagstiftningen gällande transmissions- och distributionsoperatörer.

Vad gäller elförordningen innebär den en revidering av regler och principer av den inre elmarknaden. Målet är att stödja omställningen av EU:s energisektor mot fossilfrihet och att avlägsna hinder för elhandel över landsgränser. Genom nya regler gällande handel och balansansvar önskar man säkerställa hanteringen av en variabel elproduktion inom unionen. Elförordningen sätter också upp riktlinjerna för medlemsländernas möjligheter att upprätta system för kapacitetsmekanismer och hur dessa får se ut. Avsikten är att säkerställa tillgång till el under perioder med hög efterfrågan på effekt.

Utöver detta sätts en utsläppsgräns på 550 gram CO₂ från fossila råvaror per kWh el. Nya kraftverksanläggningar som släpper ut mer än detta och som tas i drift efter att förordningen har trätt i kraft kommer inte längre att kunna delta i system för kapacitetsmekanismer. För äldre kraftverk som släpper ut mer än 550 gram CO₂ från fossila råvaror per kWh, alternativt i genomsnitt 350 kg CO₂ per år per installerad kW, kommer inte tillåtas delta efter 1 juli 2025.

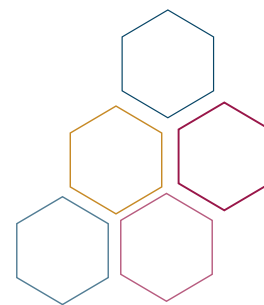
Den tyska Kolkommissionen föreslår att det sista tyska kolkraftverket fasas ut senast år 2038

Den 26 januari 2019 presenterade den tyska, av Angela Merkel tillsatta, s.k. Kolkommissionen, efter sju månader av intensiva förhandlingar, sin slutrapport som rekommenderar landet att avveckla alla sina kolkraftverk senast år 2038. Kommissionen, som omfattar representanter för industrin, politiker, berörda gruvsamhällen, fack och forskare, föreslår också ersättning till de tyska industriregionerna som drabbas av omställningen till förnybar energi på motsvarande ca 400 Mdr SEK. Utöver detta ska två miljarder euro årligen avsättas för att kompensera företag och privatpersoner som till följd av utfasningen får en högre elräkning. Ett exakt belopp ska fastställas år 2023, och kompensationer för höjda elpriser ska pågå fram till 2030 enligt överenskommelsen.

Utfasningen är tänkt att ske i tre steg. Kommissionen har föreslagit att 12,5 GW av den tyska kolkraftskapaciteten ska ha tagits ur bruk till 2022, vilket omfattar några av de största och äldsta kraftverken, och till 2030 ytterligare 13 GW. Detta innebär att det återstår 17 GW de sista åtta åren till

målåret 2038. Denna utfasningsplan avser endast kapacitet som är tillgänglig för den ordinarie elmarknaden och omfattar såväl stenkolkraft som brunkolkraft. Idag har man i Tyskland även avsatt en mindre del kolkraft för reservkraftändamål eller andra systemtjänster. Denna kapacitet omfattas (än så länge) inte av avvecklingsplanen. Enligt förslaget finns även möjlighet att 2032 se över slutdatumet och flytta fram det till 2035.

Förslaget är inte juridiskt bindande men det har ett starkt stöd i det tyska parlamentet och regeringen förväntas följa förslaget. Nu återstår framtagande av lagar som överensstämmer med förslaget. Fler tongivande tyska forskare inom energiområdet har dock ifrågasatt det meningsfulla i avvecklingsplanen inte minst med hänvisning till att anläggningarna omfattas av EU ETS. En (påtvungna) utfasning kommer därför endast leda till en omfördelning av utsläppen av växthusgaser och ökade kostnader för den tyska samhällsekonomin, menar man.



Vindkraftens effektvärde

fördubblas

Tack vare teknikutveckling med stadigt ökande utnyttjningstider för moderna vindkraftverk kommer flertalet av de utmaningar som förknippas med ökande variabilitet på elmarknaden till följd av vindkraftutbyggnaden att kunna hanteras och dämpas. Denna studie avhandlar tillgången på effekt från den samlade vindkraftskapaciteten.

Snabb teknikutveckling

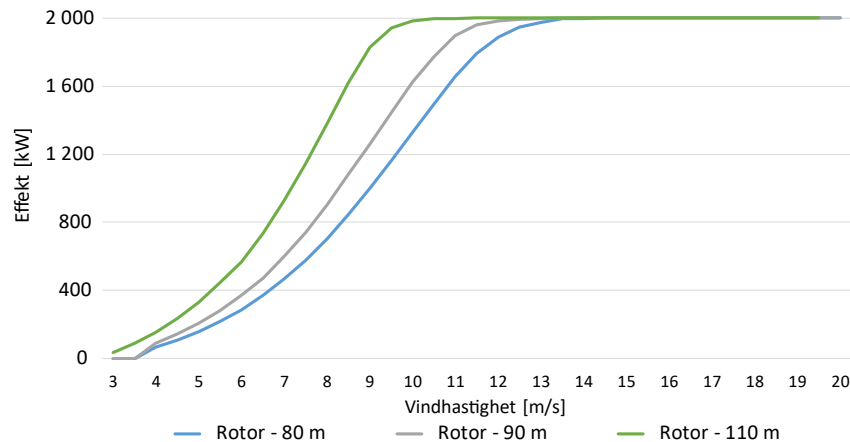
Teknikutvecklingen inom vindturbinssidan har gått från att fokusera på större generatoreffekt, till att istället fokusera på högre tornhöjd och större rotordiameter. Den högre tornhöjden förbättrar vindutbytet då det blåser mer ju högre upp man kommer, medan den större rotordiametern i förhållande till generatoreffekt leder till att elproduktionen, vid lägre vindhastigheter för en given generatoreffekt, kan förbättras avsevärt, se Figur 1 på nästa sida. Denna utveckling har väsentligt ökat antalet drifttimmar per år, en utveckling som antagligen kommer att fortsätta. Detta påverkar i sin tur vindkraftens produktionsprofil i Sverige (och världen), särskilt då äldre vindkraftverk monteras ned och i någon utsträckning ersätts av nya, samt då helt nya parker tillkommer. Eftersom denna utveckling inte inneburit ökade kostnader per installerad effekt i någon större utsträckning, så har istället vindkraftens produktionskostnader per MWh minskat kraftigt. Det gör att landbaserad vindkraft idag är ett av de allra kostnadseffektivaste alternativen för ny elproduktion.

Framtidsbilder

I våra studier har vi utgått från att vindkraftverk i befintlig vindkraftsflotta har en livslängd om 20 år. Detta betyder att hela dagens vindkraftsflotta är helt utbytt med modern teknik till år 2040 och dessutom har en stor mängd ny vindkraft tillkommit. I modellering av hur framtidens elproduktion med vindkraft kommer att se ut har två olika scenarier analyserats, se Tabell 1.

Tabell 1: Turbintyper för befintlig flotta och simulerade fall

Modellfall	Effekt [MW]	Rotor [m]	Navhöjd [m]
Existerande flotta	850	52	60
	2000	90	105
	3 075	112	109
Dagens bästa teknik	2 000	110	120
	3 450	136	149
Framtida teknik	2 000	140	140
	3 450	180	180



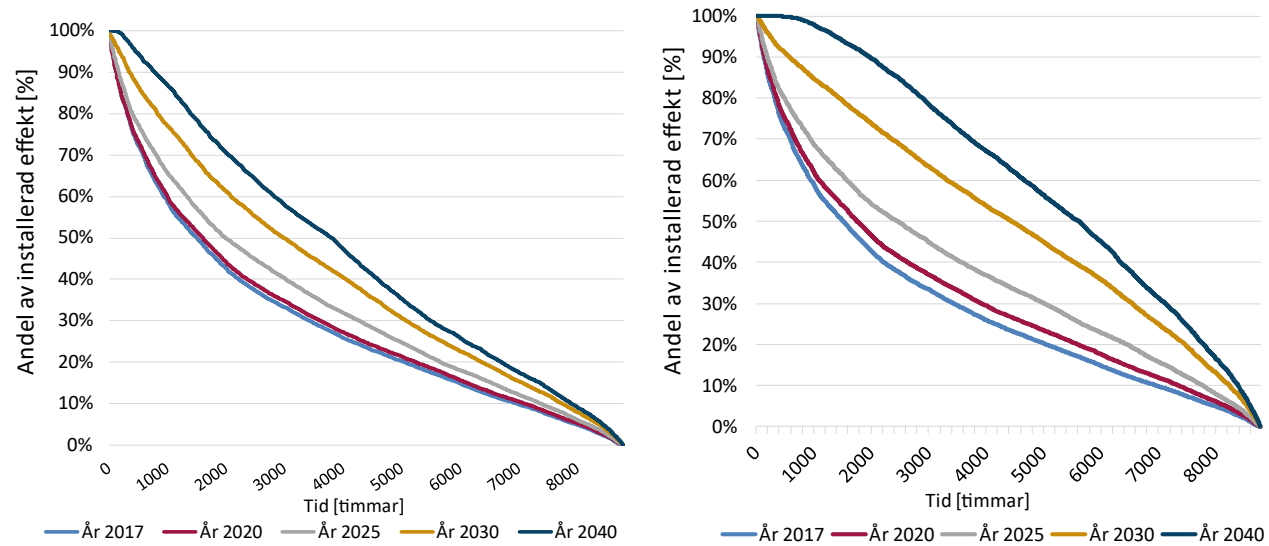
Figur 1: Effektkurvor för vindturbiner med olika rotordiameter

I första fallet har vi utgått från att dagens bästa teknik är det som kommer att användas vid nybyggnation och ersätta befintliga vindkraftverk allteftersom de faller för åldersstrecket. I det andra fallet har vi utgått från att teknikutvecklingen fortsätter snabbt framåt, med större rotor och högre torn, så att nybyggnation och ersättning av befintlig flotta sker med betydligt förbättrad teknik. Troligen ligger sanningen någonstans mellan dessa fallen, men tillsammans ger de ett möjligt utfallsrum för framtidens vindkraftsproduktion. Simuleringar av de beskrivna fallen har genomförts baserat på verklig vinddata för åren 2013-2016 "vindår" för ett antal parker i södra Sverige (prisområde 3 och 4).

Teknikutveckling och geografisk spridning ger stabilare produktion

Resultaten visar att redan vid en utveckling av vindkraftsflottan från dagens flotta (2017) till en helt ny flotta 2040

motsvarande dagens bästa teknik leder till ett väsentligt högre antal fullasttimmar för vindkraftsproduktionen. Ökningen är mellan 50 och 61% baserat på vindåren 2013-2016, där utfallet för vindåret 2016 visas till vänster i Figur 2. Utöver detta tillkommer också att variationen i fullasttimmar mellan olika år minskar jämfört med idag. Huvudskälet till detta är att nya turbiner har en lägre specifik effekt (W/m^2), vilket innebär att de producerar mer el än äldre turbiner särskilt vid lägre vindhastigheter (se Figur 1). Om man utgår ifrån det andra fallet, det vill säga med väsentligt förbättrad framtida teknik, så blir ökningen av fullasttimmar 92-112% då hela dagens flotta är utbytt. Utfallet för vindåret 2016 visas till höger i Figur 2. I båda fallen minskar antalet timmar med låg produktion (exempelvis <10% av installerad effekt) avsevärt.



Figur 2: Fullasttimmar för fall med dagens bästa teknik (tv) och fall med väsentligt förbättrad teknik (th)

I ett fall simulerades att hela utbyggnaden sker geografiskt koncentrerat till den norra delen av den analyserade regionen (motsvarar prisområde 3). Tack vare något högre medelvind än i de södra delarna så blev andelen fullasttimmar högre än i grundfallet (66-77% för de modellerade åren)¹. Trots den högre medelvinden så gjorde vindfördelningen och koncentration till ett mindre geografiskt område att det faktiskt blev fler timmar med lägre produktion än tidigare (<10%).

I och med att produktionen förbättras kraftigt med modern teknik, särskilt vid lägre vindhastighet, så innebär det att effektvärdet för vindkraft ungefär dubbleras mot dagens värde¹. I Tabell 2 visas utvecklingen av effektvärdet för simu-

Tabell 2: Förändring av effektvärde för olika simulerade år

År	2017	2020	2030	2040
2013	9,8%	10,6%	16,2%	18,7%
2014	13,2%	14,3%	19,7%	22,0%
2015	12,5%	13,8%	25,5%	30,3%
2016	11,0%	12,0%	19,1%	21,3%

leringar från 2017 till 2040 då hela dagens vindkraftsflotta är utbytt. Det skiljer en del mellan de vindår som simuleringarna baseras på, men även ett vindår med riktigt låg medelvind (som vi hade 2013) så blir effektvärdet närmare 19%.

¹ Effektvärdet är definierat som den lägsta andel uteffekten av installerad effekt som inträffar under 90% av tiden för vintermånaderna (december, januari, februari). Svenska kraftnät använder fyra vintermånader.

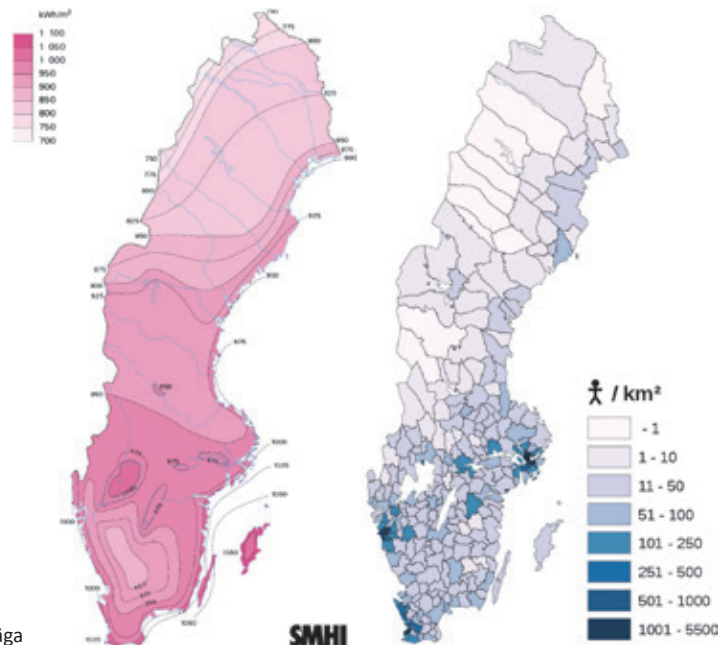
Kostnader och potential för sol

i Sverige

Solcellernas kostnadseffektivitet har förbättrats kraftigt under de senaste 10 åren. Solcellsinstallationer har gått från att vara en angelägenhet för ett fåtal entusiaster till något som i allt större utsträckning bedöms som intressant att placera på en stor andel av takytorna runtom i landet. Potentialen är stor men det är många faktorer som påverkar lönsamheten för investeringar i solceller.

God solinstrålning sammanfaller med hög befolkningstäthet

Solinstrålningen i Sverige är som bäst där befolkningstätheten generellt är som störst, det vill säga vid kusterna (Figur 1), och sammanfaller därmed med en avsevärd andel av de tillgängliga takytorna i landet. Till vänster i figuren visas solinstrålningen och till höger befolkningstäthet för respektive kommun.



Figur 1: Till vänster visas globalinstrålning (SMHI) och till höger befolkningstäthet (Geodata) ¹.

¹ Globalinstrålning omfattar den totala mängden solstrålning, det vill säga både direkt och diffus solstrålning, som träffar en horisontell yta.

Skillnaden i elutbyte mellan en installation i sydligaste Sverige (Malmö) och en kustnära installation i den nordligaste landsändan (Luleå) är ungefär 10% för optimal lutning och orientering i respektive region. Vidare är elutbytet från en placering i öst-västlig riktning med optimal lutning drygt 20% lägre än en placering i sydläge med optimal lutning. En orientering i nordlig riktning ger naturligtvis ett klart lägre utbyte och innebär i de allra flesta fall en så låg produktion att lönsamheten blir alltför dålig. Installationer på platta tak utrustas generellt med ställningar vilket innebär att lutningen på solpanelerna blir optimal. Solföljande installationer har ett relativt högt elutbyte, men de högre kostnaderna motiverar sällan investeringar i dagsläget.²

Skillnad mellan solcells-installationer på tak och mark

De fysiska förutsättningarna skiljer sig åt ganska mycket mellan solceller på byggnader och på mark. Solcellsinstallationer på mark är betydligt enklare och har större skalbarhet, medan solceller på byggnader gynnas av att infrastruktur, särskilt elnät, redan finns på plats eller i omedelbar närhet. Man tar inte heller någon ytterligare markyta i anspråk. När det gäller solceller på byggnader är förutsättningarna för taket där de ska placeras avgörande. Behöver taket renoveras blir merkostnaden för att samtidigt installera solceller lägre än om taket är relativt nylagt. Renoveringstakten för tak är därför en viktig faktor för utbyggnaden av sol.

När det gäller solceller på mark så blir de infrastrukturella förutsättningarna avgörande på ett annat sätt. Framförallt påverkar möjligheten till relativt billig elanslutning, vilket innebär att samlokalisering med bland annat vindkraftparker och sluttäckta deponier med etablerad infrastruktur kan bli intressanta.

Potentialen för sol i Sverige är (mycket) stor...

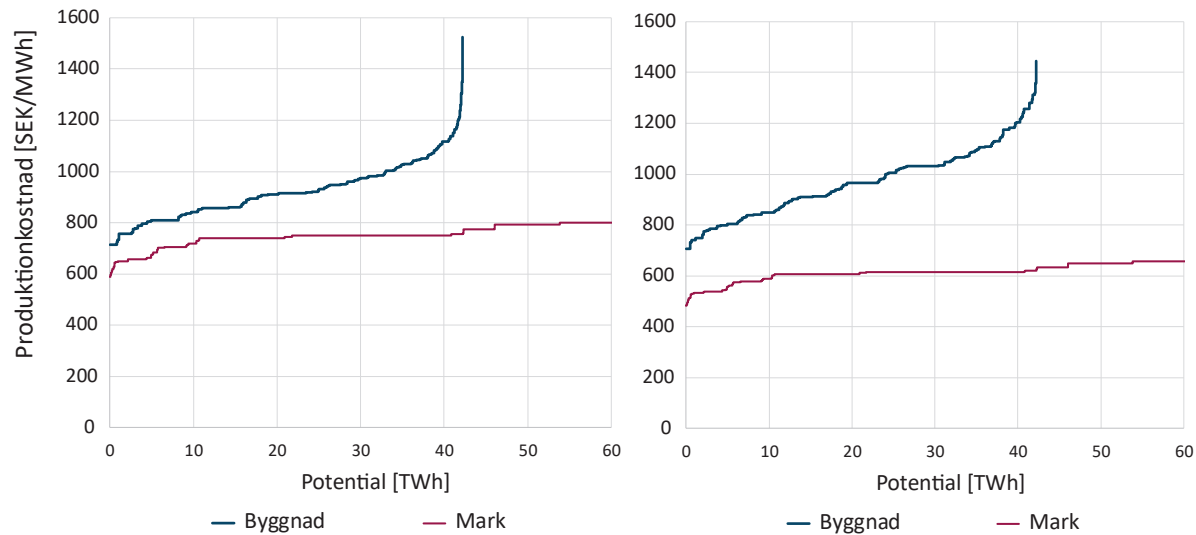
Baserat på detaljerade uppgifter om olika taktyper runt om i landet, där vi exkluderar branta tak riktade åt norr (på grund av låga elutbyten) samt tar hänsyn till skugg effekter (skorsteningar, ventiler, närliggande träd mm) så motsvarar detta en potential för takmonterade installationer på drygt 40 TWh per år, se Figur 2. En skattning av potentialen för mark, där vi utgår från samlokaliseringsinstallationer (i anslutning till vindkraftparker eller i nära anslutning till annan befintlig infrastruktur såsom flygfält eller aktiva deponier) eller på andra platser relativt nära befintligt elnät, uppgår till grovt räknat 50 TWh, Figur 2.³

...men kalkylförutsättningar och stödsystem påverkar den faktiska utbyggnaden

Vi kan konstatera att det är betydligt mer kostnadseffektivt att bygga stora solcellsparker jämfört med att göra installationer på tak, om kalkylförutsättningarna är desamma. Om man tar i beaktning att avkastningskraven på markbaserade anläggningar normalt är betydligt högre (görs generellt av kommersiella aktörer) än för anläggningar på tak (görs ofta av privatpersoner) så närmar sig produktionskostnaderna varandra, dock med en liten fördel för markbaserade. Här har vi dock endast räknat på kostnaden. Inkluderar vi investeringsstöd, skattereduktion, undviken elskatt och rörlig elnätsavgift för egenförbrukningen, så är lönsamheten för mindre takanslutningar idag bättre än för markbaserade installationer. Det alltså dessa faktorer som hittills avgjort att det framförallt byggs solceller på tak istället för stora anläggningar på mark, då de inte har samma möjligheter till stöd. Exempelvis har investeringsstödet på 30% en maxnivå om 1,2 MSEK, vilket gör att anläggningar upp till ca 0,5 MW får fullt stöd. För den del som överstiger detta utgår inget stöd.

² Utvärdering av Sveriges första MW-solcellspark (Stridh B, 2016).

³ Dessa potentialuppskattningar är gjorda på uppdrag av Energimyndigheten och beskrivs närmare i rapporten "Teknisk-ekonomisk kostnadsbedömning av solceller i Sverige" (Profu, 2018) som finns att ladda ner på <http://www.energimyndigheten.se/globalassets/fornnybart/solenergi/ovriga-rapporter/teknisk-ekonomisk-kostnadsbedomning-av-solceller-i-sverige.pdf>



Figur 2: Till vänster visar produktionskostnad för solceller på byggnader och mark om man antar traditionella kalkylräntor för respektive aktör och till höger visas samma sak fast om alla har en kalkylränta om 4%.

Den som investerar i solceller har andra motiv än lönsamhet

Även om kostnaden för att investera i solceller har sjunkit kraftigt är det i dagsläget fortfarande svårt att få en tillräcklig lönsamhet på kommersiella grunder. Det finns naturligtvis fall där det är möjligt, i synnerhet om man har ett gynnsamt läge, relativt låg investeringskostnad (på grund av exempelvis

takets beskaffenhet och anläggningens storlek), samt har förhållandevis låga avkastningskrav och är berättigad till stöd. I de flesta fall är det dock så att de som investerar i solceller även har andra motiv för sin investering såsom miljömässiga motiv eller en strävan efter ökad självförsörjning på energiområdet.

Solel och elnät

- Med fokus på den ekonomiska relationen

När det gäller solel och det lokala elnätet brukar farhågan kring överföringsbegränsningar tas upp som den viktigaste faktorn för att hantera den framtida utbyggnaden. En annan fråga som också bör lyftas i sammanhanget är hur egenproduktion med solel påverkar konsumenters elförbrukning och hur elnätsavgifterna relaterar till den allt större egenproduktion hos både privatpersoner och företag – en trend som sannolikt kommer förstärkas under de kommande åren.

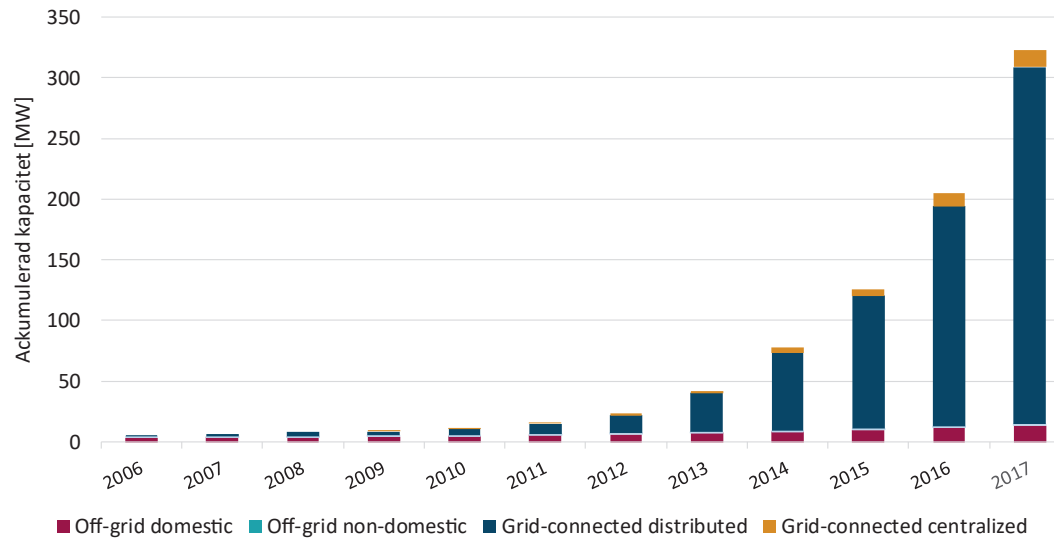
Det är främst solceller på fastigheter som installerats hittills

Fram till 2006 installerades solceller i Sverige främst utan inkoppling till elnätet, samtidigt var mängden installerad kapacitet fram till dess också extremt blygsam, knappt 5 MW, se figur på nästa sida. Det var först 2012 som utbyggnaden tog fart och då framförallt för distribuerade system (solceller på kommersiella och privat byggnader) kopplade till elnätet. Ett skäl till detta är att lönsamheten var, och är, bättre för dessa aktörer då man hade andra stöd än de som eventuellt planerade att bygga på mark.

Begränsningar i elnätet finns i första hand lokalt - men lösningar finns

Baserat på en intervjustudie så kan man konstatera att elnätsbolagen generellt är positivt inställda till att ansluta solcellsanläggningar¹. Det gäller även om anslutningsplikt föreligger. Vidare anser elnätsbolagen att man börjat få fungerande rutiner för att genomföra anslutningar. Framförallt mindre elnätsbolag säger sig dock inte ha resurser för att förutse eventuellt kommande problem med avseende på soleininstallationer och åtgärda dem i förhand.

¹ Energiforsk 2017, "Utbyggnad av solel i Sverige", rapport 2017-376.



Figur 1: Ackumulerad kapacitet solceller för olika typ av installationer ².

Begränsningar och problem i elnätet vid en (storskalig) utbyggnad av soler är framförallt en fråga för det lokala elnätet. När sådana problem uppstår finns emellertid relativt många åtgärder att vidta för att hantera utmaningarna, se Figur 2. De hinder som föreligger ur ett tekniskt elnätsperspektiv är alltså främst en kostnadsfråga. Det är först vid en relativt stor utbyggnad som problem kan uppstå på nationell nivå.

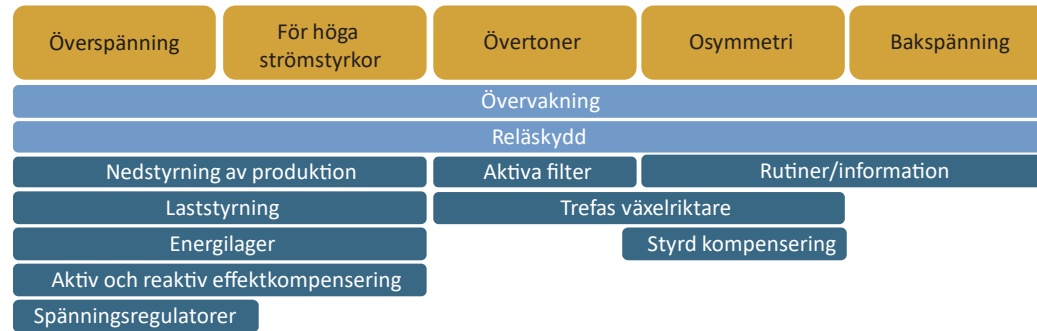
Soler minskar inte behovet toppeffekten för en konsument

Ett potentiellt problem som inte uppmärksammats i så stor utsträckning är att utbyggnaden av soler i dagsläget inte minskar behovet av toppeffekt för konsumenterna. Istället blir kundernas förbrukning spetsigare ju mer soler som

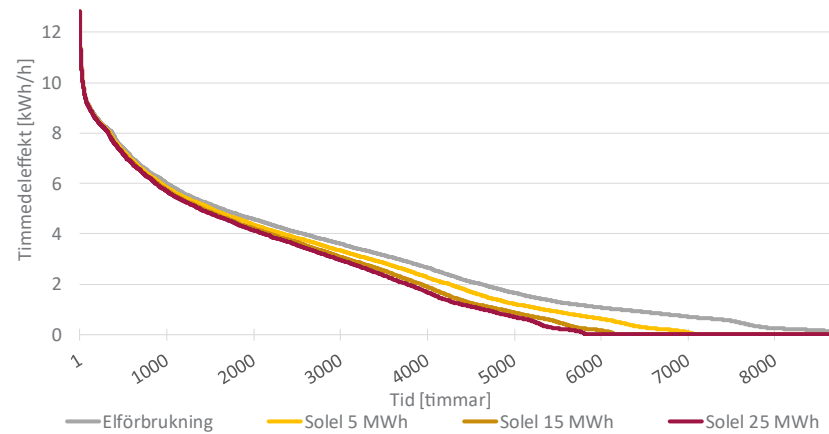
installeras. I Figur 3 visas ett varaktighetsdiagram för en villa med en årlig elförbrukning om 25 MWh, därutöver visas hur nettoförbrukningen förändras vid olika mängd installerad soler (årlig produktion). Som synes så blir nettoförbrukningen spetsigare ju större mängd solceller som installeras.

Att kombinera solerinstallationen med ett batteri möjliggör en ökad andel egenförbrukning, det vill säga inmatningen på elnätet reduceras. På vintern har man då dessutom möjligheten att kapa effektoppar. Batterilösningar bidrar därmed till att minska problematiken med höga inmatningar sommartid, när det generella elbehovet är lågt, och avlasta elnätet vid effektoppar under vintern. I nuläget utgör dock batterilösningar en kostsam investering.

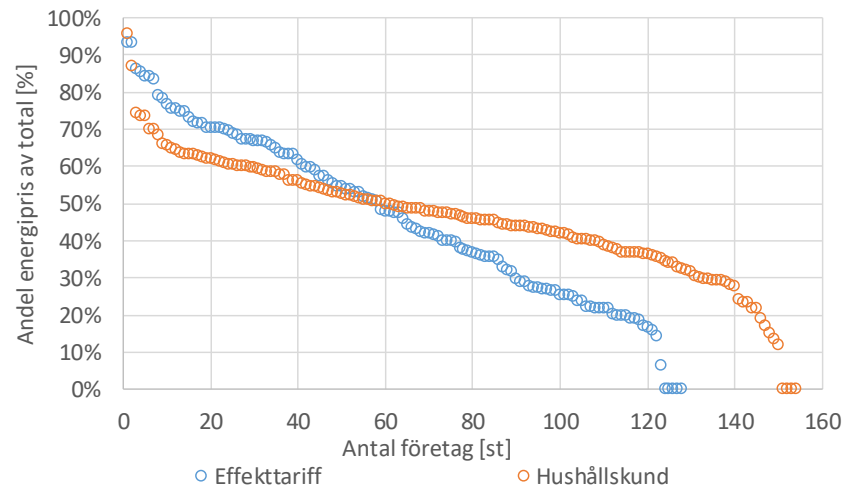
² Data från National Survey report of PV power Applications in Sweden 2017, J Lindahl & C Stoltz 2018.



Figur 2: Möjliga problem (gulmarkerade) i elnätet som kan uppstå vid en utbyggnad av sole, samt potentiella åtgärder (blåmarkerade).



Figur 3: Varaktighetsdiagram för en villas elförbrukning samt hur den förändras vid olika mängd installerade solceller.



Figur 4: Energiprisets andel av totalt pris för hushållskunder (20 A och 20 MWh) och kunder med effekttariff (100 kW och 350 MWh).

Elnätsföretagen tar i stor utsträckning betalt för överförd energimängd

Ett problem i relation till ovanstående är att många elnätsbolag i stor utsträckning tar betalt för överförd energimängd. Problemet med detta är att kostnaden för ett elnätsbolag är ungefär densamma för en kund med och utan solceller eftersom toppeffekten är densamma.³ Det enda som minskar är överföring av energi och därmed tappar elnätsbolagen intäkter om energipriset utgör en stor andel av totalt pris samtidigt som kostnaderna är desamma. De energirelaterade kostnaderna för ett elnätsbolag utgörs främst av elnätsförlusten, vilket normalt utgör mindre än 10 % av de totala kostnaderna. Som Figur 4 visar så har de flesta elnätsbolagen en energidel som utgör mer än 20 % av intäkterna och över hälften av bolagen har en energidel som utgör mer än 40 % av intäkterna oavsett om det gäller hushåll eller effektkunder.

³ Med solceller tillkommer dock kostnader för mätning.

Behov av att se över prismodeller för elnätsbolagen

För elnätet finns det alltså frågor som inte bara relaterar till tekniska begränsningar när det gäller utbyggnaden av solceller. Att i god tid skapa prismodeller som bättre speglar elnätsbolagens kostnader torde vara en prioriterad aktivitet eftersom man riskerar att skapa problem både för sig själv och för de som installerar solceller då utbyggnaden kommit längre. Om utbyggnaden av solceller blir stor och elnätsbolagen tappar intäkter på grund av detta riskerar det leda till att man måste höja elnätsavgifterna. Om man gör det enligt befintliga prismodeller drabbar det särskilt de som inte har någon solceller. Om elnätsbolag väljer att förändra prismodellen så att man tar betalt mer kostnadsriktigt, då straffas de som redan investerat i solceller då de byggt sina kalkyler på dagens förutsättningar. Om elnätsbolagen, som har en hög andel energi i sin nätavgift, agerar sent så riskerar man alltså att utvecklingen kan slå tillbaka. Missnöjda kunder kan komma att se över möjligheten att göra sig (ännu) mindre beroende av elnätsbolagen.

Kraftvärmekapaciteten minskar i Sverige

- visar nyligen genomförd enkät

De flesta skriver under på att kraftvärme är ett effektivt och resurs-hushållande sätt att samtidigt producera el och värme. Samtidigt pekar många på den ökade betydelsen av kraftvärmens planerbara effekt i ett elsystem med växande inslag av variabel elproduktion. Detta kan komma att förstärkas ytterligare genom att flera samhällssektorer (t.ex. industrin och transporterna) kan stå inför en snabbt ökad elektrifiering. Det finns förhoppningar om att kraftvärme kommer att växa snabbt, men mycket i omvärldsförutsättningarna talar emot en sådan expansion. Det är därför av stor vikt att få en uppfattning om hur kraftvärmekapaciteten kommer att utvecklas under de kommande 10-20 åren.

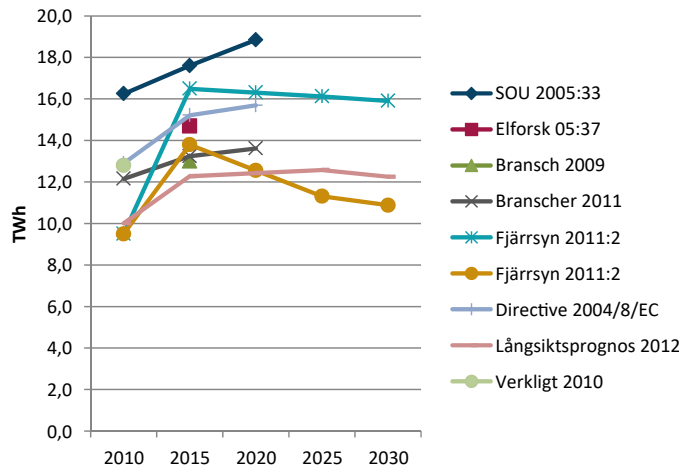
Inom ramen för Energiforsk och NEPP genomförs just nu ett projekt med målsättningen att visa på utvecklingsvägar för kraftvärmens i de svenska fjärrvärmesystemen. Olika metoder kommer att utnyttjas för att ta fram bilden av den framtida kraftvärmekapaciteten, exempelvis sammanställning av prognoser och potentialbedömningar, scenarioberäkningar samt enkäter med företag som har och/eller planerar att bygga kraftvärme. Utifrån framtidsbilden diskuteras också behovet av olika styrmedel för att stärka kraftvärmens konkurrenskraft och därigenom ge en kostnadseffektiv utveckling av hela systemet. Arbetet startade under oktober 2018. Preliminära resultat skall vara framme i slutet av februari och arbetet avslutas före sommaren 2019.

Bakgrund

Trots att fjärrvärmeunderlaget uppgår till ca 50 TWh/år så stannar elproduktionen i fjärrvärmesystemens kraftvärmeverk under de senaste åren vid 7 – 13 TWh/år. Den stora spridningen hänger samman med omvärldsförutsättningar som exempelvis elpris och kallår/varmår. Flera saker bidrar till att elproduktionen inte är större, exempelvis utnyttjandet av industriell spillvärme, avfallsförbränning med lågt eller inget elutbyte samt historiskt låga elpriser. Det är utan tvekan så att elproduktionen från kraftvärme utifrån ett givet värmeunderlag skulle kunna bli större.

I regeringens energipolitiska proposition (prop. 2017/18:228), april 2018, anges bland annat följande: *”En konkurrenskraftig fjärrvärmesektor och effektiv elanvändning i uppvärmningen är förutsättningar för att klara den framtida el- och värmeförsörjningen under kalla vinterdagar”* samt *”Det är angeläget att möjligheten till högeffektiv elproduktion utnyttjas i bränslebaserad fjärrvärmeproduktion”*. Trots detta så är det många omvärldsförutsättningar som utvecklas i fel riktning för fjärrvärmesektorn i allmänhet (påverkar kraftvärmens indirekt genom värmeunderlagets storlek och investeringsförmågan) och för kraftvärme i synnerhet. Det finns därför en oro att kraftvärmens inte kommer att få möjlighet att ta den önskade rollen, om inte förutsättningarna förändras.

Profu beräknade för några år sedan potentialen för kraftvärmeel och kom fram till att den stannar vid knappt 15 TWh/år till år 2030. Vissa menar att potentialen är mycket större än så. Skillnaden i förväntningar handlar till stor del om vad man menar med potential – om det är hur mycket elproduktion som fysiskt skulle gå att få ut med tillgänglig teknik eller



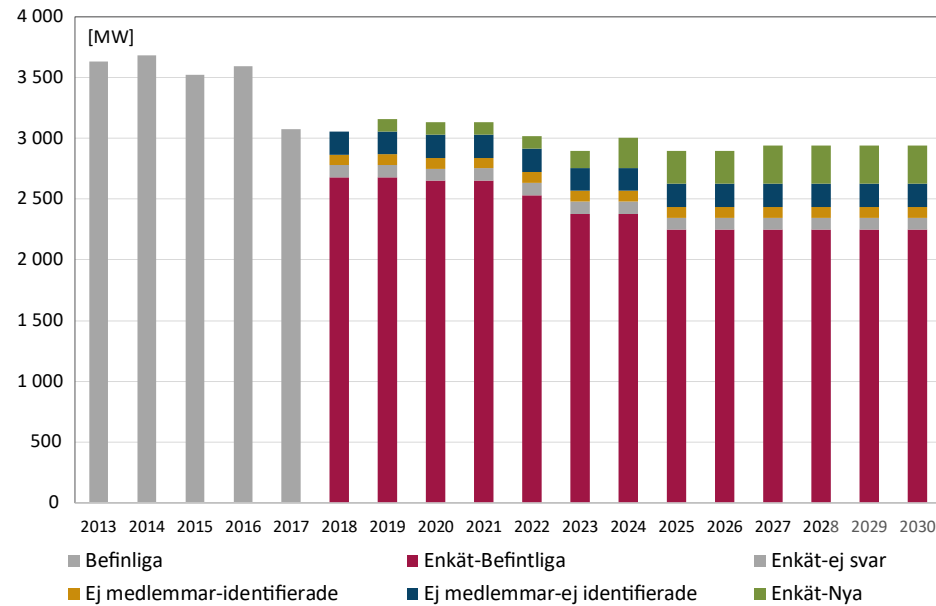
Figur 1: Sammanställning av ett antal tidigare potentialbedömningar av elproduktionen i kraftvärmeverk i svenska fjärrvärmesystem.

om man också ska väga in de ekonomiska begränsningarna (hur mycket som lönar sig att bygga ut). En sammanställning från 2013 av några olika potentialbedömningar framgår av figur 1. Observera att till detta kommer den elproduktion som kommer från mottrycket inom industrin.

Vad tror branschen?

För att kartlägga fjärrvärmeföretagens planer för perioden till 2030 har projektet skickat ut en enkät till alla fjärrvärmefjärrvärmeföretag inom Energiföretagen Sverige med fjärrvärmeleveranser större än 100 GWh och till de företag med mindre leveranser men som redan idag har kraftvärme. Enkäten berör förutom effekter och produktion i nuvarande och framtida anläggningar också andra faktorer såsom vilka faktorer som påverkar beslut om nedläggning av befintlig kraftvärme och investeringar i ny.

Enkäten genomfördes i huvudsak under november och december 2018 och besvarades av företag motsvarande 90% av de aktuella fjärrvärmeleveranserna och 95% av dagens kraftvärmeeffekter. Utfallet framgår av figur 2. Minskning av de historiska effekterna (grå staplar) 2017 förklaras i första hand av nedläggningen av den naturgaseldade anläggningen i Malmö. Befintliga effekter enligt enkäten (röd) inkluderar även befintliga anläggningar som byggs om (t.ex. bränslebyte). Minskningen av befintliga effekter 2022-25 beror på att flera större anläggningar läggs ner samtidigt. Förutom de röda staplarna finns också en uppskattning av de effekter som kan hänföras till företag som inte svarat på enkäten (grå stapel åren 2018-2030) och effekter i fjärrvärmeföretag som inte är medlemmar i Energiföretagen Sverige. För både gruppen som ej svarat och de som inte är medlemmar har antagits att eleffekten är oförändrad under perioden. De gröna staplarna slutligen, är de planerade nya anläggningar som företagen i dagsläget tror kommer att byggas.



Figur 2: Sammanställning av verklig och förväntad total eleffekt i fjärrvärmesystemens kraftvärmeverk (Kraftvärmeenkät 2018).

Sammantaget indikerar enkäten att den tillgängliga el-effekten i befintliga kraftvärmeverk kommer att gå ner från dagens nivå på ca 3000 MW till ca 2600 MW år 2030, dvs en minskning med drygt 10%. Inklusiva den planerade tillkommande effekten blir nedgången av den totala effekten ca 100 MW eller knappt 5%.

Styrmedelsdiskussion

Trots kraftvärmens upplevda fördelar kan det bli så att elproduktionen från kraftvärmeverken inte alls ökar eller till och med minskar. Problemen förstärks av att det nyligen har presenterats en rad skatteförslag som direkt eller indirekt slår mot kraftvärme (exempelvis NOx-skatt, CO₂-skatt inom

EU ETS, avfallsförbränningsskatt och fastighetsskatt på värmeproduktion). Detta sker i ett sammanhang där andra kraftslag snarare upplevt förbättrade styrmedelsvillkor. Om man av olika skäl vill öka mängden kraftvärme-el så förutsätter det att omvärldsförutsättningarna, exempelvis vad gäller styrmedel, förändras i positiv riktning för kraftvärme. I arbetet diskuterar vi sådana möjliga förändringar och som en del i detta arbete genomfördes ett styrmedelsseminarium under början av januari 2019 där olika möjliga styrmedel och förändringar diskuterades. På seminariet var en stor del av kraftvärmesektorn representerad.

A large, red, multi-fingered mechanical claw is suspended by a yellow crane. The claw is positioned in the center of the frame, with its fingers pointing downwards. The background shows an industrial facility with concrete walls, yellow safety railings, and various pipes and equipment. The lighting is bright, suggesting an indoor or well-lit outdoor environment.

8.

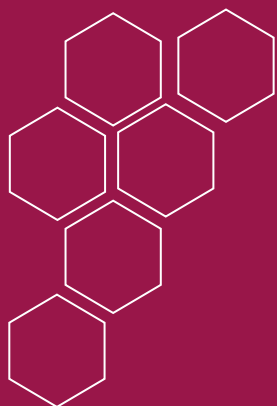
Det lokala energisystemet

– Fokus på fjärrvärme och avfall



I EN LOKAL KONTEXT FINNS ENERGI-SYSTEMET för att tillgodose behov hos lokala aktörer, givet lokala miljömål och hänsyn. Tekniska, ekonomiska och sociala faktorer blir konkreta på en lokal nivå, och måste beaktas av energisystemets aktörer. Det tekniska och ekonomiska systemet ger förutsättningar t.ex. om avfall och biobränsle finns med i bränslemixen för fjärrvärme och hur hänsyn tas till hållbarhetskriterier och strävan mot resurseffektivitet och minskade utsläpp från plast i restavfall. Sociala strukturer ändras med energieffektivisering och hänsyn vid hållbarhetsarbete till exempelvis stadsutveckling och leveranssäkerhet.

Många delar i NEPP hanterar den övergripande nationella och internationella nivån med utgångspunkt i bl.a. politikens tre grundpelare, nationella utmaningar inom flexibilitet/effekt och de målkonflikter mellan utveckling och miljökrav som berör bland annat vattenkraften. I det här kapitlet fokuserar vi istället på den lokala dimensionen av energisystemet och några av dess utmaningar och möjligheter. Avslutningsvis redovisar vi också ett antal framtids-scenarier för uppvärmningssektorns utveckling.



Sammanfattning

- Övergången till en cirkulär ekonomi, där avfall i princip inte uppstår, kräver en djupgående omställning av hela samhällsstrukturen.
- Det pågår flera branschinitiativ för mindre plastavfall till energiåtervinning.
- Plastutmaningen löses med design och förändrad efterfrågan. Förbättrad avfallsbehandling är ett steg på vägen.
- Den första januari 2020 införs en skatt på energiåtervinning från avfall. Forskningens bedömning är att skatten inte får den effekt som önskas, bland annat eftersom skattekostnaderna inte kommer att kunna överföras på avfalls-lämnarna eller på värmekunderna.
- EUs förslag till nytt förnybarhetsdirektiv (RED II) ger inga stora konsekvenser för svensk bioenergi på kort sikt, men mer osäkert på längre sikt.
- I ett längre perspektiv är det oklart hur marknaden för fasta biobränslen kommer att utvecklas.
- Social hållbarhet handlar om att den sociala dimensionen i hållbar utveckling säkerställs. Vi lyfter sex exempel som belyser social hållbarhet ur ett energi-aktörsperspektiv.
- Inom projektet Värmemarknad Sverige, som NEPP samverkar med, har fyra framtidsscenarier formulerats för uppvärmningssektorns utveckling. Scenarierna ger uttryck för olika möjliga utvecklingsvägar.
- Mängden levererad energi till bebyggelsens uppvärmning (och tappvarmvattenberedning) har minskat och antas fortsätta att göra det i samtliga scenarier.

Avfall och energiåtervinning

stora förändringar krävs på vägen till en cirkulär ekonomi

Övergången till en cirkulär ekonomi, där avfall i princip inte uppstår, kräver en djupgående omställning av hela samhällsstrukturen: från beteende och normer till resursuttag, ekonomiska mätetal och juridik. Under 2018 tog EU stora kliv framåt, genom godkännandet av förändringar i avfallsdirektivet och paketet för en cirkulär ekonomi, men det krävs mer, bland annat för att statistiken visar att resursuttagen och vår konsumtion ökar och att vi genererar ökande mängder avfall.

Energiåtervinning från avfall hanterar idag stora mängder avfall från samhället och genererar en betydande del av Sveriges fjärrvärmeproduktion. I en cirkulär ekonomi skall avfall i princip inte uppstå och framtidens högeffektiva energiåtervinning nyttjar enbart bortsorterat rejekt som inte kan eller får materialåtervinnas eller förebyggas. Men vad innebär det i praktiken, när gränsen för vad som är återvinningsbara fraktioner inte är tydlig, och ansvar och rådighet är spridd mellan aktörer i samhället? Och hur är vägen dit när vi hela tiden ökar resursuttagen och genererar ökande mängder avfall?

Avfallshierarkin är en grundläggande tumregel för avfallsbehandlingen, men adresserar inte den samhällsomställning som krävs. Hierarkin kompletteras nu med åtgärder för ändrad konsumtion och produktion, där återflöden och minskat resursuttag stimuleras. Affärsmodeller för delning

av produkter eller återtagande av en förbrukad produkt är steg framåt, men når inte heller hela vägen. Det bör ställas krav på design och användning för ökade möjligheter till återanvändning och återvinning. Arbete pågår för utveckling av bland annat Ekodesigndirektivet för mer resurseffektiva produkter.

Förbättringar och åtstramningar inom policy, styrmedel, insamling, sortering och återvinningsprocesser ger heller inte effekt om efterfrågan på återvunna fraktioner saknas. Därför är det av stor betydelse att öka efterfrågan på återvunna fraktioner och mängderna som går tillbaka till tillverkning av nya produkter. Här kan aktörer med kunskap inom avfallsbehandling och energiåtervinning ta en aktiv roll för att identifiera och kommunicera vad som borde hanteras uppströms i värdekedjorna.

Minskad deponering kräver investeringar

EUs skärpta mål för bland annat minskad deponering är steg mot en cirkulär ekonomi, som innebär en enorm omställning. Vissa länder skall gå från nära 100 % deponering av hushållsavfall till 10 % år 2035. Många EU-länder har en eftersatt avfallsbehandling, och totalt deponerades omkring 120 miljoner ton brännbart avfall, varav 60 miljoner ton hushållsavfall i EU år 2016, enligt Eurostat. Hushållsavfall samt sorteringsrester utgör de största mängderna, följt av blandade, ej sorterade material, som till stor del kommer från byggnation och rivning.

Erfarenheter från flera länder, bland annat från Sverige, visar dock att en kombination av kraftiga styrmedel såsom deponiförbud, mycket hög deponiskatt, utvecklade insamlingssystem samt energiåtervinning, har gjort det möjligt att nästan helt avveckla deponering av avfall. Det finns således en mycket stor potential för förbättrad avfallsbehandling genom förebyggande, återanvändning och materialåtervinning, samt energiåtervinning inom EU. Energiinnehållet i avfall som deponeras är mer än dubbelt så stort som energiinnehållet i det avfall som idag energiåtervinns inom EU.

Det omställningsarbete som nu väntar i Europa innebär investering i insamlingssystem och kapacitet för behandling, samt ändring av normer och beteende för sortering och förebyggande. Under en pågående omställning kommer det att fortsätta finnas avfall som inte förebyggs eller cirkuleras, eller sorteras till annan behandling.

Energiåtervinning från avfall

Energiåtervinning från avfall ingår i flera olika grundläggande samhällssystem: system för avfallsbehandling inklusive återvinning av metaller och konstruktionsmaterial, för uppvärmning och elproduktion. Dessa system har fundamentala samhällsfunktioner och är viktiga ur miljösynpunkt. Energiåtervinning för el och fjärrvärme har en roll genom att tillvarata energin i restavfall som inte kan, får eller bör materialåtervinnas eller på annat sätt cirkuleras. Därigenom kan man bidra till en energieffektiv avgiftning av samhället.

Rollen består också i att möjliggöra återvinning av sådana metaller ur bottenaskan som inte kunnat separeras vid tidigare behandlingssteg.

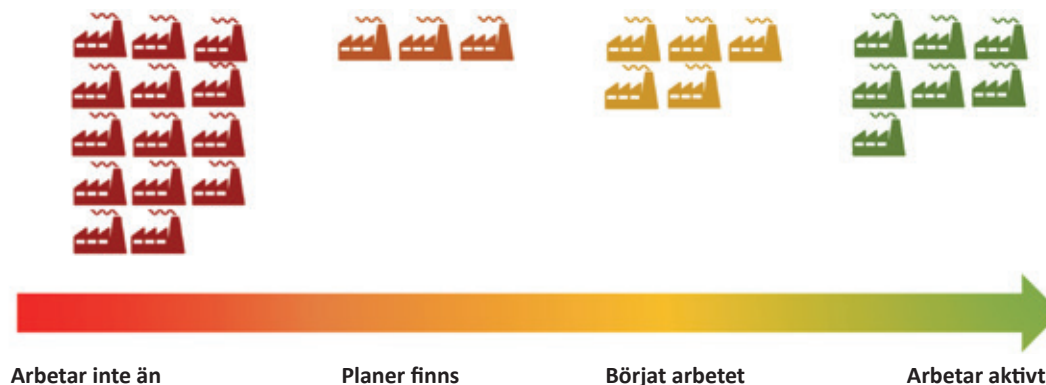
Skiljelinjen för vad som är återvinningsbara fraktioner och inte, är dock inte tydlig och mer kunskap behövs ur ett tekniskt, miljömässigt, säkerhets och ekonomiskt perspektiv. Gränsen för avfallsfraktioner som inte kan, bör eller får behandlas på annat sätt är rörlig och kan ändras, och som man kan vara med och flytta.

Plast i avfallsbränslet

Plast är ett mycket användbart material och mängden plast som sätts på marknaden ökar. Samtidigt ökar medvetenheten liksom larmen om plastens miljöpåverkan, såsom plastavfall i haven och mikroplast som anrikas på fel ställen i naturen.

Utmaningen med plast behöver adresseras genom hela värdekedjan för en ökad resurshushållning och mindre miljöpåverkan; från design av produkter via hela användningen till avfallsbehandling. Design och tillverkning av produkter innehållande plast måste öka efterfrågan på återvunna fraktioner. Användningsfasen kan förbättras bland annat genom längre användningscykler.

Även i avfallshanteringsledet kan förbättringar göras, men för stora mängder av de plastprodukter som sätts på marknaden, saknas incitament för återvinning. Det beror på att det endast är för plastförpackningar som det finns ett fungerande producentansvar. Därmed är det endast plastförpackningar som sorteras till återvinning.



Figur 1: Status för arbetet med ökad utsortering av plast. Lägesbeskrivning utifrån intervjuer med 29 energiåtervinningsföretag år 2018.

Minskad plast till energiåtervinning

Det pågår flera branschinitiativ för mindre plastavfall till energiåtervinning. NEPPs forskare frågade företrädare för samtliga Sveriges 34 anläggningar för energiåtervinning om man arbetar med utsortering av plast innan energiåtervinning, se figur på föregående sida. Vid sju av de 29 anläggningarna för energiåtervinning från avfall som deltog i studien, arbetar man idag aktivt med utsortering av plast från avfallsbränslet innan energiåtervinning. Vid åtta anläggningar planerar man att sätta igång eller är under uppstart. De sju plus åtta utgör tillsammans 52 %, där man alltså planlagt eller är i gång med arbete för att påverka restavfall mot en mer cirkulär ekonomi. Vid 14 anläggningar har arbetet inte påbörjats ännu.

Projektet Framtidens avfallsbränsle, som NEPP samverkar med, adresserar bland annat utmaningen med återvinningsbara avfallsfraktioner i restavfall, och hur aktörer kan agera för att påverka strömmarna. Målet är att bidra till en mer resurseffektiv energiåtervinning från det avfall, som inte kan eller får hanteras på annat sätt, och där det endast återstår att återvinna energin.

I den kommande Färdplanen för en fossilfri uppvärmning, som offentliggörs under våren 2019 (<http://fossilfritt-sverige.se/>) adresseras utmaningen med plastavfall till energiåtervinning. I färdplanen skriver man att det är angeläget att minimera mängden plast i restavfall och att det inte finns behov av plastavfall för el- och värmeproduktion. Dock menar man att så länge plast förekommer i samhället är energiåtervinning det mest resurseffektiva sättet att hantera giftig, kontaminerad eller på annat sätt icke-återvinningsbar plast, åtminstone på kort och medellång sikt. Fjärrvärmeföretagen åtar sig att göra ansträngningar för att minska plastinnehållet i restavfall som lämnas till energiåtervinning. Man påtalar att man delar ansvaret och samverkar med andra aktörer i tidigare led i avfallskedjan som också har rådighet över plast i restavfall.

Plastutmaningen löses med design och förändrad efterfrågan. Förbättrad avfallsbehandling är ett steg på vägen. Flera fraktioner plastavfall har en låg efterfrågan som sekundär råvara, eller kan eller får inte materialåtervinnas pga kemikalieinnehåll eller sammansatta material. Även för enkla plaster i till exempel engångsbestick, kläder, blomkrukor och trasiga leksaker så finns det bara ett alternativ när plastsakerna tjänat ut, och det är att lägga dem i restavfallet (soppåsen) som sedan går till energiåtervinning för fjärrvärme- och elproduktion.

Där fortsätter svårigheterna. Fjärrvärmebranschen har utmaningen att minska mängden fossil plast i restavfall, för att begränsa utsläpp av koldioxid. Fjärrvärmekunder efterfrågar i större utsträckning fjärrvärme som är fossilfritt producerad, vilket genererar drivkraft att minska energiåtervinning av plast. En betydande del av de fossila utsläppen från fjärrvärme kommer idag från fossil plast i restavfallet.

En idé om att nå en alltmer fossilfri energiåtervinning från avfall, menar NEPPs forskare, är att införa en klimatavgift på försäljning av fossil plast (*Avfall Sverige 2018, Hur når vi en fossilfri avfallsförbränning? – En scenarioanalys*). Förslaget innebär att alla produkter som består av fossil plast som sätts ut på marknaden belastas med en klimatavgift. Nedläggningar eller undantag ska då göras för biobaserad plast, återvunnen plast samt plast som återtas genom retursystem. Förslaget innebär att ansvaret läggs på försäljningsledet, vilket är positivt eftersom det är i detta led som förändrade konsumtionsmönster kan åstadkommas, menar forskarna.

Policyåtgärder om plast

Under år 2018 kom EUs plastinitiativ. Strategin vänder sig både till plastindustrin, avfallsindustrin och till medborgarna, då det krävs samarbete och samordning för en förbättrad situation. Strategin syftar till att nå 10 miljoner ton återvunnen plast i nya produkter år 2025.

En av anledningarna till den låga användningen av återvunnen plast är att många tillverkare är oroliga för att återvunnen plast inte kommer att uppfylla kvalitetskrav eller nå en tillräcklig hög och stabil volymleverans. Kommissionen kommer att arbeta med den Europeiska standardiseringsorganisationen och med industrin att utveckla kvalitetsnormer för sorterat plastavfall och återvunnen plast.

Pantsystem nämns som en förväntad framgångsfaktor och före 2030 bör all plastförpackning vara konstruerad för att kunna återvinnas eller återanvändas. Kommissionen menar att det skall ske genom en översyn av lagstiftningskraven för förpackningar. Europaparlamentet har godkänt förslaget att göra det obligatoriskt att producera plastflaskor som består av minst 35 procent återvunnen plast år 2025. Nu återstår att ministerrådet skall godkänna förslaget innan det kan träda i kraft.

Från den 1 juni 2017 gäller EU-förordningen som innebär att alla som säljer eller ger bort plastkassar ska informera konsumenten om hur plastkassar påverkar miljön, fördelarna med färre kassar och hur vi kan minska antalet kassar. Idag använder varje person i EU ungefär 200 plastkassar per person och år. Målet med den nya lagen är att den siffran ska sjunka till 40 st kassar per år, till år 2025.

Efter plastpåsar tar EU itu med de tio engångsplastprodukter och fiskeredskap som tillsammans står för omkring 70 % av mängden avfall i haven omkring Europa. Följande kommer att införas:

- Förbud mot plast i vissa produkter: Om alternativ finns lätt tillgängliga och överkomligt kommer engångsplastprodukter av plast att förbjudas på marknaden, tex för bomullspinnar (tops), bestick, tallrikar, sugrör, dryckesomrörare och ballongpinnar av plast.

- Mål för minskad förbrukning: Medlemsstaterna kommer att vara tvungna att minska användningen av livsmedelsbehållare och dryckesbägare av plast. De kan göra detta genom att fastställa nationella minskningsmål, erbjuda alternativa produkter på försäljningsställena eller se till att engångsplastprodukter inte kan tillhandahållas kostnadsfritt.
- Tillverkarnas skyldigheter: Tillverkarna ska bidra till att täcka kostnaderna för avfallshantering och sanering samt informationskampanjer för livsmedelsbehållare, förpackningar och emballage (t.ex. för chips och godis), dryckesbehållare och muggar, tobaksvaror med filter (t.ex. cigarettfimpar), våtservetter, ballonger och tunna plastkassar.
- Åtgärder för att öka medvetenheten: Medlemsstaterna kommer att vara tvungna att informera konsumenterna om de negativa effekterna av nedskräpning från plast för engångsbruk och fiskeredskap, samt om de tillgängliga återanvändningssystemen och avfallshanteringsmetoderna för sådana produkter.

På gång:

Skatt på energiåtervinning från avfall?

Den första januari 2020 införs en skatt på energiåtervinning från avfall, enligt utkastet till sakpolitisk överenskommelse mellan S, Mp, L och C daterat 20190111. När detta skrivs framgår inga detaljer i överenskommelsen, och dessa kommer att förhandlas under år 2019. Ett förslag är en skatt på 100 kronor per ton för allt avfall till förbränning, även på importerat avfall, och ett avdrag för metallåtervinning från bottenaska.

Den statliga utredningen *”Brännheta skatter! Bör avfallsförbränning och utsläpp av kväveoxider från energiproduktion beskattas?”* (SOU (2016:34) med tillägg (2017:49)) bedömde att en skatt på förbränning av avfall inte är ett ändamålsenligt styrmedel enligt de kriterier som anges i utredningens direktiv och därför inte bör införas.

Även flera forskares bedömningar är att skatten inte får den effekt som önskas, bland annat eftersom skattekostnaderna inte kommer att kunna överföras på avfallslämnarna. Skälet är att den svenska marknaden är del av en internationell marknad, där priset på avfallsbehandling sätts i samverkan mellan utbud och efterfrågan, som involverar ett stort antal aktörer i flera länder. Därmed kan en enskild svensk aktör inte sätta priset för avfallsbehandling. Överför man skatten

på avfallslämnarna och därmed sätter en högre mottagningsavgift, så flyttar avfallet sannolikt någon annanstans. Det kan man inte riskera.

Det är sannolikt inte heller möjligt att överföra kostnaden för skatten på värmekunderna, eftersom det även på värmemarknaden råder konkurrens. Ett högre fjärrvärmepris riskerar leda till att kunderna byter till andra uppvärmningsalternativ. Därmed leder avfallsförbränningsskatten främst till försämrad ekonomi för de företag som bedriver avfallsförbränning. På lång sikt, efter 2030, medför en skatt sannolikt att kapaciteten för avfallsförbränning minskar.

Hållbarhetskriterier för fasta biobränslen

- Så blev det

EU:s förslag till reviderat förnybarhetsdirektiv (RED II) förväntas publiceras inom kort ¹. I det nya direktivet ingår hållbarhetskrav på fasta biobränslen för el, värme och kyla. Direktivet kommer vid implementering innebära tvingande krav och därigenom påverka utvecklingen inom området. Däremot är det inte troligt att den svenska marknaden för fasta biobränslen påverkas nämnvärt på kort sikt.

EU-kommissionen lanserade 2016 ett paket av direktivförslag under benämningen "Clean energy for all Europeans". Detta beskrevs i "EU:s förslag till förnybarhetsdirektiv 2020-2030" i kapitel 2 ovan. I paketet ingick bl.a. ändring av EU-direktivet om förnybar energi från 2009. I en politisk överenskommelse från juni 2018 antog Europaparlamentet och Rådet ändringarna, men slutlig version är inte publicerad än (januari 2019). I det nya direktivet ökar kraven på andelen förnybar energi i EU till 32% år 2030 (jämfört med 20% år 2020). En viktig förändring är också att hållbarhetskriterier införs även för fasta biobränslen.

Krav på hållbarhet och utsläppsminskning

Hållbarhetskriterierna för fasta biobränslen gäller för anläggningar med en panneffekt om minst 20 MW och innebär att skogsbränslen måste komma från hållbart skogsbruk samt ställer krav på utsläppsminskning vid el- och värmeproduktion. Kravet på hållbart skogsbruk uppfylls genom medlemsländernas egna lagkrav på hållbar godkänd skogsförvaltning.

Kravet på utsläppsminskning gäller för nya anläggningar från 2021 (resp. 2026) och innebär att växthusgasutsläppen ska minska med minst 70% (resp. 80%) jämfört med fossila bränslen ². Emissionen kopplas till de slutliga energibärarna, det vill säga elektricitet eller fjärrvärme och inte till bränslet som är fallet för flytande och gasformiga biobränslen.

¹ Direktivet skulle publiceras vid årsskiftet 2018/2019, men 10 januari 2019 hade det ännu inte skett. Innan publicering ska direktivet översättas till samtliga EU-språk och sedan antas av Parlamentet och Rådet.

² I det ursprungliga förslaget från 2016 var nivåerna för utsläppsminskning 80% år 2021 och 85% år 2026.



Inga stora konsekvenser för svensk bioenergi på kort sikt

För svensk del ser de nya hållbarhetskriterierna för fasta biobränslen inte ut att innebära några stora konsekvenser på kort sikt. Sverige har en omfattande skogsvårdslagstiftning sedan länge och en analys i NEPP visar att utsläppsreduktionen i typiska svenska kraftvärmeverk kommer att vara högre än kravet i direktivet (se Figuren nedan), särskilt sedan nivåerna för utsläppsminskning sänkts jämfört med det ursprungliga förslaget från 2016 ². För importerad pellets kan utsläppsreduktionen hamna närmare gränsnivåerna främst på grund av längre transportavstånd.

Mer osäkert på längre sikt

I ett längre perspektiv är det mer oklart hur marknaden för fasta biobränslen kommer att utvecklas. I och med den ökning i efterfrågan på fasta biobränslen som det nya förnybarhetsdirektivet förväntas leda till kan marknaden för biobränsle komma att ändras. Det är troligt att importen av biobränslen till Europa kommer att öka och även efterfrågan på svensk biomassa från övriga Europa kan öka. Då kan transport av biobränslena i vissa fall bli en utmaning för att uppnå kraven på utsläppsminskning. Nu när hållbarhetskrav på fasta biobränslen väl införts i EU-direktivet är det förstås också möjligt att dessa kommer att skärpas längre fram och kompletteras med andra krav för att säkerställa en hållbar bioenergianvändning.

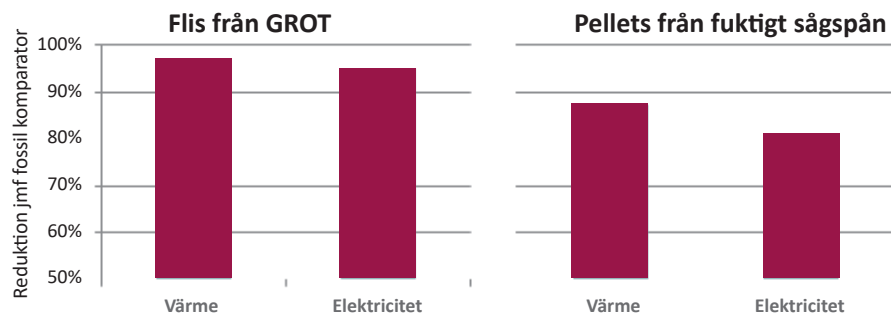
I KORTHET: HÅLLBARHETSKRITERIER FÖR FASTA BIOBRÄNSLEN (ANLÄGGNINGAR >20 MW)

Skogsbiobränslen måste komma från hållbart skogsbruk (nationell lagstiftning godkänns), dvs:

- skörden sker inom godkända områden
- skogsförnyring sker på skördade arealer
- områden med höga bevarandevärden skyddas
- konsekvenser från skogsbruket på jordbeskaffenhet och biologisk mångfald minimeras
- skörden överskrider inte skogens produktionskapacitet på lång sikt.

Krav på utsläppsreduktion jämfört med fossila bränslen:

- 70% reduktion för nya anläggningar från 2021
- 80% reduktion för nya anläggningar från 2026.



Figur: Växthusgasreduktion i typisk svensk kraftvärmeanläggning jämfört med en fossil komparator

Social hållbarhet och energisystemet

Social hållbarhet är en av tre dimensioner i hållbar utveckling. De andra två, ekonomisk och ekologisk hållbarhet, får ofta större fokus i hållbarhetsanalyser av energisystemet. Ett skäl till detta är att social hållbarhet är svårare att definiera och räkna på. Energi har dock många kopplingar till social hållbarhet, exempelvis genom att mycket av den sociala tryggheten bygger på säker energiförsörjning. NEPP:s forskare har analyserat social hållbarhet ur energiperspektiv genom att lyfta upp några exempel på hur energiaktörer kan påverka social hållbarhet, hur de kan arbeta med det och vilket ansvar de kan ha i att bevara eller utveckla social hållbarhet.

Vad är social hållbarhet?

Social hållbarhet handlar om att den sociala dimensionen i hållbar utveckling säkerställs. Som begrepp kan social hållbarhet antingen ses som en integrerad del av hållbar utveckling tillsammans med ekologisk och ekonomisk hållbarhet eller som ett enskilt fokus. Ofta skiljer man på utvecklande och bevarande av social hållbarhet. Att utveckla kan vara att man ser social hållbarhet som ett långsiktigt mål där åtgärder sker för att utveckla och stärka den sociala hållbarheten. I ett bevarandeperspektiv önskar man säkerställa att tillståndet inte urvattnas och förändras med avseende på aspekterna i den sociala hållbarheten.

Social hållbarhet i detta perspektiv handlar om att säkerställa att invånare och andra som finns i ett samhälle upplever en jämlik tillgång till social service. Några nyckelord är: välbefinnande, trygghet, rättvisa, makt, rättigheter och behov. Den sociala hållbarheten i ett samhälle är ett sammantaget resultat av alla verksamheter, människor, organisationer och relationer i samhället. Det är inget eget tillstånd utan snarast en del av en process. Det är med andra ord komplexa samband som gemensamt bidrar till hur den sociala hållbarheten ser ut. Energiaktörerna spelar en självklar del i detta då stora delar av samhället idag baseras på säker energiförsörjning.

Sex exempel belyser social hållbarhet ur energiaktörsperspektiv

NEPP har analyserat social hållbarhet ur ett energiaktörsperspektiv genom sex exempel som belyser olika sidor av social hållbarhet kopplat till energiaktörers verksamheter. Exemplet är införandet av fjärrvärme, samhällsplanering och energisystemets roll, energisäkerhet, varumärkesbyggande genom sociala hållbarhetsprojekt hos energibolag, energieffektivisering och påverkan på boende samt möjlighet att bidra till sin egen energiförsörjning.

Införande av fjärrvärme i Sverige är ett tidigt exempel på när energiinfrastrukturen har gett påverkan på den sociala hållbarheten. En av orsakerna till fjärrvärmeutbyggnad var den dåliga luften som man upplevde i städerna, orsakat delvis från individuella uppvärmningssystem. Med fjärrvärmens fick man en stor och hög skorsten så att utsläppen spreds ut och hamnade på andra platser. Förbättrad hälsa hos invånarna och renare stadsmiljö var resultat som båda har sociala dimensioner. Energiaktörer har varit bidragande för att denna stadsutveckling har skett.

Samhällsplanering är ett område som sedan länge beaktat sociala dimensioner såsom lika samhällsservice och tillgänglighet för invånare och besökare. En utmaning är att hantera prioriteringar i situationer när resurserna inte räcker till för alla åtgärder. Ofta blir lösningen att göra bäst för flest med resultat att grupper kan hamna mellan stolarna eller att åtgärder kanske till och med motverkar social hållbarhet. Ur energiperspektiv finns många kopplingar. Effektbrist och begränsat utrymme i elnäten är exempelvis mycket aktuellt i planeringssammanhang och försvåras på grund av långa ledtider. Det finns även både målkonflikter och synergier mellan miljömässig och social hållbarhet som måste beaktas i samhällsplaneringen.

Centralt i energiaktörernas tjänst till dess kunder är energisäkerhet. Sverige har generellt mycket god energisäkerhet,

men det händer lokalt, och under begränsade tider, att driftstörningar av framförallt el kan orsaka problem. Under sommar och höst 2018 har Gotland upplevt ett antal totala elavbrott med direkt påverkan på verksamheter och befolkning i regionen. Elavbrotten har inneburit stora inkomstbortfall och andra sociala konsekvenser. Bland annat har en stor industri, Cementa, upplevt stora skador och produktionsstörningar och en situation där viss personal fick extrem arbetsbelastning medan andra inte kunde utföra sitt arbete. Livsmedelsproduktionen drabbades också då den är känslig för att kylkedjor bryts. Turistnäringen var även hårt utsatt då affärer, restauranger och barer stod utan el, kassasystem fungerade inte, folk kunde inte betala för sig och telekommunikationen låg även nere ett par gånger.

Många energiföretag arbetar med social hållbarhet som en del i *varumärkesbyggande*. Dels är det en integrerad och självklar del i mycket internt arbete, men bolag arbetar även med social hållbarhet externt. En första fråga är att bestämma vad som skall ingå i detta arbete och hur arbete med social hållbarhet kan kopplas till den egna verksamheten då det finns många aspekter att jobba med. Ett fjärrvärmebolag arbetar till exempel med riktad verksamhet mot ungdomar utanför arbetsmarknaden, samt program där företaget träffar en viss skolklass för att berätta om och skapa intresse för verksamheten men även för att lära och lyssna kring ungdomarnas tankar och erfarenheter.

Ett ofta diskuterat ämne är när energieffektivisering och renovering leder till hyreshöjningar som tvingar boende att flytta. Något som kan vara utmanande för att bevara och utveckla social hållbarhet i ett område. Renovering kan påverka social hållbarhet positivt genom ökad upplevd trygghet och attraktionskraft i ett område. Energieffektiviseringsåtgärder i sig är generellt inte en standardförbättring och det är just dessa som ger möjligheter till diskussion om avgifts- eller hyresförändringar. Det sker främst när större insatser krävs utöver det kontinuerliga underhållet. Samtidigt

kan en energieffektiviseringsåtgärd vara något som upplevs som en standardförbättring – t.ex. byte av fönster ger bättre inomhusklimat. Bostadsbolag kan ha specifika strategier för att förhindra så kraftiga hyreshöjningar att boende måste flytta.

Möjlighet att bidra till sin egen energiförsörjning har skapat nya energiaktörer och är ytterst aktuellt och relevant ur ett perspektiv av social hållbarhet. Det kanske mest tydliga exemplet är att solpaneler monteras på byggnader och det därmed skapas en situation där hushåll, bostadsrättsföreningar, jordbruk och företag (med annan verksamhet än energi) kan generera delar av sin egen elförbrukning. En drivkraft är ofta ekonomisk även om det i många fall är mycket lång återbetalningstid. Det finns dock också tydliga drivkrafter att göra rätt och visa på aktivitet kring klimatfrågan. Det finns alltså en social dimension här i form av t.ex. rättigheter, makt över den egna elförsörjningen, varumärkesbyggande och att bidra till samhällsutveckling. Möjligheten att diversifiera verksamheter och stärka konkurrenskraft kan vara ytterligare en drivkraft och i förlängningen fortsatta möjligheter att erbjuda inkomst och verksamheter i ett område.

Energiaktörer kan bidra direkt och indirekt till social hållbarhet

Exemplen ovan visar att energiaktörer kan påverka den sociala hållbarheten på många olika sätt. I vissa fall kan påverkan vara indirekt, men många gånger är det en direkt koppling till en kvalitet på en energitjänst, eller vilka typer av tekniska lösningar som erbjuds. Energiaktörer kan vara aktiva i detta där planering och åtgärder för att maximera nyttor, och hantera risker görs. Det är även tydligt att de kan hamna i situationer där de, även om de kanske inte upplever att det är deras ansvar, har en direkt påverkan på den sociala hållbarheten. Kunskap kring påverkan skapar möjlighet att ta initierade beslut, men energiaktören måste ta hänsyn till vilken rådighet de har över frågan. Här kommer dialoger med övriga aktörer i förändringen att fylla viktiga roller.

Något som inte nämns så mycket i de studerade fallen är arbetet med FN:s Hållbarhetsagenda 2030 med de 17 hållbarhetsmålen (SDG). Agendan skapar möjligheter att arbeta med hållbarhetsfrågor på ett relativt nytt sätt jämfört med tidigare. Målen täcker ekologiska, ekonomiska och sociala dimensioner av hållbar utveckling och uttrycker tydligt att det är en integrerad ansats där alla målen i olika stor utsträckning samverkar stärkande eller försvagande på varandra. Arbetet med social hållbarhet kommer möjligtvis i förlängningen sorteras in under arbete med hållbarhetsagendan. Dock finns vissa kvalitéer i hur begreppet social hållbarhet idag definieras som inte omfattas lika tydligt.

Energiaktörer har en viktig roll för att upprätthålla och bygga social hållbarhet. Mycket som kan inkluderas i det sociala hållbarhetsarbetet görs som fokuserade aktiviteter under andra namn. Att föra in fokuserade aktiviteter under social hållbarhetsparaplyet torde dock innebära att aktörerna kan behöva öka graden av inkludering och påverkansanalys i och med att begreppet omfattar en större mängd aspekter. Kommunikation och dialoger är centrala ansatser i detta.

Scenarier för framtida uppvärmning

– I samarbete med projektet Värmemarknad Sverige

NEPP har, i samverkan med projektet Värmemarknad Sverige, formulerat fyra framtidsscenarier för uppvärmningsmarknadens utveckling. Scenarierna skiljer sig åt med avseende på framtida uppvärmningsbehov, marknadsandelar för uppvärmningsalternativ, teknikutveckling, m.m. Det framtida nettoenergibehovet varierar i scenarierna mellan svagt ökande och kraftigt minskande. Betraktar man istället levererad energi så minskar den i samtliga scenarier. Alla fyra scenarier pekar på minskande elanvändning för uppvärmning, även i scenarier där värmepumpar tar marknadsandelar.

Under etapp 1 av projektet Värmemarknad Sverige formulerades fyra framtidsscenarier för värmemarknadens utveckling. Scenarierna skiljde sig åt med avseende på följande parametrar:

- Bebyggelsens energianvändning (energieffektivisering i existerande bebyggelse och uppvärmningsbehov i nyproduktionen)
- Marknadsandelen för olika uppvärmningsalternativ
- Teknikutveckling (verkningsgrader i energiomvandlingen i slutanvändarledet)
- Komplexiteten hos användarna (köp/sälj, kombinationer, nya aktörer, ...)

Följande fyra scenarier redovisades:

LÅNGSAM UTVECKLING:

- Små förändringar av marknadsandelarna för olika uppvärmningstekniker jämfört med idag
- Måttliga styrmedelsförändringar
- Inga teknikgenombrott
- Långsammare energieffektivisering

ENERGISNÅLA HUS:

- Markant minskande uppvärmningsbehov
- Samma marknadsandelar som i "Långsam utveckling"

- Olika möjliga drivkrafter (kraftig politisk styrning inom EU & nationellt), kundönskemål inkl. certifieringar, ...)

MER INDIVIDUELLT:

- Värmepumpar och pellets tar marknadsandelar från fjärrvärme
- Minskat beroende av extern värmeförsörjning i husen
- Solvärme tar marknadsandelar
- Olika möjliga drivkrafter (individuella lösningar efterfrågas, effektivare värmepumpar, fokus på minskad köpt energi, ...)

KOMBINERADE LÖSNINGAR:

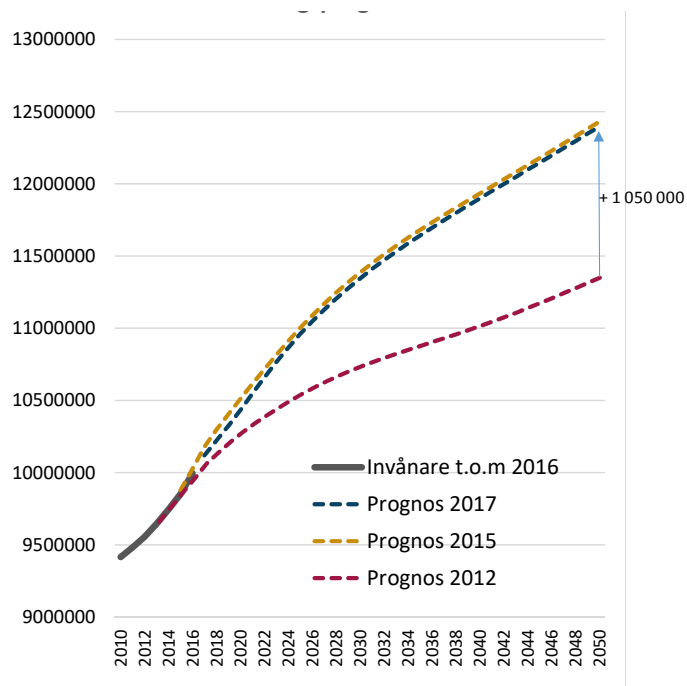
- Integrering av olika uppvärmningssystem
- Slutanvändarna ("byggnaderna") köper inte endast energi, utan levererar också till omgivande energisystem
- Solvärme tar marknadsandelar
- Kyla ökar
- Olika möjliga drivkrafter (samverkan uppmuntras politiskt, ny teknik underlättar samoptimering, kunder och producenter eftersträvar gemensam nytta, ...)

Vi har nu gjort en uppdatering av dessa scenarier. De största skillnaderna är att vi nu har ett senare basår, 2016 istället för 2012, och att vi utnyttjat en senare SCB-prognos för befolkningsutvecklingen. Basårets energianvändning och fördelning på olika uppvärmningsalternativ bygger i huvudsak på bearbetningar av Energimyndighetens och SCBs "Energistatistik i småhus, flerbostadshus och lokaler". Detta är en urvalsundersökning där precisionen bland annat påverkas av hur representativt urvalet blivit, svarsfrekvens och hur noggranna svaren varit. Ett visst mått av osäkerhet finns alltså i resultaten, både för de ursprungliga energiscenarierna och för de uppdaterade scenarierna. Generellt kan man säga att nettoenergiebehoven år 2016 är klart högre än år 2012. För småhusen förklaras det med viss ökning av den uppvärmda ytan och en viss ökning av det

specifika värmebehovet (kWh/m²). För flerbostadshus och lokaler förklaras ökningen främst av en kraftig ökning av den uppvärmda arean. Resultaten antyder också en rejäl ökning av värmepumpanvändningen och en ökad genomsnittlig värmefaktor för värmepumpshusen.

Levererad energi har dock ökat klart mindre om man jämför 2016 med 2012. Att den levererade energin inte ökat på samma sätt som nettoenergiebehoven förklaras med den högre effektiviteten i energiomvandlingen.

Energiebehoven är större även på sikt. Det förklaras både av den högre nivån för basåret och av det ökade uppvärmningsbehovet till följd av den snabbare befolkningsökningen. (Eftersom vi förutsatt oförändrad areastandard, m² per person, så ökar den uppvärmda arean proportionellt mot



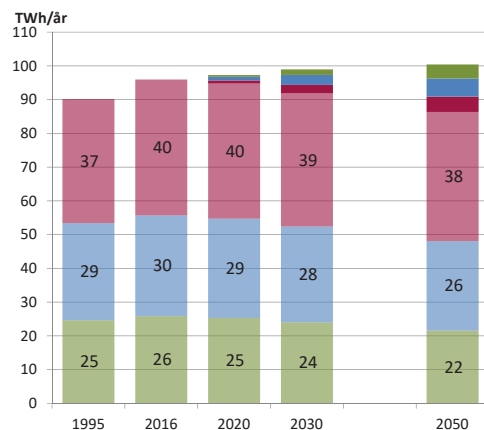
befolkningsökningen.) Den nu utnyttjade befolkningsprognosen pekar på drygt 9 procent större befolkning i Sverige år 2050, jämfört med 2012 års prognos för motsvarande år.

I figurerna nedan redovisas utfallet för de fyra scenarierna med avseende på:

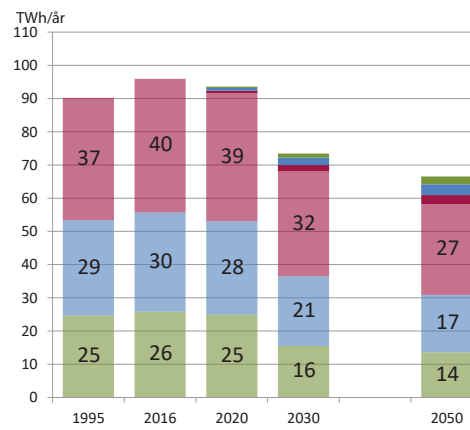
- Nettoenergi per bebyggelsetyp
- Nettoenergi per uppvärmningsslag
- Levererad energi

NETTOENERGI PER BEBYGGELSETYP

Långsam utveckling

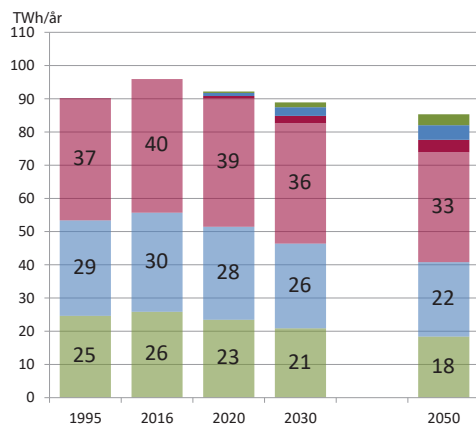


Energisnåla hus

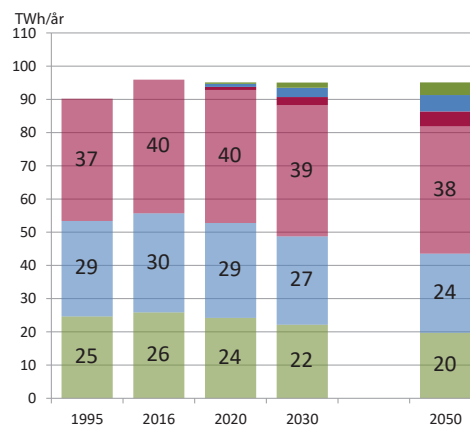


- Lokaler, nybyggt 2017-2050
- Lokaler, nuvarande stock
- Flerbostadshus, nybyggt 2017-2050
- Flerbostadshus, nuvarande stock
- Småhus, nybyggt 2017-2050
- Småhus, nuvarande stock

Mer individuellt

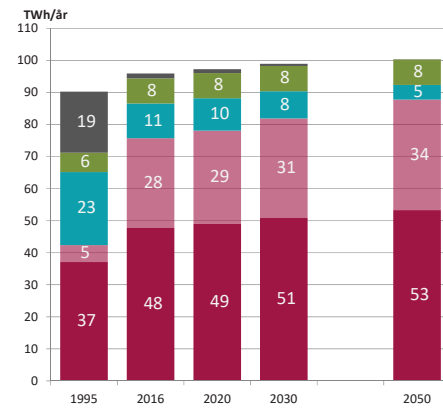


Kombinerade lösningar

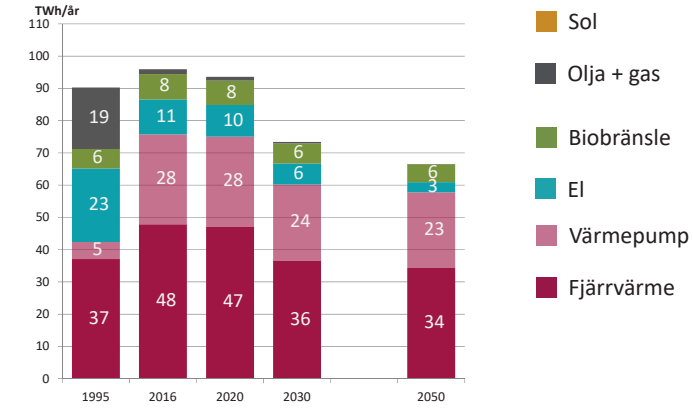


NETTOENERGI PER UPPVÄRMNINGSSLAG

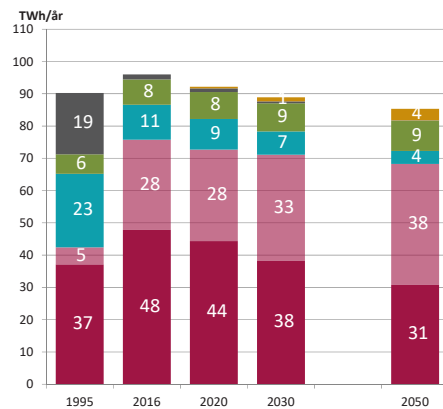
Långsam utveckling



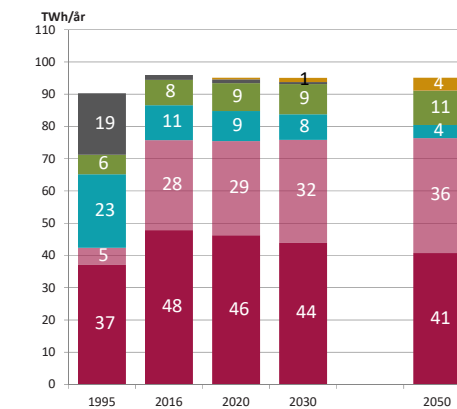
Energisnåla hus



Mer individuellt

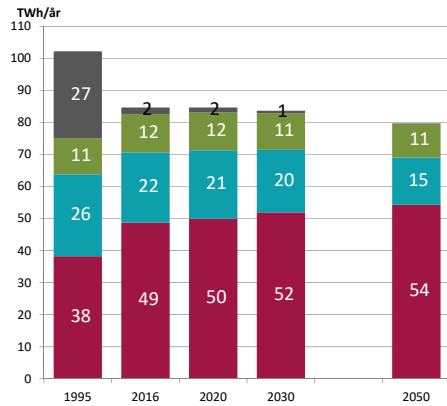


Kombinerade lösningar

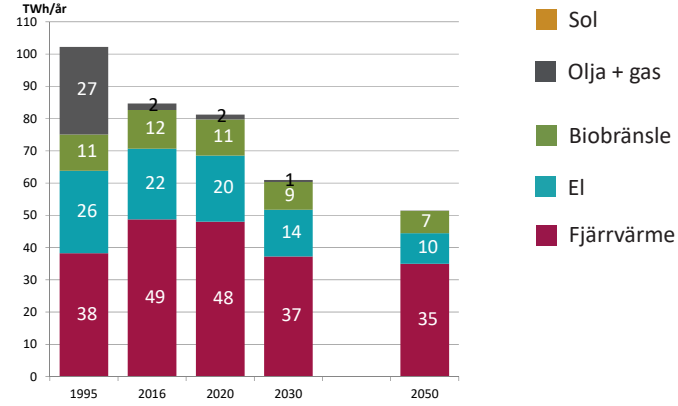


LEVERERAD ENERGI

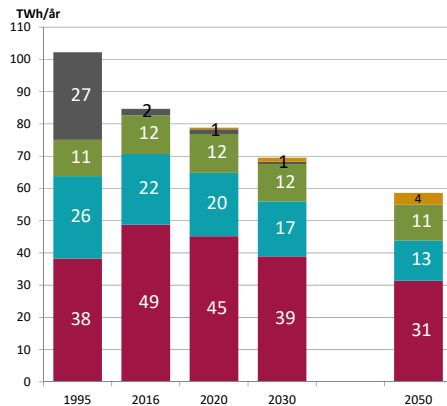
Långsam utveckling



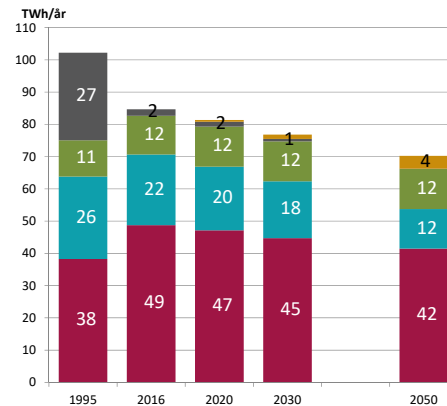
Energisnåla hus



Mer individuellt



Kombinerade lösningar



Några samlade intryck från redovisningen ovan:

NETTOENERGIBEHOVET för uppvärmning (och tappvarmvattenberedning) är något större 2016 än 1995. De uppvärmda ytorna har dock ökat betydligt mer och de specifika uppvärmningsbehoven har alltså minskat, mest för flerbostadshus och lokaler och minst för småhus. Det framtida nettoenergibehovet varierar i scenarierna mellan svagt ökande och kraftigt minskande.

Mängden **LEVERERAD ENERGI** till bebyggelsens uppvärmning (och tappvarmvattenberedning) har minskat tydligt från 1995 till 2016. Denna minskning har uppnåtts trots att behovet av nettoenergi (nyttig energi) har ökat något. Effektiviteten i energiomvandlingen har alltså ökat. På sikt uppvisar alla scenarierna fortsatt minskning av energileveranserna, i vissa fall kraftiga minskningar.

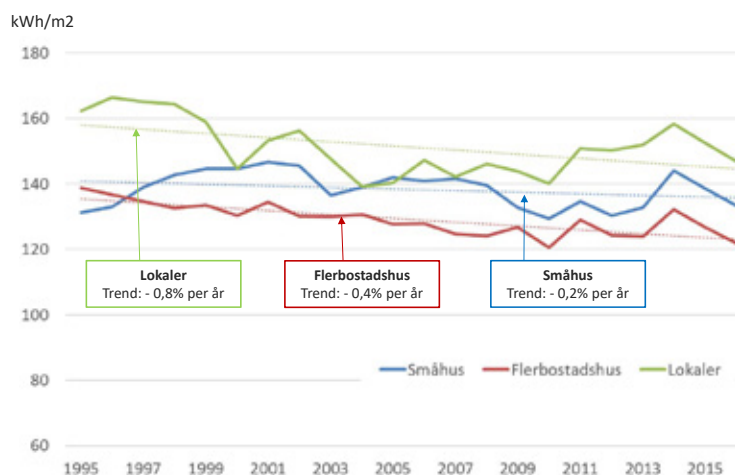
För de **ENSKILDA ENERGIBÄRARNÄ** är den mest framträdande förändringen från 1995 till 2016 den nästan fullständiga utfasningen av olja och gas. För den dominerande energibäraren fjärrvärme så antyder scenarierna en framtida leverans i intervallet svagt ökande till rejält minskande. Samtliga scenarier pekar på minskade elanvändning för uppvärmning, även i scenarier där värmepumpar tar marknadsandelar.

(Orsaken är att elvärme ersätts av värmepump och att nya värmepumpar är effektivare än gamla. I ett par av scenarierna minskar dessutom bebyggelsens uppvärmningsbehov.)

Energieffektiviseringen under perioden 1995 – 2016

I samband med uppdateringen av energiscenariernas basår så har vi också uppdaterat beräkningen av utvecklingen för den specifika energianvändningen (kWh/m²) för uppvärmning och tappvarmvattenvärmning i bebyggelsen (med hänsyn till att historiken nu är fyra år längre).

Som vi konstaterade redan under etapp 1 av projektet så pågår sedan länge en stadig trend av energieffektivisering för flerbostadshus och lokaler. Möjligen indikerar figuren en viss inbromsning av effektiviseringstakten under de senaste åren. Småhusen uppvisar en klart lägre effektiviseringstakt. Ändå tyder allt på att effektivisering verkligen sker även i småhusen. Inverkan av effektiviseringsåtgärderna kan ha balanserats av komforthöjning, bättre luftväxling och utbyggnader (som inte slagit igenom i redovisningen av ytor).

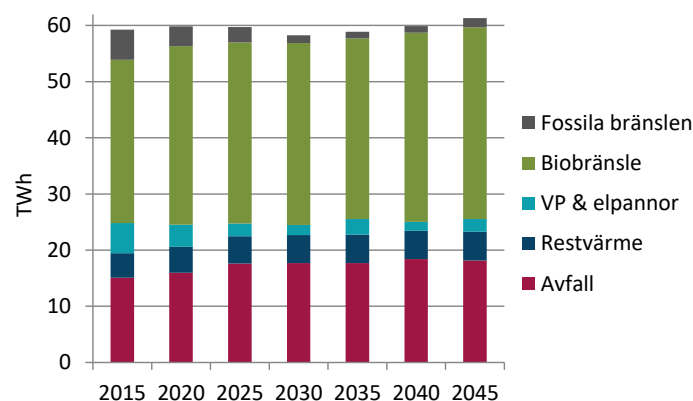


Fjärrvärmens utveckling i Sverige

– En modellansats

Några av de modellverktyg som utnyttjas i NEPP-projektet omfattar både el och fjärrvärme, bl.a. TIMES-NORDIC. Med utgångspunkt i olikheterna i de fyra värmemarknadsscenarioer som presenteras i föregående avsnitt har vi gjort en första modellansats med Times-modellen, i en beräkning baserad på samhällsekonomisk kostnadseffektivitet. Resultatet visar då en utveckling för fjärrvärmens som innehåller inslag från alla fyra värmemarknadsscenarioerna ovan.

Fjärrvärmens omfattning förblir, visar resultatet från Times-analysen, på en relativt konstant nivå, eller på lång sikt svagt ökande nivå, under hela perioden fram till 2045. Därmed liknar utvecklingen av fjärrvärmens den i scenariot "Långsam utveckling" ovan. Samtidigt kan vi notera en svag minskning av fjärrvärmeanvändningen under perioden 2025-2040, som både kan förklaras av större satsning på energieffektivisering och viss konvertering till värmepumpar, jämfört med "Långsam utveckling". Under denna period visar därmed Times-analysen på en utveckling som mer liknar scenarierna "Mer individuellt" och "Kombinerade lösningar".



Även om Times-modellen inte har den detaljeringsgraden, är det naturligtvis rimligt att anta att utvecklingsriktningen i verkligheten är olika mellan olika system, till exempel mellan tillväxtregioner kontra regioner med en högre grad av utflyttning samt vid lokala skillnader i produktionens sammansättning och därmed dess konkurrenskraft. Utvecklingen för de kommande 10-15 årens fjärrvärmeanvändning är också, visar Times-analyserna, relativt känsliga för olika antaganden för el- och bränsleprisutvecklingarna.

På längre sikt är de billigaste effektiviseringsåtgärderna uttömda samtidigt som elpriserna stiger till följd av skärpt klimatpolitik. Dessutom antas det totala uppvärmningsbehovet att fortsätta att öka till följd av befolkningsökning och ekonomisk tillväxt (se föregående avsnitt) vilket medför att såväl värmebehovet som fjärrvärmebehovet på lång sikt återigen ökar. Modellberäkningarna pekar också på småhussektorn som en potentiell tillväxtmarknad på längre sikt, men här är osäkerheten stor.

Sammantaget, sett över hela analysperioden, visar Times-analyserna inte på några dramatiska förändringar avseende fjärrvärmeanvändningen, vilket gör att Times-resultatet har större likheter med scenarierna "Långsam utveckling" och "Kombinerade lösningar" när det gäller fjärrvärmeanvändningen, än med scenarierna "Energisnåla hus" och "Mer individuellt".

När det gäller fjärrvärmeproduktionens sammansättning så sker heller inga dramatiska förändringar i våra Times-analyser. De fossila energislagen fasas ut under perioden, sånär som på den fossila andelen av det brännbara avfallet (se härom i tidigare avsnitt), hyttgaser och en mycket liten andel eldningsolja för spetslastproduktion. Biobränslen av olika slag och avfall är de två helt dominerande energislagen såväl idag som i framtiden.

9.

**Samhällsförändringar motiverar
ökad samverkan**
mellan energiaktörerna



ENERGISYSTEMET MÅSTE FORTLÖPANDE MÖTA KRAV

på såväl hållbarhet och effektivitet som långsiktig anpassning till samhällets förändrade värderingar och behov. Flera förändringar och trender i dagens samhällsutveckling påverkar energisystemet och dess aktörer på ett högst påtagligt sätt, och är därför även viktiga för NEPP:s analyser. Det handlar bl.a. om:

- Att fler aktörer idag vill ta en aktiv del i energiförsörjningen och i energisystemets utveckling.
- Att utvecklingen inom transport- och mobilitetsområdet går allt snabbare, och då inte minst den utveckling av eldrivna fordon som vi nu ser ta fart.
- Att digitaliseringen får allt större genomslag, dvs. utvecklingen inom Internet of Things, artificiell intelligens, samt blockkedjetekniken och avancerad automation och robotisering.

I NEPP har vi i flera delstudier uppmärksammat denna utveckling, såväl i allmänhet som mer specifikt på det kommunala och regionala planet. Ett tydligt exempel är inom mobilitet inom staden, där insikten är att en storskalig

omställning kommer att påverka många delar i staden, inte bara fordonen och elförsörjningen, utan även staden självt och samverkan mellan dess aktörer. Och inom dessa områden går utveckling i väldigt olika takt, vilket gör omställningen mycket mer komplicerad.

För de etablerade energiaktörerna innebär dessa samhällsförändringar en stor och relativt ny utmaning. Samtidigt är de positiva till att fler aktörer nu engagerar sig i att möta de förändringar som omställningen medför. Det pågår också en tjänstefiering inom energiområdet, med tydligt syfte att ge kunderna ett större värdeerbjudande. En gemensam utgångspunkt för våra analyser är därför att dessa samhällsförändringar motiverar och förutsätter en ökad samverkan mellan energiaktörerna, såväl de etablerade som de nya.

I detta kapitel ger vi några konkreta exempel på hur omställningen drivs av – och leder till – nya utmaningar som kräver andra typer av lösningar och lösningsprocesser.



Sammanfattning

- Komplexiteten är stor inom alla de områden där samhällsförändringar idag påverkar energisystemet på ett påtagligt sätt, bl.a. hållbar utveckling, digitalisering, mobilitet och ökat aktörsengagemang.
- Lösningen på en del av problemen och utmaningarna finns i en ökad dialog och samverkan mellan de berörda intressenterna.
- Allt större resursbehov krävs för kommunernas fortsatta arbete som nav i hållbarhetsarbetet. Vi kommer med all sannolikhet att få se mer av breda och samarbetsorienterade satsningar från kommunalt håll.
- Etablerade energiaktörer har en positiv inställning till att fler och kund-/konsumentnära aktörer ökar sitt engagemang i elsystemet. Utgångspunkten för denna uppfattning är att elsystemet står inför flera utmaningar. Då kan ett ökat engagemang från kundnära aktörer bidra till de lösningar som krävs.
- Frågan är inte om utan snarare hur tjänstefiering kommer att bidra till framtidens marknader för energi och energitjänster.
- Utmaningarna och frågeställningarna för utvecklingen av elfordonsintroduktionen i staden rör fyra områden: elsystemet, elfordonen samt staden och dess aktörer. Utvecklingen inom dessa fyra områden går i otakt och delvis även i motsatta riktningar.
- Digitaliseringen skapar nya möjligheter för energisektorn att hantera framtidens utmaningar. Den svenska energisektorn befinner sig ännu i en startfas vad gäller digitalisering.

Ökad samverkan och allt större resursbehov krävs **för kommunernas fortsatta arbete som nav i hållbarhetsarbetet**

Vi kommer med all sannolikhet att få se mer av breda och samarbetsorienterade satsningar från kommunalt håll för att nå de nationella och lokala hållbarhetsmål som finns kopplade till de lokala energimarknaderna. Detta är dock en resursintensiv väg som då krävs och som därtill kan vara delvis ny och samtidigt utmanande både för den kommunala och för den privata självbilden. Det är därmed viktigt för kommunen att skapa legitimitet och tillit gentemot de intressenter som skall aktiveras.

Introduktion

Behovet av att erbjuda driftssäker, miljöklassad och prismässigt konkurrenskraftig energi har under de senaste åren kommit att bli en allt viktigare faktor när det gäller att attrahera och behålla ett lokalt näringsliv.

Men när kommuner tvingas tacka nej till företagsetableringar på grund av kapacitetsbrist i elnätet försvinner potentiella arbetstillfällen och skatteintäkter inte enbart från kommunen utan i vissa fall även från Sverige. Den i det närmaste akuta situationen på kapacitetssidan är enbart en av flera, helt eller delvis, sammankopplade utmaningar som den svenska energisektorn stått inför de senaste decennierna. Marknads-

liberaliseringen och vågen av certifikatsdrivna investeringar i mer hållbar energiproduktion har förändrat förutsättningarna för landets energiproducenter. Samtidigt har kostnadsutvecklingen för solel och bergvärme möjliggjort för fler aktörer som tidigare enbart agerade som köpare av energi att ta på sig en mer aktiv roll i energisystemet. Utifrån ett kommunalt perspektiv ter sig därför den lokala energimarknaden mer komplex och osäker än vad den gjort på länge.

Svenska kommuner har ett direkt ansvar att upprätta och uppdatera en plan över hur tillförsel, distribution och användning av energi skall se ut lokalt. Men som kapacitetsfrågan visar har kommuner även ett långtgående ansvar för andra

ärenden och frågor som starkt påverkas av – och om kapacitetsbrist råder begränsas av – tillgången på energi.

Kommunerna behöver därför ta in energirelaterade aspekter i sitt beslutsfattande även på andra områden. Vad som gör det kommunala uppdraget än mer komplext är att ansvaret inbegriper en strategisk dimension. Det är således inte enbart de förutsättningar som gäller idag som beslutsfattare måste förhålla sig till. Beslutsfattare måste vara medvetna om olika intressenters visioner om framtiden samt möjligheten att över tid påverka både marknader och regelverk för att gynna kommunen. Utöver detta förväntas kommuner numera agera utifrån en innovationslogik, dvs. på sätt som stödjer lokal forskning och utveckling. Exempelvis presenteras ofta kommunal upphandling som ett verktyg vilket kan användas för att sporra innovation inom såväl basnäringar som tjänste- och tekniksektorerna. Kommunen förväntas därmed vara en dynamisk aktör med god förståelse för inte bara teknik och lagstiftning utan även för aktuella trender inom en rad områden som ter sig sakna koppling till kommunala huvuduppdrag.

Situationen är inte ny. Om vi går tillbaka i historien har exempelvis kommunala energibolag och kommunalt ägande i energibolag varit norm snarare än undantag. I sin roll som huvudansvarig för den urbana utvecklingen har kommunerna länge behövt vara kontinuerligt uppdaterade när det gäller en mängd olika tekniska utvecklingsspår. Ändå är utmaningen för kommunerna troligen större idag än längre tillbaka i tiden. Intensiteten med vilken utvecklingen sker, och behovet av respons från den kommunala sidan, är högre idag än under tidigare perioder av snabb industriell omdaning. Samtidigt kanske vi, utifrån dagens starka kommuner, överdriver både kommunernas engagemang och deras betydelse för den historiska samhällsutvecklingen. Under 1900-talets första hälft spelade exempelvis lokala elkooperativ en viktig roll för elektrifieringen av Sverige p.g.a. att kommuner juridiskt hindrades från att stödja expansionen av nät i områden utanför tätorter. Kommunalt engagemang i energifrågor är således

något komplext och svårgripbart inte enbart för de kommunala aktörerna utan även för de som interagerar med, och kanske förväntar sig stöd av, kommunen.

Hur skall vi då förstå kommunalt engagemang och de möjliga överväganden som kommuner står inför i relation till energifrågor? Många kommunala aktiviteter är antingen givna ur de förordningar och lagar som styr den kommunala sfären eller av de mål som politikerna fastslår för de kommunala verksamheterna. Det finns dock inga tydliga riktlinjer för hur kommuner kan/ska koordinera sina verksamheter och aktiviteter för att nå specifika mål. Forskning som tittat på hur kommuner i Tyskland och Storbritannien agerar för att stödja hållbar utveckling pekar på att det finns fyra generella styrningsfilosofier som kommuner agerar efter. Detta agerande stämmer också väl med våra svenska kommuners agerande. Först och främst har kommunen möjligheten att styra egna aktiviteter (s.k. rådgivningsstyrning) genom kommunal organisering, upphandling och genom att föregå med ett gott exempel. Därtill kan kommunen se till att tillhandahålla tjänster och resurser till andra aktörer (tillhandahållandestyrning) genom erbjudanden så som exempelvis energieffektiviseringstjänster. Utöver det är det möjligt att agera mer auktoritärt och stipulera bestämmelser och sanktioner för att påverka utveckling (auktoritär styrning). Slutligen kan kommunen uppmuntra och underlätta aktiviteter genom att exempelvis skapa kollektiva initiativ eller bilaterala samarbeten med lämpliga parter (möjliggörande styrning). Utifrån forskarnas resonemang är det möjligt att kategorisera dessa styrningsfilosofier utifrån hur intensivt de engagerar kommunala intressenter och vilket behov av resurser (då även i form av humankapital) de förutsätter från kommunens sida. Vi kan då anta att självstyre är den minst ambitiösa typen av kommunal styrning medan möjliggörande styrning ställer störst krav på engagemang och resurstillgång (se Tabell 1).

Tabell 1: Styrningsfilosofier, intressentengagemang och resursbehov

	Lågt resursbehov	Högt resursbehov
Lågt engagemang	Self-governing (Rådighetsstyrning)	Governing by Provision (Tillhandahållandestyrning)
Högt engagemang	Governing by Authority (Auktoritär styrning)	Governing through Enabling (Möjliggörande styrning)

Vi vill med detta inte påstå att det i alla lägen är nödvändigt, eller ens önskvärt, att använda sig av möjliggörande styrning i frågor kopplade till energiområdet. Det är inte heller så att kommuner enbart engagerar sig i en typ av styrningsfilosofi åt gången utan många gånger används kombinationer av flera. Det ser vi exempelvis när vi tittar på hur kommuner agerat när det gäller utbyggnaden av laddinfrastruktur för personbilar. Flera kommuner har köpt in elbilar och laddstationer till sina egna fordonsflottor (rådighetsstyrning), de har satt upp publika laddstolpar (tillhandahållandestyrning) och arbetat med lokala näringslivsaktörer för att få fram laddinfrastruktur (möjliggörande styrning).

Vad innebär då detta för kommunen som aktör på den lokala energimarknaden och för de förväntningar som intressenter kan ställa på kommunen? I de fall där kommuner försökt att "auktoritärt" styra lokala intressenters val av energilösningar har detta orsakat slitningar som gett upphov till ett nationellt

motstånd mot kommunal rådighet (exempelvis den omtalade "Växjödomen") och aktiv tillhandahållandestyrning har delvis föranletts av en önskan om ytterligare ingrepp i lokala energimonopol (exempelvis tredjepartstillträde inom fjärrvärmen). Samtidigt ter det sig som både politiker och tjänstemän i många kommuner är frustrerade över att utvecklingen mot ett mer hållbart samhälle går långsamt trots att de själva ofta gjort omfattande åtgärder. Det är därmed troligt att vi kommer se mer av breda och samarbetsorienterade satsningar från kommunalt håll för att nå de nationella och lokala hållbarhetsmål som finns kopplade till de lokala energimarknaderna. Detta är dock en resursintensiv väg som då krävs och som därtill kan vara delvis ny och samtidigt utmanande både för den kommunala och för den privata självbilden. Det är därmed viktigt för kommunen att skapa legitimitet och tillit gentemot de intressenter som skall aktiveras.

Komplexa och sammansatta utmaningar kräver ökad samverkan

Komplexiteten inom alla de områden där samhällsförändringar idag påverkar energisystemet på ett påtagligt sätt, bl.a. hållbar utveckling, digitalisering, mobilitet och ökat aktörsengagemang, kan beskrivas med vad forskningen kallar "wicked problems" eller "komplexa och sammansatta utmaningar". Vi hittar wicked problems på många håll, både lokalt, nationellt och globalt. Gemensamt för dem är att de inte har en enkel lösning, och att man bäst hanterar dem genom ökad dialog och ökad samverkan mellan alla berörda aktörer och parter. Genom denna samverkan kan man komma fram till kompromisser som alla parter kan acceptera och leva med.

Många av de utmaningar som energisystemet och energiföretagen står inför idag är komplexa och sammansatta problem, utan något "rätt" eller "fel" svar. Denna typ av utmaningar eller problem hanteras inom forskningen som "wicked problems", just för att det inte finns en enda patentrösning som går att hitta och använda genom att exempelvis samla rätt typ av data eller rekrytera rätt personal.

En framgångsrik hantering av utmaningarna förutsätter då istället en kompromiss mellan de olika intressenterna, mellan bl.a. energiföretaget, dess kunder, andra leverantörer och samhället. Lösningen av problemen och utmaningarna finns många gånger i dialogen och samverkan mellan intressenterna.



CLASSIC EXAMPLES OF "WICKED PROBLEMS"

Classic examples of wicked problems include economic, environmental, and political issues. A problem whose solution requires a great number of people to change their mindsets and behavior is likely to be a wicked problem. Therefore, many standard examples of wicked problems come from the areas of public planning and policy. These include global climate change, natural hazards, healthcare, the AIDS epidemic, pandemic influenza, international drug trafficking, nuclear weapons, nuclear energy, waste and social injustice.

Ingen av intressenterna äger ensam makt att fullt ut definiera situationen och ta fram en lösning. För att lyckas måste det då finnas etablerade arenor för att föra dessa diskussioner, organisatorisk förmåga att hantera denna typ av dialog och samverkan samt ett förtroende hos motparten att engagera sig.

Samverka med kunderna – dela värdegrund

De komplexa utmaningar som energiföretagen har att hantera ställer särskilda krav på att företagets värdegrund är tydligt definierad, kommunicerad och stabil över tid. Det är

också nödvändigt att sträva efter att problemlösningen även omfattar andra intressenters värdeskapande och att denna kan påverka deras samverkan med företaget. Att involvera även andras värdeskapande utgör i sig självt en grund för en meningsfull kommunikation och samverkan. Genom att exempelvis samverka med kunder i olika projekt och involvera dem i företagets bedömningar skapas positiva värden (t. ex. genom ökad kompetens, förmåga eller engagemang) samtidigt som det utgör en viktig komponent i företagets trovärdighet vilket över tid bygger förtroende och tillit.

”WICKED PROBLEMS”

Ett komplext eller ”wicked” problem kan ha en eller flera av dessa egenskaper enligt forskningen:

1. Problemet kan inte avgränsas på ett definitivt sätt.
2. Det finns ingen borte gräns där problemet kan anses vara löst.
3. Lösningar av denna typ av problem är inte sanna eller falska utan snarare bra eller dåliga ur någons perspektiv.
4. Det finns inte ett avgränsat antal möjliga lösningar eller sätt att nå lösningar.
5. Varje problem är i princip unikt.
6. Problemet beskrivs och uppfattas mycket olika av olika aktörer.
7. Det finns bara en chans att testa en lösning, för vid nästa tillfälle ser situationen annorlunda ut, eller så har försöket att lösa problemet påverkat problemet i sig.

Wicked problems beskrivs bla. först av Rittel och Webber (1973) i ”Dilemmas in a General Theory of Planning”

”SUPER WICKED PROBLEMS”

Forskare har på senare tid kompletterat begreppet Wicked problems i kontexten av globala klimatförändringar. Genom att lägga till ytterligare några karakteristika beskrivs ”Super wicked problems” såsom komplexa problem där även följande råder:

1. Time is running out.
2. No central authority.
3. Those seeking to solve the problem are also causing it.
4. Policies discount the future irrationally.

Läs mer i Levin, Cashore, Auld and Bernstein (2012) ”Overcoming the tragedy of super wicked problems: constraining our future selves to ameliorate global climate change”

Kundnära aktörer ökar sitt engagemang i elsystemet

– Positiv syn bland de etablerade aktörerna i intervjuserie

Allt fler aktörer vill nu öka sitt engagemang i elsystemet. Det gäller såväl privata villaägare som skaffar solceller och batterier som större professionella aktörer som investerar i vindkraft eller avancerade system för elbilsladdning och effektutjämning, och de aktörer som nu samverkar för att testa lokala "off-grid-lösningar".

Genom en djupintervjuserie vill vi skapa oss en förståelse för hur olika aktörer tänker kring detta ökade engagemang inom elsystemet. Vi vill både fånga de etablerade energi- och nätföretagens syn och synen bland de kunder och kundnära aktörer som nu ökar sitt engagemang. Därtill vill vi fånga synen bland de helt nya aktörer som nu kommer in på elmarknaden.

Arbetet har inletts av intervjuer med etablerade aktörer från energi- och nätföretagen. Nedan redovisas första resultat från detta inledande arbete. I det kommande arbetet i projektet kommer vi fördjupa denna analys.

Positiv syn på ökat engagemang

Intervjupersonerna har genomgående visat på en positiv syn på att fler aktörer ökar sitt engagemang i elsystemet. Utgångspunkten för denna uppfattning är att elsystemet står inför flera stora utmaningar som måste lösas och att energi-

sektorn som helhet står inför mycket stora förändringar. Ett ökat engagemang från fler aktörer kan i denna situation bidra till att skapa de lösningar som krävs.

Exempel på de utmaningar som nämns i intervjuerna är:

- Kapacitetsutmaningen i stamnätet växer
- Effekt- och flexibilitetsutmaningen i elsystemet ökar

Redan idag har vi en kapacitetsbrist i stamnätet som är kännbar för flera av våra storstadsregioner. Det tar tid att bygga ut stamnätet och det är kostsamt. Ökande kapacitetsbrist kan dock få allvarliga konsekvenser för stadsutvecklingen, och det är mycket viktigt att dessa utmaningar snabbt kan lösas. Ett ökat engagemang från fler aktörer kan bidra på ett högst påtagligt sätt och det ser intervjupersonerna som mycket positivt.

Möjlighet att lösa utmaningar där de uppstår

På ett sätt befinner sig utmaningarna ovan på en övergripande systemnivå, men de blir mer verkliga lokalt. Istället för att förhålla sig till det något abstrakta "energisystemet" var det tydligt att intervjupersonerna föredrog att plocka ner både utmaningar och lösningar till vad de betyder i praktiken på den lokala nivån. På den lokala nivån har de både sitt ansvar, mandat och möjlighet att bidra konstruktivt.

De konkreta utmaningarna, som uppstår lokalt på grund av kapacitetsutmaningen i stamnätet och den ökande effektutmaningen i elsystemet som helhet, kan lösas i närmre anslutning till där de uppstår genom att fler aktörer bidrar till energiproduktion och till ett skapande av flexibilitet. På så sätt slipper man belasta stamnätet och att vara beroende av förändringar som man inte har rådighet över.

Förutom att lösa väldigt konkreta utmaningar, så ser intervjupersonerna fler fördelar

- Mer förnybar energi
- Hälsosam konkurrens
- Fler som tar ansvar genom att vara delaktiga
- Billigare infrastruktur
- Snabbare att möta behov
- Säkrare på sin egen elförsörjning

En ny aktörsbild växer fram

I intervjuerna framkommer en lång rad exempel på nya aktörer, utöver de etablerade (blågrönfärgade i figuren). Den bild som då växer fram är intressant i sig, och en bra bas för att kunna skapa en ökad förståelse för utvecklingen inom elområdet.



En intressant aspekt är att de nya aktörerna har väldigt olika karaktär, från dagens kunder till bolag som utgår från energifrågor och hela vägen till bolag som har en relation till kunder utifrån helt andra grunder.

Drivkrafterna för det ökade engagemanget

En central fråga i intervjuerna var vilka drivkrafterna är för det ökade engagemanget i elsystemet från kunder och nya aktörer. Naturligtvis nämns ekonomin som en central drivkraft för de allra flesta aktörer, såväl etablerade som nya. Mer överraskande är att man anger samhällsomställning med ökad hållbarhet som en (nästan) lika genomgående drivkraft för alla aktörer. Därtill anges ett antal ytterligare drivkrafter som vi kommer att fördjupa i framtida arbeten.

Nya möjligheter och krav kan förändra rollen för de etablerade aktörerna

Samtliga intervjupersoner representerar lokala och regionala företag som har direktkontakten med elkunderna. Deras uppfattning om utvecklingen är att påverkan på just de lokala/regionala företag som har direkta kundkontakter blir extra stor i framtiden. Intervjupersonerna uttrycker tydligt att de etablerade aktörerna står inför en stor omställning. Flera sammanlänkade faktorer förändras samtidigt och gör omställningen större:

- Det ökade engagemanget från nya aktörer ställer nya krav på dem som etablerade aktörer

- Vissa av de nya aktörerna i elsystemet kan också bli nya typer av konkurrenter om värdeskapande för slutkund
- Lönsamheten i elproduktion kommer att minska, vilket ställer stora krav på en förändrad affärsmodell

Detta ger upphov till flera nya möjligheter för, och krav på, dem som etablerade aktörer:

- Skifta fokus till tjänster runt kunden, och därigenom skapa ökat kundvärde
- Bejaka kundernas önskemål om att öka sitt engagemang
- Utnyttja att fler aktörer vill vara aktiva i att skapa flexibilitet
- Utnyttja teknikutvecklingen som t.ex. möjliggör billigare produktion av sol- och vindenergi
- Engagera sig i att skapa nytta av digitaliseringen och de möjligheter den ger till att optimera förbrukning och tillgång
- Ta ett övergripande ansvar lokalt för elsystemet och leveranssäkerhet, då man inte tror att kunderna vill ta på sig ett ökat ansvar.

Trots att dessa förändringar kan tyckas omfattande och att det inte är lätt att förutsäga vilken form de kommer att ta, så är intervjupersonerna genomgående positiva till utvecklingen inom elsystemet och till att utveckla sin roll.

Tjänstefiering inom energibolag

- En pågående omställning

Traditionellt har energisektorn i hög grad varit leverantörscentrerad, med starkt fokus på egen produktion och distribution av energi. Mycket fokus har lagts på kunskap kring nödvändig teknik och infrastruktur, medan kund- och även användarsidan av värdekedjan har fått mindre uppmärksamhet. Tjänstefiering kan bidra till den pågående förändringen av energisektorn – frågan är inte *om* utan snarare *hur* detta kommer att bidra till framtidens marknader för energi och energitjänster.

I denna text ger två forskare vid Technology Management and Economics på Chalmers Tekniska Högskola en inledande grund för diskussion om utvecklingen av energitjänster och de möjligheter och utmaningar som kan följa.

Utmaningar i energisektorn

Att börja fokusera på tjänster inom energisektorn kräver ett ökat engagemang i både kund- och användarrelationerna. Detta i sin tur gör det nödvändigt att ha kompetens och organisation för att förstå, och skapa nytta för, kunder och användare. I det följande avsnittet ger vi en inledande beskrivning av betydelsen av energitjänster, tjänstefiering och utmaningar kopplat till dessa. Erfarenheterna baseras på forskning inom tillverkande industri och energibolag.

Ökad betydelse av energitjänster

Utveckling av olika typer av energitjänster är en viktig del av energisektorns bidrag till omställningen mot ökad hållbarhet. Energitjänster erbjuds redan av flera aktörer och deras kunder efterfrågar inte bara energi i termer av kWh utan också råd kring energieffektivisering eller möjlighet att kontinuerligt mäta och analysera sin energiförbrukning.

Energitjänster har diskuterats under lång tid och vad innehållet i dessa ska vara är sällan det stora hindret för att lyckas med tjänsteförsäljningen; snarast ligger det i hur energitjänster ska utvecklas, marknadsföras och levereras och vem som ska erbjuda dessa tjänster. Liknande utmaningar har stora delar av den tillverkande industrin stått inför när de gått från att erbjuda produkter till att erbjuda samman-

hållna lösningar bestående av både produkter och tjänster, en förändring som ofta benämns tjänstefiering (på engelska *servitization*). Nedan ges exempel på drivkrafter för tjänstefiering och hur det kan se ut i energisektorn. Då tjänster av olika slag skapas i interaktion mellan en producent och en kund fokuseras texten särskilt på samverkan mellan dessa.

Tjänstefiering - drivkrafter

Tjänstefiering, eller med andra ord tjänstebaserad tillväxt, har idag ganska lång historik inom tillverkande industri och det finns både praktiska erfarenheter och forskning att ta del av och lära ifrån. Men vad är det då som driver tillverkande företag att erbjuda tjänster? Den största drivkraften för detta är ofta en vilja att stärka kundrelationerna, och på det sättet skapa en konkurrensfördel gentemot aktörer som kanske har lägre produktpris. Tjänsterna blir med andra ord ett sätt att differentiera sig mot konkurrenter och skapa kundlojalitet. Andra drivkrafter är till exempel att tjänster ofta har högre vinstmarginal än produkter, och att tjänster kan skapa intäkter som är stabilare och bättre fördelade över tid istället för produktförsäljning som ger en intäkt enbart vid försäljningstillfället.

De tjänster som utvecklas inom tillverkande företag är ofta kopplade till de fysiska produkter som hittills varit det huvudsakliga erbjudandet till kunden. Förutom att fortsatt erbjuda produkter brukar ett första steg i tjänstefiering vara att erbjuda tjänster som stöttar själva produkten - dessa tjänster syftar till att stödja produktens funktion (t.ex. underhållstjänster). Dessa tjänster utgår alltså från produkten i sig, men för att verkligen få fördelar av en nära kundrelation brukar nästa steg vara att erbjuda avancerade tjänster som stöttar kundens processer. Dessa tjänster kräver ett

annat synsätt då de utgår från kundens processer och behov snarare än från företagets produkt och dess funktionalitet. Exempel på sådana tjänster kan vara att ta ansvar för drift av en kunds maskiner, eller att ta ansvar för att en kund alltid har en viss temperatur i sin lokal/i sitt hem.

”Tjänsterna blir med andra ord ett sätt att differentiera sig mot konkurrenter och skapa kundlojalitet”

Tjänstefiering - utmaningar

Att gå från att sälja produkter till att erbjuda tjänster innebär en hel del utmaningar. Självklart varierar dessa utmaningarna mellan olika företag men erfarenheter och forskning visar att tre områden av utmaningar gäller för de flesta

företag. Det första är att hitta ett bra sätt att ta betalt för en tjänst; ska tjänstens pris vara kostnadsbaserat eller ska någon annan modell användas? Ska tjänsten prissättas separat eller tillsammans med en produkt? Det andra området är att det är utmanande att skapa intresse i organisationen kring tjänster i en miljö som i årtionden har varit fokuserad på en produkt. Det är svårt att skapa lika stor entusiasm kring ett nytt sätt att utföra kundinstallationer som kring en ny högteknologisk produkt; en skillnad i entusiasm och intresse som kanske innebär att det blir svårt att få nödvändiga resurser för att leverera bästa möjliga tjänst. Sist, men inte minst, så är en tredje utmaning att tjänsteutveckling är väldigt annorlunda mot produktutveckling, och att erfarenhet kring tjänsteutveckling saknas. Exempelvis kan utvecklingen av en mekanisk komponent ta flera år och följa en relativt linjär process från behovsanalys till färdig produkt. En tjänst kopplad till underhåll av samma komponent kan uppkomma när en tekniker interagerar med en kund i samband med underhåll av den installerade komponenten. Ett problem löses i interaktion med kunden och i efterhand behöver denna lösning beskrivas och prissättas för att säljas som en tjänst till andra kunder.

”Detta möjliggör å ena sidan en närmare kundrelation, men öppnar å andra sidan upp energimarknaden för nya aktörer”

Energitjänster – nya aktörer och roller

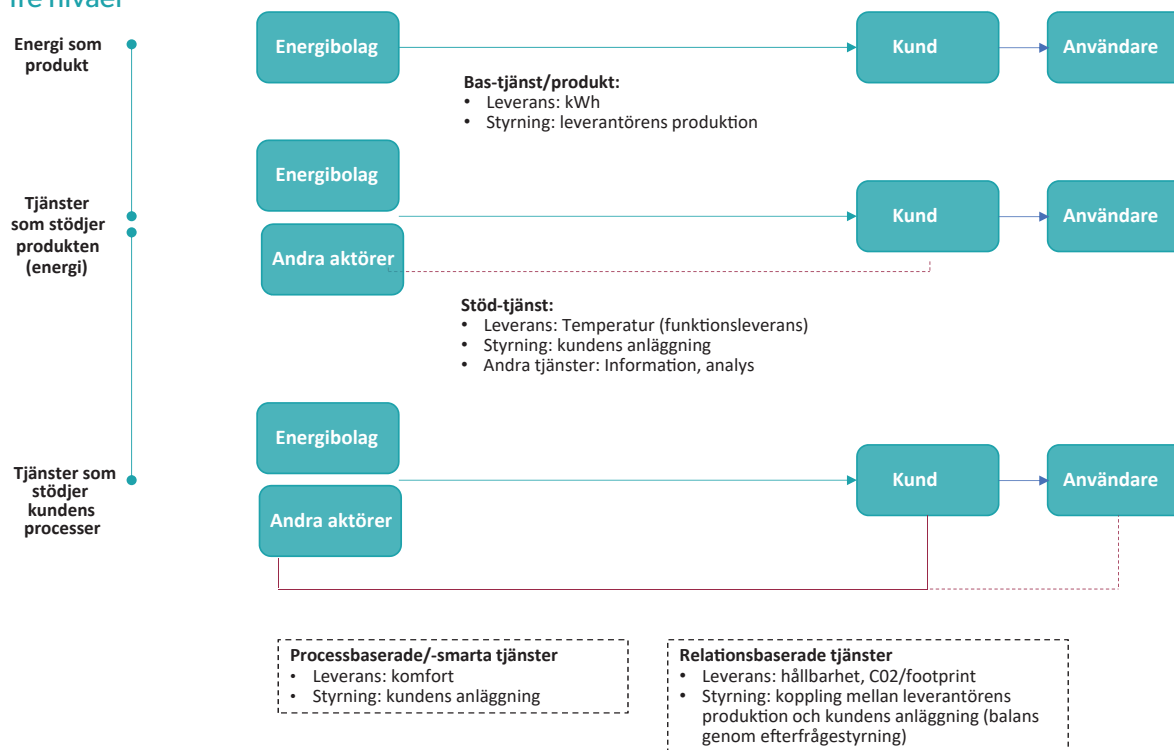
Ur ett tjänsteperspektiv kan energisektorn betraktas som traditionell i sitt förhållningssätt till kund- och användarrelationer. I en tid med snabb utveckling inom IT, digitalisering och nya tekniska lösningar möjliggörs ett utökat kunderbjudandet genom till exempel uppkopplade/smarta lösningar. Detta möjliggör å ena sidan en närmare kundrelation, men öppnar å andra sidan upp energimarknaden för nya aktörer. Dessa aktörer kan till exempel ha expertis inom teknisk förvaltning eller dataanalys och erbjuda konkurrerande tjänster till energibolagens kunder. På liknande sätt som de tillverkande bolagen behöver alltså energibolagen hitta sätt att komma

närmare sina kunder, skapa högre grad av kundlojalitet och därmed stärka sina konkurrensfördelar. Förutom hotet från nya aktörer, eller aktörer med förändrade roller, finns en annan drivkraft för tjänstefiering i energisektorn - nämligen att energileveransen i sig tas för given men att energikunders nöjdhet till stor del är kopplad till varumärke och service.

Tjänstefiering av energi - ett tänkbart scenario?

Om vi utgår ifrån den erfarenhet och teorier som finns kring tjänstefiering i tillverkande företag och använder detta som ett perspektiv på energisektorn och framträder ett scenario liknande det i figuren nedan.

Tre nivåer



Figur 1: Tjänstefiering av energi – tre nivåer av energitjänster.

Utgångsläget är **”energi som produkt”**, där leveransen uttrycks exempelvis i kWh. I tillverkande industri är motsvarande leveranser till exempel en lastbil eller en värmepump. Mittendelen i figuren beskriver ett första steg emot ökad tjänstefiering, där energibolag såväl som andra aktörer erbjuder **”energitjänster som stödjer produkten”**, det vill säga stödjer själva energianvändningen genom exempelvis övervakning och analys av energiförbrukning. På liknande sätt har tillverkande företag utvecklat avancerade tjänster inom underhåll av lastbilar och flygplan. Detta innebär att affärsmodellens fokus inte begränsas till försäljningstillfället, utan utvidgas till att också omfatta själva användandet

av produkten. Detta bygger på en fördjupad kundrelation och de företag som har kommit längst i sin tjänstefiering har tagit steg mot den tredje nivån i figuren; **”tjänster som stöttar kundens processer”**. Här flyttas fokus från produkten och dess funktionalitet till att underlätta kundens processer eller stötta dess mål, till exempel genom att ta över hela ansvaret för driften av en kunds värmesystem. På detta sätt kan tjänstefiering bidra till den pågående omställningen av energisektorn – frågan är inte om utan snarare hur detta kommer att bidra till framtidens marknader för energi och energitjänster.



TJÄNSTEFIERING OCH ENERGITJÄNSTER

Centrala aspekter

- **Kontext:** Tjänster kopplade till energieffektivisering ger möjlighet till ett närmare samarbete mellan energibolagen och deras kunder och användare. Digitalisering är en viktig möjliggörare för detta.
- **Innehåll:** Tjänstefiering innebär att utveckla och leverera tjänster för att styrka sin konkurrenskraft, möta nya kundbehov och realisera outnyttjad potential inom energieffektivisering.
- **Process:** I energisektorn kan tjänstefiering ses som en kombination av en teknisk, organisatorisk och affärsässig förändringsprocess genom vilken energibolagen integrerar mer avancerade tjänster i sitt erbjudande.
- **Affärsmodell baserat på partnerskap** mellan kund och leverantör: I motsats till fysiska produkter som tillverkas och lagras innan slutleverans till förbrukning äger rum, så “produceras” och “levereras” tjänster i interaktion mellan kund och leverantör. För att lyckas med detta krävs ett nytt förhållningssätt både på leverantörs- och kundsidan.
- **Kundfeedback som nyckel för förbättringar:** Avancerade energitjänster innebär att kundfeedback blir en viktig resurs för leverantörer i deras tjänsteutveckling.

IDA GREMYR och ÁRNI HALLDÓRSSON
Chalmers Tekniska Högskola, Avd. Service Management
and Logistics

Vägvalet för energibolagen

Många håller nog med om att det sker mer på energimarknaden nu än det gjorde för bara 5 år sedan. Kundernas ökande krav på energibolagen och tillgången till alternativ gör att marknaden förändras och rör sig från en stabil och monopolliknande situation till en mer dynamisk och konkurrensutsatt. Hur kommer roller och relationer förändras framöver? Vilka faktorer påverkar i vilken riktning utvecklingen går?

Genom djupintervjuer med personer inom fastighetssektorn som ligger i framkant av utvecklingen av framtidens energilösning, som har mycket tankar och arbetar aktivt med frågorna, har två scenarios utkristalliserats. Intervjuerna har genomförts med ledande personer på stora fastighetsbolag, både privata och offentliga.

Det är genomgående tydligt att fastighetsbolagen har tydliga behov och kommer att driva på att utveckling sker. Fastighetsbolagen ser gärna att energibolagen tar ledarrollen i att skapa denna utveckling, men gör de inte det så kommer de istället få rollen av mer renodlade leverantörer.

Vi vill uppmuntra energibolagen att uppmärksamma det vägval man står inför och att aktivt ta ställning i vilken roll man vill ha i framtiden. Vi hoppas kunna belysa hur stor vikt det egna agerandet har för vilken roll man får.

Fastighetsbolagens krav på utveckling av sin energilösning ökar

Energifrågorna ligger högt på fastighetsbolagens agendor och intervjupersonerna framhåller att man jobbar mer aktivt nu än tidigare med dessa frågor. Den ökade aktiviteten drivs av flera faktorer:

- **Fastighetsbolagens mål** kräver att de aktivt utvecklar sina energilösningar på nya sätt. Det handlar framförallt om hållbarhetsmål, men också ekonomiska mål och, för vissa, en önskan om att bli uppfattad som progressiv.
- **Kundernas behov utvecklas** och man förväntar sig att få hjälp i att uppfylla sina specifika behov och inte bara behandlas som en kund av alla kunder. Exempel på behov som intervjupersonerna lyft är ökade behov av kyla, verksamhetsspecifika behov på värme och önskan om att skapa större nytta av spillvärme.

- **Riskminimering** genom att inte göra sig helt beroende av en värmekälla/ en leverantör. Flera fastighetsbolag ser inte svart-vitt på frågan runt vilken energiproduktion som är "bäst" och kommer att vara föredragen i framtiden; det beror på många faktorer och dessa utvecklas ständigt.

Samtidigt ser fastighetsbolagen fler möjligheter till utveckling av sin energilösning, framförallt tack vare teknikutvecklingen och de möjligheter digitaliseringen kommer att ge. Intervjupersonerna refererar till teknikutvecklingen inom produktion av sol- och vindenergi, som både blir allt bättre, billigare och mer lättillgänglig. De nämner digitaliseringen främst i kontexten av ökad samverkan med andra.

Dessa nya mål och möjligheter gör att man vill tänka nytt - och anser att det är möjligt.

Man vill tänka nytt inom många områden

För intervjupersonerna handlar energifrågorna om mycket mer än att arbeta med skalet på fastigheterna och minska den egna energianvändningen. I många intervjuer kommer följande utvecklingsområden fram:

- **Skapa nya möjligheter genom att tänka större än sin egen fastighet**

De fastighetsbolag som har arbetat igenom "skalet" på sitt fastighetsbestånd och gjort stora förbättringar i sin energiförbrukning är nu redo för att ta nästa steg. Nästa steg är då att se energifrågan från ett större perspektiv än bara en enskild fastighet; nämligen tvärs flera fastigheter och fastighetsägare.

Många pratar om att ta ett gemensamt ansvar och samverka. Intervjupersonerna nämner att deras bolag är intresserade av möjligheten att dra nytta av andras överskottsenergi, själva producera energi där det är lämpligt och sälja överskottet till andra, samt att avstå förbrukning när den behövs bättre på annat håll.

Detta sätt att tänka visar att fastighetsbolagen är öppna för att ta en annan roll på marknaden. Går man i denna riktning är man inte bara kund, utan en aktiv part som är med och tar ansvar. En intervjuperson beskrev rollen man vill ha som "en aktiv del i ett marknadsmässigt helhetstänkade energisystem"

- **Förfin sin lösning att bättre passa egna verksamheten**

Vissa intervjupersoner har önskemål om att anpassa sin värme- och kylalösning bättre utifrån verksamhetens förutsättningar och mål. Detta kräver att energibolagen går ifrån tanken att "en lösning funkar för alla".

Intervjupersonerna har tydliga tankar om hur en lösning kan se ut, och har med sin erfarenhet och kompetens en god inblick i vad det skulle innebära för energibolaget. De har också utvecklade tankar på alternativa sätt att uppfylla behovet om energibolaget inte vill samarbeta.

- **Utveckla sin flexibilitet**

För flera intervjupersoner är det viktigt att inte låsa in sig för enspårigt på hur framtidens energilösning kommer att se ut. De vill ha möjligheter, inte vara låsta. Bakom denna önskan finns faktorer som t.ex. föränderliga politiska vindar, påtryckningar från ägare och samhälle, en generellt hög förändringstakt och erfarenheter av snabba tekniska utvecklingssprång.

Dessa fastighetsbolag arbetar därför aktivt med att sprida risker i sin energilösning, och att säkra möjligheter att ställa om när/om det blir aktuellt.

Man ska dock inte missta denna önskan om flexibilitet som ett avståndstagande till fjärrvärme och energibolagen. Dessa intervjupersoner är positiva till fjärrvärme och ser gärna fjärrvärme som sin huvudsakliga värmekälla i framtiden.

Energibolagens vägval

Det här är viktiga frågor för fastighetsbolagen och det är tydligt att intervjupersonerna arbetar aktivt för att skapa denna utveckling. Frågan är vilken roll energibolagen kommer att ta, eller få, beroende på hur man agerar.

Scenario 1. Energibolagen blir en utvecklande partner till fastighetsbolagen, förutsatt att

- Energibolaget tar hand om den enskilda kundens behov
- Energibolaget snabbt börjar hjälpa kunderna att lyckas nå sina hållbarhetsmål
- Fjärrvärme fortsatt är ansett som en attraktiv energikälla.

Scenario 2. Energibolagen blir mer renodlade leverantörer, förutsatt att de inte agerar på ovanstående. Då kommer fastighetsägare ta eget ansvar för att uppfylla sina behov med hjälp av olika leverantörer.

Detta vägval handlar nästan uteslutande om hur energibolagen själva väljer att agera, och väldigt lite om faktorer som ligger utanför egen kontroll. Antingen skapar man en roll eller så får man en roll. Sitter ni själva i förarsätet? Har ni gjort ett aktivt val för vilken roll ni vill ha?

Fyra hjul som rullar i otakt

– En bild av dagens elfordonsutveckling i staden

En övergripande insikt är att utmaningarna och frågeställningarna för utvecklingen av elfordonsintroduktionen i staden i princip rör fyra områden. För att kunna förstå och analysera utvecklingen måste man inkludera alla dessa områden i en helhetsbedömning; alltför många studier har hittills gjorts områdesvis. Dessa fyra områden är: elsystemet, elfordonen samt staden och dess aktörer. Vi konstaterar även att utvecklingen inom dessa fyra områden – för att möta/hantera elfordonsintroduktionen – går i otakt.

Tillsammans med Göteborgs Stads Parkering har NEPP under 2018 anordnat två workshops med syftet att öka kunskapen om elsystemets utveckling och sårbarhet kopplat till stadsutveckling i perspektivet av ett ökat antal elfordon. I arbetet, som genomförts med Göteborg som fallstudie, har en rad aktörer i staden medverkat. Utöver representanter från Göteborgs Stad Stadsbyggnadskontor samt Trafikkontor och Miljöförvaltning även Göteborg Energi, Älvstranden Utveckling, Business Region Göteborg, privata fastighetsägare tillsammans med hyresgäster liksom representanter från fordons- och laddinfrastrukturtilverkare.

Arbetet har inledningsvis fokuserat på att problematisera kring den samlade bilden av utvecklingen. En övergripande

insikt är att utmaningarna och frågeställningarna för utvecklingen av elfordonsintroduktionen i staden i princip rör fyra områden. För att förstå och analysera utvecklingen måste man inkludera alla dessa områden i en helhetsbedömning. Dessa fyra områden är *elfordonen, elsystemet, staden och dess aktörer*.

Insikterna från arbetet visar att utvecklingen inom dessa fyra områden – förutsatt att man vill hantera ett ökat antal elfordon i fordonsflottan på ett optimalt sätt för hela systemet – går i otakt och delvis även i motsatta riktningar. I flera fall ligger utvecklingen inom de olika områdena till och med i vägen för varandra, liksom fyra hjul som rullar i otakt. De fyra hjulen består i korthet av:

Hjul 1. Elfordonsutvecklingen: Utvecklingen av elfordonsproduktionen rullar snabbt nu, och exempelvis växer kraven på stora effektuttag från elfordonsägarna. Dessutom vill man kunna ladda när helst man vill, behöver eller känner ett behov av att ladda bilen.

Hjul 2. Effekt- och miljötoutmaningen i elsystemet: Jämfört med elfordonsutvecklingen, går hanteringen av effektproblematiken i elsystemet mycket långsammare. Miljöaspekterna är också centrala här, med renare närmiljö och mindre klimatpåverkan globalt. Frågan om elsystemets klimatpåverkan är en fråga som har lyfts som särskilt viktig att belysa i ljuset av ett ökat antal elfordon.

Hjul 3: Stadsutveckling och människors vardag: Även här går utvecklingen trögare. Kanske den till och med går åt ett håll som sätter käppar i hjul 1? Ett exempel är Göteborgs stads

ambition om att minska antalet parkeringsplatser för boende, samtidigt som elfordonsägare vill kunna ladda sina elfordon när de är hemma.

Hjul 4: Samverkan mellan aktörerna i staden: Detta hjul hänger samman med hjul 3 och är en förutsättning för att få staden att fungera och utvecklas. Aktörer med olika ansvarsområden måste samverka i större utsträckning, och möjligtvis har man kommit en bit på vägen inom detta. Här är viktigt att skapa plattformar och arenor att mötas på och initiera samverkanssatsningar.

Framtidens elfordon kan ställa stora krav på elsystemet

Det finns ett antal frågor som kan få stor betydelse för påverkan på elsystemet framöver, inte minst vilka drivkrafter det finns för allt större effektbehov för elfordon, och i vilken utsträckning man sedan också efterfrågar höga effekter vid laddningen. Normalladdning (från 3,7 kW upp till max 22 kW) är idag den vanligaste typen där bilen står parkerad under längre tid. Med normalladdning laddas ett tomt elbilsbatteri fullt på under åtta timmar, beroende på batteriets storlek och tillgänglig effekt. Snabbladdning innebär ett effektuttag på över 22 kW. En del anser dock att en laddning för att kunna kallas snabbladdning behöver kunna vara klar på 20-30 minuter, vilket kräver effekter på över 40 kW. De vanligaste snabbladdarna idag är på 50 kW. Framöver kan effekter på upp till 150 kW behövas för att svara mot behovet av snabbladdning när bilarna får allt större batteripaket. Det finns indikationer på att kraven på snabbare laddning, med stora effektuttag som följd, ökar. Det finns också svenska enkätstudier som pekar på att mellan 70-80 % av ägare av elfordon (rena elbilar eller plug-in-hybrider) anger att bättre tillgång till snabbladdning har stor eller i vissa fall avgörande betydelse för att öka andelen laddbara fordon i Sverige.



VAD SÄGER FORSKNINGEN OM ELFORDONS-ÄGAREN?

Än så länge kan dagens elfordonsägare betraktas som "pionjärer", med delvis andra preferenser än köpare och ägare av konventionella fordon, då de endast utgör ca 1-2 % av alla nya fordonköpare i de flesta länder. Studier har visat att personer som har testat ett elfordon i regel utgörs av personer som har börjat ifrågasätta sina mobilitetsval och är mer benägna att köpa ett elfordon eller överväga bilpool. Möjligheterna till att ladda hemma och på arbetsplatsen utgör två mycket viktiga kriterier för valet att köpa elfordon. 50-80 % av laddningarna sker idag hemmavid, främst nattetid. Mer sällan används publika laddpunkter.

Ökad samverkan krävs mellan stadens aktörer när stadsutvecklingen utmanas

Utifrån ett stadsutvecklingsperspektiv innebär förändringar i fordonsflottan i form av ett ökat antal elfordon, liksom förändrade mobilitetsval, att många nya frågor kring stadens funktioner uppstår. Stadsutveckling har idag fått en förändrad betydelse, och städer har blivit allt viktigare för värdeskapande och urbana systemtjänster, där gatumiljön och transporter utgör två av systemfunktionerna. Tanken kring samverkan är en stark samtidsidé, och staden bör inte bara ta hänsyn till tekniska val utan också fundera på med vem samverkan ska ske. Detta genom att fråga sig vad olika aktörer står för och vad de signalerar.

Även synen på stadsbyggandet förändras och idag pågår en strävan mot förtätning i centrala lägen där man ger större utrymmen för människan i staden på bekostnad av väginfrastruktur och bilberoende. Gator och platser används inte bara för transporter, och staden prioriterar gång/cykel/kollektivtrafik i de centrala delarna. I detta sammanhang är det viktigt att ta ett helhetsgrepp kring alla de funktioner som ska samsas om stadens ytor. I diskussionerna kring de fyra hjulen som rullar i otakt, har det faktum att staden vill främja hållbar mobilitet och delning av transporttjänster snarare än att främja en ökning av elfordon lyfts som något som kan motverka elfordonsutvecklingen. På samma sätt finns det inom

staden plandokument med tydliga motstående intressen, t.ex. att inte knyta en plats till ett specifikt ändamål som laddplatser för personbilar eftersom man inte vill hindra gående och cyklister del av stadens rum. Kommunen ser dessutom hellre en prioritering av elektrifiering av tunga transporter i staden då det kopplar starkt till stadens mål om luftkvalitet. Frågan är då hur en kommun ska agera och verka i en situation där utvecklingen styrs av snabb innovativ verksamhet? Vem ansvarar för helhetsgreppet och den övergripande rollen som ansvarssamordnare?

Fastighetsägare och andra aktörer i staden efterfrågar någon som tar en aktiv roll som samordnare och lyfter behovet av en plattform för dialog och kunskapsöverföring gällande elfordon och laddplatser. Avsaknaden av samverkan och dialog leder idag till osäkerheter hos aktörerna. Ett exempel som har lyfts är Paris där man nu bestämmer sig för att stänga centrala staden för bilar. Vem vill satsa på laddinfrastruktur utifrån en sådan risk? Situationen i Stockholm kring kapacitetsbrist i elnäten kan tas som ett annat exempel på hur en avsaknad av samverkan nu skapar problem för kommunens mål och planer för en elektrifierad transportsektor. I detta perspektiv, och skenet av den utveckling vi nu ser vad gäller ett ökat antal elfordon, har aktörerna inom projektet lyft vikten av att dialogen kring dessa frågor förs aktivt samt betydelsen av en plattform för samverkan mellan stadens aktörer.

Många faktorer påverkar hushållens självförsörjningsgrad

vid innehav av både elbil och solceller

Introduktionen av en elbil till ett hushåll med lokal elproduktion från solpaneler öppnar upp nya möjligheter till konsumtion och lagring av denna el inom hushållet, vilket kan påverka både hushållets grad av självkonsumtion och självförsörjning.

Chalmers har undersökt den tekniska potentialen i användning av en elbil som lagring för hushåll med lokal elproduktion, samt i vissa fall även stationärt batteri, och hur detta kan påverka hushållens behov av el från nätet. En modell över elsystemet i ett hushåll har utvecklats, samt optimerats med avseende på att maximera självförsörjningen för hushållet. Uppmätt data från Sverige gällande elkonsumtion i hushåll, solinstrålning samt kördata från bilar har använts som input till modellen. Totalt har 400 kombinationer av hushåll och bilar modellerats över ett år.

Resultat från modellen visar att hushållens självkonsumtion av lokalt producerad el ökar med 19 % när en elbil introducerats, jämfört med för samma hushåll utan elbil. Även självförsörjningsgraden för hushållen ökar när en elbil introducerats, trots att en elbil även medför ett ökat behov av el för hushållet. Överlag ökar självförsörjningsgraden sett över hela året med 10 %. Ökningen blir högre om den installerade kapaciteten av solpaneler i hushållen ökas, samtidigt som skillnaden

av att introducera en elbil är mindre positiv för hushåll med redan befintlig kapacitet av stationär lagring. Resultaten visar på att en elbil kan ersätta ett stationärt batteri för lagring och uppnå samma grad av självförsörjningsgrad för hushåll. Exempelvis uppnår hushållen överlag samma självförsörjningsgrad med en elbil med ett 50 kWh batteri som med ett 5.5 kWh stationärt batteri, om de i snitt har en installerad kapacitet på 11 kW solpaneler. Detta kräver att möjligheten för urladdning från elbilsbatteriet tillbaka till hushållet finns, utan denna möjlighet uppnår hushåll med elbil inte samma självförsörjningsgrad som hushåll med ett stationärt batteri. Även introduktionen av en elbil utan möjlighet till urladdning ökar dock överlag självförsörjningen för hushåll jämfört med att inte ha någon elbil alls. De båda lagringsmöjligheterna kompletterar varandra för hushåll med en installerad kapacitet av solpaneler på 5.5 kW i snitt eller mer, den högsta självförsörjningsgraden uppnås för hushåll med både ett stationärt batteri och en elbil. Ökning av den stationära lagringskapaciteten i hushållen ökar dock alltid självförsörjningsgraden, både med och utan

elbil i hushållet. Modellen har i grundutförandet möjlighet att totalt ladda ur elbilsbatteriet om det är optimalt ur självförsörjningssynpunkt för hushållet, förutsatt att elbilsbatteriet innehåller tillräckligt med energi för att tillgodose elbilens kommande körsträckor när den lämnar hushållet. Även med en införd minimumnivå för elbilens batteri under alla timmar när elbilen är hemma (tillräcklig för att köra 50 km) visar resultaten att introduktionen av en elbil överlag ökar hushållens självförsörjningsgrad.

Resultaten visar att flera faktorer påverkar hur fördelaktig introduktionen av en elbil till ett hushåll är med avseende på hushållets självförsörjningsgrad.

- Elbilar som är hemma fler timmar över året påverkar överlag självförsörjningsgraden mer positivt. Dock spelar inte enbart antalet timmar roll, utan även när på dagen som elbilen är hemma, då elbilen måste vara hemma under timmar med solinstrålning för att kunna lagra lokalt producerad el. Under timmar med solinstrålning erbjuder en elbil kraftigt ökad batterikapacitet för hushållen då ett elbilsbatteri, även för en plug-in hybrid, är större eller mycket större än ett normalt stationärt batteri. Ett stationärt batteri har i jämförelse den uppenbara fördelen av att alltid finnas tillgängligt i hushållet. Analys av kördatan för de drygt 400 loggade bilarna visar dock att alltid minst 30 % av elbilarna står parkerade hemma, oavsett tid på dygnet.

- Även hur stor del av hushållets totala elbehov som laddningen av elbilen står för har en påverkan på resultatet. Introduktion av en elbil som står för en mindre andel av det totala elbehovet ökar överlag självförsörjningen, samtidigt som en elbil som står för en större andel av elbehovet överlag minskar hushållets självförsörjningsgrad. Hur introduktionen av en elbil påverkar självförsörjningsgraden för ett hushåll varierar dock stort mellan de olika kombinationerna.



LÄS MER

Gudmunds, David (2018), *Effect on household prosumers self-consumption and self-sufficiency when introducing an electric vehicle. Modelling of residential households with solar PV and stationary battery*. Master's thesis in Sustainable Energy Systems, Chalmers University of technology.

Parkeringsbolag som möjliga aggregatorer i elsystemet

Göteborgs Stads Parkerings resa till ett hållbart och attraktivt erbjudande om elladdning

Framtidens parkeringsanläggning har möjlighet att vara en nod i staden inte enbart för mobilitet i sig utan även för de aktiviteter och tjänster som är kopplade till denna mobilitet. Sedan 2016 erbjuder därför Göteborgs Stads Parkering en elladdningsmöjlighet till sina parkeringskunder. De tar därmed en aktiv roll i elsystemet, som på sikt kan bli en viktig aggregatorroll för bl.a. effekthandlingen.

Göteborgs Stads Parkerings AB är en aktör med ambitionen att ta en aktiv del i utvecklingen av transporterna, elförserjningen och stadsutvecklingen, på ett sätt som främjar långsiktig hållbar utveckling, såväl ekonomiskt, socialt som ekologiskt. Bolaget erbjuder och vidareutvecklar hållbara parkerings- och mobilitetslösningar. Under varumärket, Parkering Göteborg, samordnas både kommunal och privat parkering, så att kunderna ska erbjudas en enhetlig tjänst oberoende av var man parkerar i Göteborg.

Sedan 2016 erbjuds tillståndskunderna en elladdning i bolagets anläggningar. Ägaren, Göteborgs kommun, har givit Göteborgs Parkeringsbolag uppdraget att aktivt medverka till och samarbeta kring smarta tekniklösningar, betalmodeller

och tjänster kopplade till elladdning. Uppdraget gäller såväl när man äger eller arrenderar marken, som när man sköter driften av en parkeringsanläggning. De bärande delarna i detta erbjudande om el-laddning har varit att identifiera ett långsiktigt hållbart erbjudande, som också är möjligt att skala upp när behovet ökar.

Erbjudandet gäller "långsamladdning"

Göteborgs Stads Parkerings erbjudande innebär laddning för de kunder som har tillstånd för parkering. Laddningstjänsten är en del av parkeringen och ingår i bolagets parkeringserbjudande. I erbjudandet till bolagets tillståndskunder erbjuds inte snabbladdning. Man vill inte vara en "tankstation".

Inledningsvis har bolaget valt en försiktig etablering. Successivt kommer infrastrukturen att byggas ut i takt med att efterfrågan från kunderna växer. En ledstjärna i arbetet med erbjudandet är att det är elfordonskunderna som skall betala kostnaderna för laddningsmöjligheten och laddningen. Det är inte med ekonomiska incitament som utbyggnaden stimuleras. Man har inte velat lansera erbjudandet gratis från början. Då finns risk att vänja kunden vid det. Istället säkerställs att kunna installera när efterfrågan finns. De som har behov av elladdning ska betala för laddningen. Ingen allmän höjning av priset på parkeringar skall ske.

För de grupper som är i behov av laddning vid besök i Göteborg samarbetar bolaget med Göteborg Energi där energibolaget möjliggör laddning på parkeringsbolagets ytor. Därutöver prioriteras möjlighet till besöksladdning, på samma sätt som för övriga ladderbjudanden, genom att lyssna in kundsynpunkter på var behov finns.

En möjlig aggregatorroll på sikt

De flesta som laddar sina elfordon på Göteborgs Stads Parkerings parkeringsplatser, kommer alltså att ladda relativt långsamt. I dagsläget erbjuds en eleffekt på 0,9-3,7 kW, som maximalt 4 elfordon kan dela på. Idag är man som kund garanterad 0,9 kW, men kan alltså få tillgång till en högre effekt om inte alla övriga 3 platser utnyttjas.

När erbjudandet om elladdning når en större skala, är ambitionen att inleda ett samarbete med de elnätsansvariga bolagen, bl.a. kring hur eleffektuttaget utnyttjas. Då finns samtidigt möjligheten för Göteborgs Stads Parkering att ta rollen av en aggregator i det lokala elsystemet, som både skulle kunna tillhandahålla effekt till elsystemet vid topplast-situationer och kunna ta ut mer eleffekt när överskott finns. Det är då också helt i linje med det helhets- och hållbarhets-uppdrag man har från sin ägare.



GÖTEBORGS STADS PARKERING har sin ägares uppdrag att bidra aktivt till Göteborgsregionens utveckling på ett sätt som främjar långsiktigt hållbar utveckling. Man har också ambitionen att engagera sig i transportsektorns och fordonsflottans framtida utveckling bl.a. vad gäller nya drivmedel såsom el och biodrivmedel. Syftet med deltagandet i NEPP är att öka kunskapen om energisystemens utveckling – såväl tekniskt, ekonomiskt som miljömässigt – så att man kan agera på bästa sätt utifrån denna ambition.

När det gäller elsystemet, vill man särskilt ta del av kunskapen om de effektutmaningar som kan komma, för att kunna förbereda sig för att vara en del av lösningen på dessa utmaningar på lokal/regional nivå, i takt med att elfordonsflottan antas växa. Man vill också konkret kunna utvärdera de hållbara framgångsfaktorer som en lokal transportaktör skall kunna realisera, som en del av energisystemet, men även som en del av den stadsutveckling man är en central del av.

Den svenska energisektorn befinner sig i en **inledningsfas vad gäller digitalisering**

I Energiforskprojektet ”Digitalisering i energisektorn”, som NEPP samverkar med, har man tagit initiativ till en fördjupad genomgång av den pågående digitaliseringen för att öka den allmänna kunskapsbasen hos de svenska energiföretagen. Mycket har hänt bara på det dryga år som projektet har pågått men ännu är digitaliseringen av de svenska energiföretagen endast i sin linda. De mest aktiva företagen lyfter fram vikten av att skapa gemensamma initiativ och att gå ihop i samverkansprojekt.

När projektet startade under hösten 2017 framträdde en bild av en bransch i uppvaknande, och intrycket från projektets inledande fas var att det överlag fanns ”en stor nyfikenhet men relativt liten verkstad”. Merparten av de då pågående aktiviteterna drevs av ett inom området mindre antal mer aktiva företag. Framförallt såg många företag det som en del av den strategiska omvärldsbevakningen att öka sin kunskap om den pågående digitaliseringen, men endast ett fåtal hade verkligen analyserat, eller rent av testat i praktiken, vad utvecklingen skulle kunna komma att innebära för den egna verksamheten.

Utmärkande för de företag som har kommit längre i sitt digitaliseringsarbete och är mer aktiva och testar tekniken verkar vara att de framförallt ser värdet av att dela data och samverka med andra aktörer. Många lyfter också fram vik-

ten av – och viljan till – att skapa gemensamma initiativ och att gå ihop i samverkansprojekt, inte bara mellan energiföretag, leverantörer och kunder, utan även mellan konkurrerande aktörer.

Ökad kundnytta

Några av de främsta drivkrafterna vad gäller att digitalisera verksamheterna verkar vara möjligheterna till energieffektiviseringar och en ökad kundnytta. Energiföretagen pekar särskilt på de möjligheter som tekniken skapar i form av en högre grad av individualiserade kunderbjudanden och en ökad närhet till kunderna genom nya plattformar för kundkontakt. Genom digitaliseringen öppnas nya möjligheter för kunderna att styra sin energiförbrukning och att delta i balanseringen av kraftsystemet. Detta innebär att energiföretagen kan skapa helt nya former och plattformar för att

möta och samarbeta med sina kunder framöver. Alla verkar vara överens om att de företag som lyckas i dialogen och samarbetet med sina kunder ökar sitt försprång gentemot övriga aktörer, och att detta blir allt viktigare inom energisektorn: "Energiföretaget måste ha direktkontakt med kunden annars riskerar man att bli underleverantör åt aktörer som lyckas med kundkontakten".

Bland de medverkande energiföretagen hörs röster som också vill att branschen ska lyfta blicken och se till andra branscher. "Kunderna som sådana kommer inte att jämföra plattformar mellan elbolag, däremot kommer man att jämföra med hur andra digitala plattformar och tjänster fungerar, t.ex. Spotify, Amazon och Netflix." "Energibolagen jämför sig sinsemellan, när det kanske snarare är andra branscher man ska jämföra sig med".

En uppfattning om att energisektorn skiljer sig från andra sektorer

Detta till trots verkar det finnas en utbredd uppfattning om att energisektorn skiljer sig från andra sektorer och att företagen därmed skulle kunna vara immuna mot digitaliserings transformande kraft och konkurrens från nya aktörer. Några energiaktörer ställer sig fortfarande frågan "vad är det som är nytt?", och "är detta verkligen något för oss?" utifrån argumentet att energisektorn skiljer sig från andra branscher. Det faktum att "elektroner och värme är de produkter de är", att dessa inte går att "utveckla" samt att någon ändå måste fortsätta producera energin tas som argument för att energisektorn och dess aktörer inte riskerar samma omvälvande omvandling som andra sektorer där nya aktörer tar sig in och förändrar spelreglerna.

Energiforskprojektet betonar att det finns betydande risker för de företag som fastnar på denna nivå. Den digitala utvecklingen av hela samhället kommer att innebära nya villkor och förutsättningar som energiföretagen måste

förhålla sig till, vare sig man vill eller inte. Inte minst är risken att hamna på efterkälken och gå miste om kompetens uppenbar.

I detta sammanhang kan dock lyftas det faktum att det finns vissa fördelar med att energibranschen på vissa områden skyndar långsamt (inom vissa gränser) vad gäller nya tekniska lösningar. För en så pass viktig samhällsfunktion och på grund av den stora betydelse som energibranschen har för dagens samhälle är det motiverat och rimligt med en viss grad av försiktighet, inte minst med tanke på de höga krav på IT-säkerhet som följer av en ökad digitalisering.

Redan idag ser vi dock mindre aktörer som tar sig in på marknaden mellan de etablerade energiproducerande energibolagen och deras kunder. Genom att dessa nya aktörer kommer närmare kunderna på energimarknaden och tar över kundrelationen från de traditionella aktörerna riskerar de senare att tappa relevans på marknaden och på sikt riskera verksamhetens konkurrensförmåga.

Skyffla över kundrelationerna till de nya aktörerna

En av de nyare aktörerna på energimarknaden vittnar om att vissa energiföretag dessutom faktiskt verkar vilja skyffla över arbetet med kundkontakterna på dem ("kan inte ni ta hand om våra kunder?") eftersom man utifrån energiföretagets perspektiv i förekommande fall kan se det som mer rationellt att överlåta kundkontakterna på en extern part. Risken finns därför att man ser fördelarna av nya automatiserade digitala kundtjänstsystem utifrån en felaktig förståelse för vad som faktiskt skapar och stärker kundrelationer. Det finns därmed en betydande risk att nya, mer kundorienterade mellanaktörer helt tar över kundrelationen från de traditionella energiföretagen.

Vinsten och nyttan med att utnyttja de möjligheter som digitaliseringen erbjuder är potentiellt mycket stora. Samtidigt finns det en rad utmaningar som företagen måste vara medvetna om och kunna hantera i sin digitaliseringsresa. Det gäller alltifrån frågor om ansvar, ägande av data, nödvändiga regelverksförändringar, brist på beställarkompetens,

integritetsaspekter och IT-säkerhetsarbete till en generell kunskapsbrist inom organisationer och tillgång till IT-kompetens. För att inte halka efter utan dra nytta av den pågående digitaliseringen gäller det för företagen att våga testa, dra lärdomar av och samverka med varandra.

Digitaliseringen skapar nya möjligheter för energisektorn

- En berättelse om en möjlig framtidsbild

Den digitalisering som nu sker av hela samhället skapar stora och nya möjligheter för att möta de utmaningar som ett mer variabelt och distribuerat el- och energisystem leder till. Energiforskningsprojektet "Digitalisering i energisektorn" har undersökt och beskrivit utvecklingsfronten inom ett antal teknikområden med koppling till den digitala utvecklingen. Här beskrivs – i en berättelse om möjligheter – en framtidsbild som vill visa på hur digitaliseringen kan göra landvinningar inom i stort sett alla delar av energisystemet.

Ny digital teknik i form av självlärande system och artificiell intelligens ökar möjligheterna till bättre styrning och optimering av energisystemet. Inte minst kan tekniken leda till betydligt bättre prognoser vad gäller t.ex. väder, energiförbrukning hos slutanvändare liksom prisutveckling. Allt fler uppkopplade apparater och maskiner som möjliggörs genom billig digital teknik ökar samtidigt möjligheterna till att komma åt efterfrågefleksibiliteten. Detta sker dels som en följd av en ökad intelligens i såväl anläggningar, apparater och komponenter, dels som en följd av mer "aktiva" ageranden för exempelvis effektkontroll i industrin, smart laddning av elfordon och smart hantering av elanvändningen för uppvärmning med hjälp av olika aggregatorer. Digitaliseringen erbjuder också möjligheter att effektivare utnyttja befintlig infrastruktur, inte minst elnätet, vilket kan minska investeringsbehovet i ny kapacitet

där ledtiderna ofta kan vara avsevärda. Med hjälp av digitala tekniker möjliggörs dessutom en högre grad av integration av el- och värmesystemen liksom sammankopplingen av dessa till övriga sektorer som transportsektorn, bostadssektorn och industrisektorn.

Olika typer av maskininlärningssystem och AI-teknik kan appliceras på alla delar i energisystemet: på elnät, elproduktion, värmeproduktion och fjärrvärmenät liksom energilagring. AI-system kan komma att användas för att ytterligare öka verkningsgraden i energiproduktionsanläggningar, jämna ut och flytta toppar i energiförbrukningen och för reglering av nätfrekvensen. På samma sätt kan tekniken användas för att öka den effektiva kapaciteten i elnätet och minska behovet av reinvesteringar i näten.

Digitala tvillingar och virtuella kraftverk möjliggör avancerad styrning, balansering och optimering av såväl enskilda produktionsanläggningar som större komplexa system. Tekniken skapar dessutom förutsättningar för bättre användarprognoser och bättre väderprognoser för vind och sol som i sin tur medför en effektivare balansering av utbud och efterfrågan. Mer precisa väderprognoser i kombination med kännedom om prognoserad efterfrågan utifrån beteendevariationer och kopplingen till prisvariationer skapar möjligheter till mer precisa prisprognoser. Detta i sin tur innebär att man med digital teknik på användarsidan kan komma åt efterfrågefleksibiliteten genom att få kunder att reagera på prissignaler närmast i realtid (något som också kan komma att leda till förändringar i marknadens design och funktion). Genom att utnyttja denna efterfrågefleksibilitet och olika former av energilagring och nätförstärkningar kan spill (curtailment) minimeras. Optimering med hjälp av digital teknik bidrar således till ytterligare möjligheter till energieffektiviseringar i alla led och på så sätt till att nå uppställda miljö- och hållbarhetsmål.

De nya digitaliseringsteknikerna kan vidare användas för att i detalj övervaka och analysera status på elnäten i realtid. Detaljerade dataanalyser av utbud, efterfrågan och flaskhalsar i näten kan användas för avancerad planering av elnätets kapacitet. I vissa fall kan digital teknik även användas för att förlänga livstiden på de befintliga näten och därmed förskjuta reinvesteringar tidsmässigt genom att möjliggöra extra kapacitet vid effekttoppar.

Ett annat område där ny digital teknik kan komma att spela en central roll inom energisektorn är underhållssidan. Inom industrin har man varit tidigt ute med tekniker för prediktivt underhåll och alltför industriföretag arbetar nu med att gå från tidsstyrt, reaktivt underhåll till mer prediktivt, förebyggande underhåll. På samma sätt som industrin kan energiföretagen skapa stora vinster i form av minskade underhållskostnader, ökad drifttid och en minskad risk för haverier. Prediktivt och tillståndsbaserat underhåll går ut på att med hjälp av sensorer och analys av data automatiskt styra tidpunkten för när olika

underhållsåtgärder ska utföras. Det vill säga att styra underhållet baserat på verkliga förhållanden. Det innebär att en underhållsåtgärd utförs i god tid innan ett haveri inträffar eller alternativt att ett förebyggande underhåll kan senareläggas. Detta ökar tillgängligheten och reducerar underhållskostnaden med bibehållen driftsäkerhet. Tekniken kan även användas för visualisering av information från en anläggning, vilket ger möjlighet till en mer optimal styrning samt i slutändan också ökad kunskap om den egna anläggningen.

Utöver de rent tekniska delarna inom energisystemet där ny digital teknik kan appliceras skapar digitaliseringstekniker även nya möjligheter för energimarknaden i stort. Med hjälp av digital teknik kan olika systemtjänster som frekvens- och spänningshållning t.ex. med icke-konventionella komponenter såsom batterier och efterfrågerespons möjliggöras och utvecklas. Tekniken kan också bidra till att skapa nya prismodeller genom att utvärdera och analysera den data man samlar på sig med hjälp av självlärande system, mönsterigenkänningsteknik och på sikt artificiell intelligens som kan upptäcka nya kopplingar och faktorer och därmed identifiera nya kundgrupper. Realtidsdata och -analyser kan förskjuta handeln närmare leveranspunkten (gå ifrån "day-ahead"). Nya handelsplattformar kan skapas som är anpassade för en framtid med nya aktörer och prosumenter, där blockkedjeteknik eventuellt kan vara en väg för direkthandel mellan t.ex. två villaägare (s.k. P2P-handel).

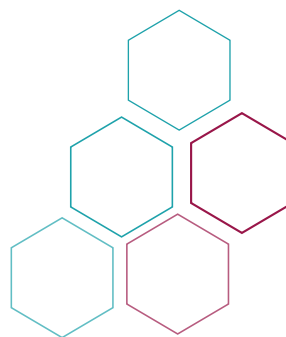
På samma gång som digitaliseringen skapar många nya möjligheter för den också med sig nya risker och utmaningar som energiföretagen måste hantera på ett eller annat sätt. En central del i de risker och utmaningar som den ökade graden av digitalisering skapar gäller företagets hantering av kunddata, inte bara vad gäller säkerhets- och integritetsaspekter utan också vad gäller frågan om kundernas förtroende. Vilka risker medför datainsamling, vilka krav ställer det på företagen och hur ska företagen agera för att inte riskera kundernas förtroende? Eftersom data utgör grunden för digitaliseringen och dess möjligheter är det viktigt för energiföretagen att kartlägga risker och utmaningar kopplat till hanteringen av kunddata.

Digitaliseringens transformerande kraft – myt eller verklighet?

Digitaliseringens så kallade andra våg anses nu lägga grunden för en omvälvande förändring av vårt samhälle. Om den första vågen, som handlade om att digitalisera information, metoder och processer samt att använda digitala kanaler som internet, bland annat ledde till större tillgänglighet av information, effektivare flöden, delnings-ekonomi och digitala plattformar, så anses den andra vågen komma att driva på ännu större förändringar för företag, individer och samhälle.

Den snabba utvecklingen inom Internet of Things, blockkedjetechniken, artificiell intelligens och avancerad automation och robotisering bedöms komma att påverka alla samhällssektorer,

inklusive energisektorn, i grunden. Tillsammans accelererar de här fyra områdena effekten av digitaliseringen. De både möjliggör och kräver förändringar av arbetssätt, produkt- och tjänsterbjudanden, organisation, affärsmodeller och ledarskap. Liksom vid alla andra större teknikskiften sägs de företag som inte anpassar sig till de nya förutsättningarna riskera att hamna efter och tappa konkurrenskraft. Digitaliseringens avgörande utmaningar och möjligheter handlar därför inte främst om tekniken utan om dess konsekvenser. **I dess andra våg förenar och suddar digitaliseringen ut såväl nationsgränser som gränserna mellan den fysiska och digitala världen.** Denna omvandling beskrivs ofta i olika termer, alltifrån en digital storm, den fjärde industriella revolutionen eller som digital transformation.



Energisystemet

i en ny tid

NEPP:s huvuduppgift är att visa hur balanserade och hållbara utvecklingsvägar för vårt omfattande energisystem kan åstadkommas. NEPP ska också visa på energisystemets roll för samhälls- och välbefinnandeutvecklingen i stort.

- Svensk el- och fjärrvärmeförsörjning är klimatneutral sedan år 2011 respektive 2013, och bör därför utnyttjas för att bidra i klimatomställningen i andra samhällssektorer. Vår elförsörjning kan fortsätta att vara klimatneutral även vid en kraftigt ökad elanvändning på upp emot 40-50 TWh.

I denna halvtidsrapport lyfter vi även fram en rad utmaningar som måste hanteras för att el och fjärrvärme skall kunna fortsätta att spela denna centrala roll i omställningsarbetet för en hållbar utveckling:

- Energipolitiken måste – även i praktiken – medverka till att leveranssäkerheten värnas fullt ut.
- Vattenkraften skall både ges en ökad roll i elsystemet och samtidigt ges nya moderna miljövillkor.
- Fjärrvärmens roll som nav i det kommunala infrastrukturkomplexet måste tydliggöras politiskt, samtidigt som flera olika hållbarhetsaspekter hanteras och frågan om plasten i avfallet måste lösas.
- Effekt- och flexibilitetsutmaningen ökar i elsystemet. Samtidigt ser vi en spännande utveckling av nya åtgärder för att hantera flexibilitet.
- Trängseln i elnäten ökar i våra storstäder, vilket kan begränsa städernas utveckling.

Flera förändringar och utvecklingstrender i dagens samhällsutveckling kan dessutom komma att påverka energisystemet och dess aktörer högst påtagligt i framtiden.