

Färdplan fossilfri el – analysunderlag

- En analys av scenarier med en kraftigt ökad elanvändning

Juni 2019

Johan Bruce, Frank Krönert, Fredrik Obel, Katarina Yuen, Emma Wiesner, Linda Dyab, Kajsa Greger och Erica Lidström, Sweco. Håkan Sköldberg, Bo Rydén och Thomas Unger, Profu. Jenny Gode och Johanna Nilsson, IVL.



Färdplan fossilfri el – analysunderlag

- En analys av scenarier med kraftigt ökad elanvändning

Juni 2019

Johan Bruce, Sweco

Frank Krönert, Sweco

Fredrik Obel, Sweco

Katarina Yuen, Sweco

Emma Wiesner, Sweco

Linda Dyab, Sweco

Kajsa Greger, Sweco

Erica Lidström, Sweco

Håkan Sköldberg, Profu

Bo Rydén, Profu

Thomas Unger, Profu

Jenny Gode, IVL Svenska Miljöinstitutet

Johanna Nilsson, IVL Svenska Miljöinstitutet

Innehåll

Sammanfattning och slutsatser.....	5
Inledning.....	13
Elanvändningens utveckling.....	15
Bedömning och kvantifiering av elanvändningen fram till 2045	15
Färdplansscenariot	16
Effektprofil.....	20
Osäkerheter i bedömningen av framtida elanvändning	21
Metodbeskrivning för framtagning av elanvändningsscenarierna	21
Elproduktionens utveckling.....	28
Framtagande av produktionsscenarier	28
Tre elproduktionsscenarier	28
Beskrivning av produktionsscenarier	29
Dimensionering med elmarknadsmodellerna Times och Apollo	32
Systemkostnaden	36
Investeringskostnader elproduktion	41
Investeringskostnader elnät.....	44
Systemtjänster.....	50
Stödtjänster idag	51
Frekvensstabilitet	52
Balans och frekvenskvalitet.....	54
Spänning - reaktiv effekt	57
Kostnad för systemtjänster	59
Klimatpåverkan och resursanvändning.....	62
Ingångsdata till beräkningarna	62
Historisk klimatpåverkan från svensk elproduktion.....	63
Klimatpåverkan och resursanvändning i de tre framtidsscenarierna	63
Variationshantering och elöverföring	66
Resonemang om framtida utveckling	66
Effektfrågan och robusthet	68
Effektbalansen en 20-årsvinter	68
Spetslastproduktion	69
Resultat från Elmarknadssimuleringar för utvalda veckor ett normalår.....	72

Bilaga 1 Beräkningsförutsättningar – Apollomodellen.....	79
Bilaga 2 Detaljerade beräkningsresultat	82

Sammanfattning och slutsatser

Många branscher har nu tagit fram färdplaner för fossilfri konkurrenskraft inom ramen för regeringsinitiativet Fossilfritt Sverige. Flera av dessa branscher lyfter fram elektrifiering som en viktig del för att bli fossilfria. Det pågår dessutom en elektrifiering av fordonsflottan och en etablering av nya elintensiva verksamheter, exempelvis datahallar, vilket tyder på att elanvändningen kommer öka i framtiden trots kontinuerlig eleffektivisering. En ökad elanvändning tillsammans med en ökad andel väderberoende elproduktion och samtidig utfasning av de sista fossila bränslena ställer stora krav på elsystemet, inte minst avseende effektbalanseringen och kapaciteten i elnäten.

I samverkan med Energiföretagen Sverige har NEPP, med bakgrund i ovan, genomfört ett grundligt analysarbete som skall kunna ligga till grund för en färdplan för fossilfri el inom ramen för Fossilfritt Sverige. Huvuduppgiften har varit att – i en scenario- och modellstudie – analysera hur elsektorn kan producera och distribuera den ökade mängd fossilfri el som efterfrågas i framtiden, hur leveranssäkerhet och effekttillgänglighet kan säkras på kort och lång sikt samt hur stora systemkostnaderna är för detta.

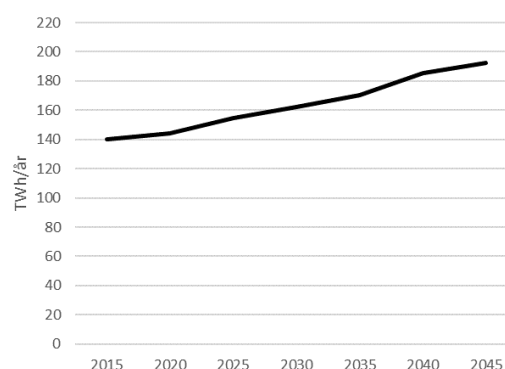
Elsektorn kan möta en kraftig ökning av efterfrågan på ett långsiktigt hållbart sätt

Studiens huvudslutsats är att elsektorn kan möta den kraftigt ökade efterfrågan på el som kan bli följden av andra branschers allt större elektrifiering. Studien visar också att detta kan göras på ett långsiktigt hållbart sätt, både sett till kostnad, leveranssäkerhet och elkvalitet samt klimat och miljö.

Efterfrågan på el kan öka med över 50 TWh till år 2045, vid en accelererad elektrifiering

Vårt efterfrågescenario för denna färdplan visar på en kraftigt ökad elanvändning, såväl i Sverige som i övriga länder i Nordeuropa. Scenariot baseras i stor utsträckning på långtidsscenarier från Energimyndigheten, Svk samt industrins klimatfärdplaner. I Sverige bedöms en ökning från dagens 140 TWh/år till 190 TWh år 2045. Ökningen beror främst på prognoser om en ökad elanvändning inom tre sektorer:

- Transportsektorn, där en betydande del av person- och godstransporterna antas vara elbaserade år 2045.
- Service- och företagssektorn, där bland annat utbyggnaden av datahallar antas bli stor i Sverige.
- Processindustrin, där flera branschers processer antas ställas om från fossila bränslen till fossilfri el om något eller några decennier.



Figur: Utvecklingen av elanvändningen i Sverige 2015-2045 i färdplansscenariot, inkl. överföringsförluster.

Därtill baseras scenariot på officiella referensprognoser och grundantaganden för utvecklingen av ett tiotal faktorer som har påverkan på elanvändningens utveckling; faktorer som bidrar till såväl ökande (t.ex. befolkningsökning och ekonomisk tillväxt) som minskande (t.ex. energieffektivisering) elanvändning.

När det gäller effektbehovets utveckling visar beräkningarna att detta också växer rejält, men i något långsammare takt än energibehovet. För elfordon antas då exempelvis en hög grad av ”smart” laddning, dvs att laddning i stor utsträckning sker under låglasttimmar, samtidigt som tillkommande elanvändning inom industrin har en relativt jämn profil.

Flera olika utvecklingsvägar för den svenska elproduktionen är möjliga – alla är fossilfria

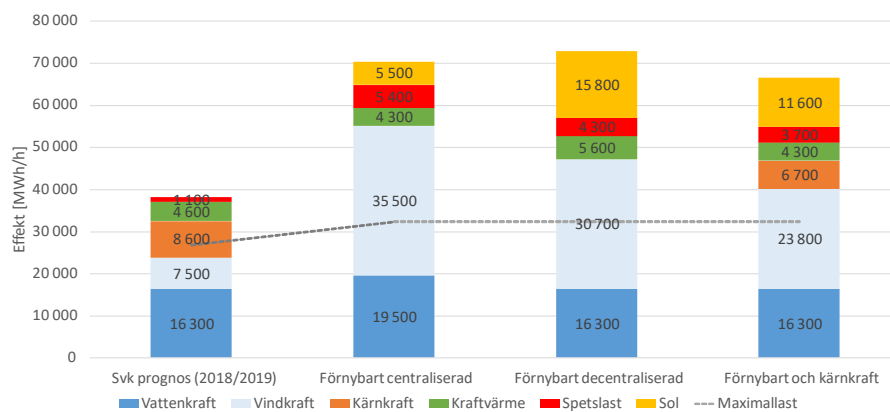
Studien visar att elsektorn kan klara av att möta denna kraftigt ökande efterfrågan på flera olika sätt, beroende på vilka produktionsalternativ som står till buds. Vi har analyserat tre olika scenarier med sinsemellan olika förutsättningar och produktionsalternativ.

De tre produktionsscenarioer är:

1. Förnybart centraliserad: 100% fossilfri och förnybar elproduktion, företrädesvis central produktion
2. Förnybart decentraliserad: 100% fossilfri och förnybar elproduktion, större andel decentral produktion
3. Förnybart och kärnkraft: 100% fossilfri elproduktion med både förnybart och kärnkraft

Alla tre scenarierna svarar mot bibehållen eller förbättrad leveranssäkerhet. Fokus ligger på det svenska energisystemet men i alla dessa scenarier hanteras även utvecklingen i Norden och övriga Nordeuropa.

Gemensamt för alla tre produktionsscenarioerna är en fortsatt kraftig utbyggnad av vindkraften. Även solkraften byggs ut i samtliga scenarier. Finns den politiska och ekonomiska möjligheten till livstidsförlängning av kärnkraften, vilket vi testat i ett av scenarierna, så visar våra modellanalyser att denna är kostnadseffektiv att nyttja. Finns den politiska, ekonomiska och miljörättsliga möjligheten till storskalig effektökning av vattenkraften, vilket analyserats i ett annat scenario, så utnyttjas den fullt ut.



Figur: Tre olika scenarier för 100% fossilfri elproduktion i Sverige år 2045, som analyserats i studien. Figuren anger den installerade produktionskapaciteten

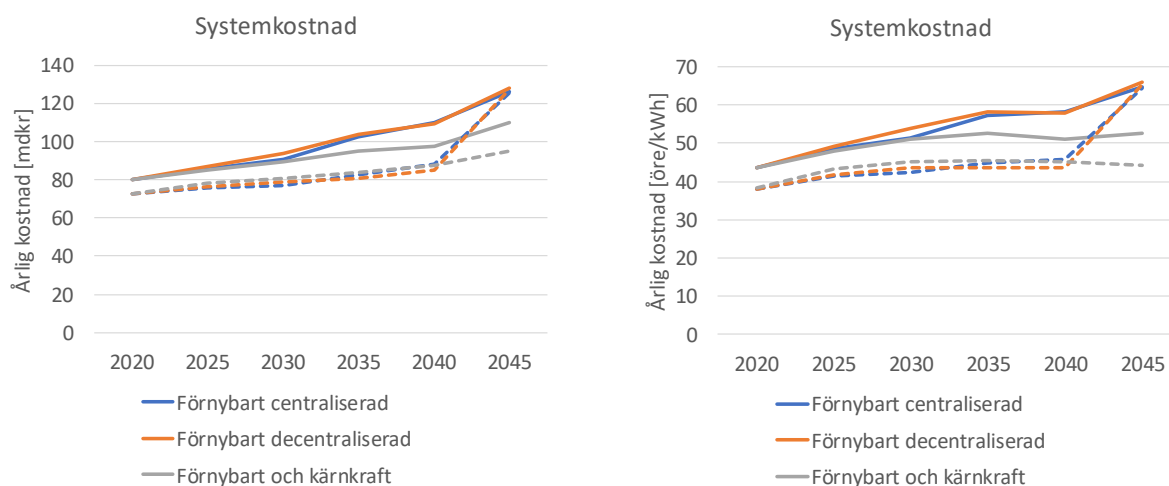
Stora satsningar krävs för att säkra effektbalans, leveranssäkerhet och systemtjänster

För att säkra effektbalansen, bibehålla dagens höga leveranssäkerhet och hantera systemtjänsterna måste stora och särskilda satsningar ske med avseende på regler- och flexibilitetsresurser. Det gäller både i produktionsledet (bl.a. fler gasturbiner), transmissions-/distributionsledet (utbyggt elnät) och användarledet (t.ex. efterfrågeflexibilitet). Detta är särskilt tydligt i ett scenario utan varken livstidsförlängning av kärnkraft eller stor effekthöjning i vattenkraften.

Den totala systemkostnaden ökar i samtliga scenarier och domineras av produktionskostnader

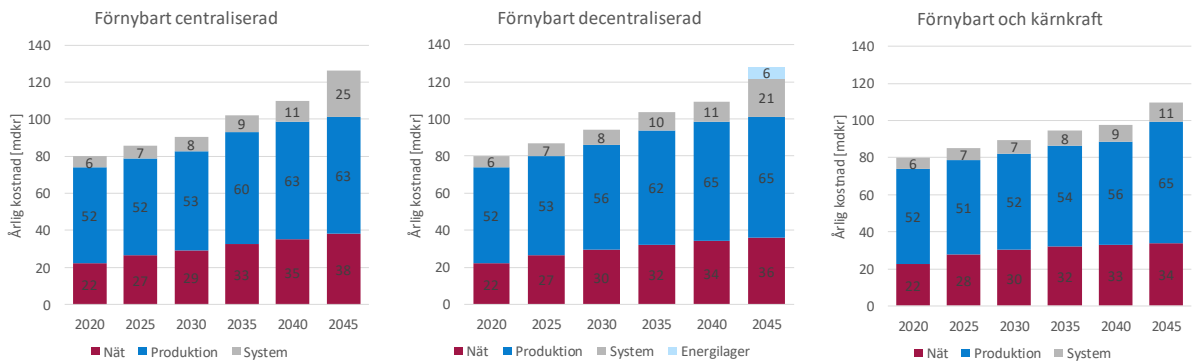
I den totala systemkostnaden inkluderas kapitalkostnader, rörliga och fasta underhållskostnader, bränslekostnader, systemtjänster samt skatter och avgifter i produktionsledet som ämnar motsvara negativa externa effekter. Kapitalkostnaderna består av räntekostnader och avskrivningar för investeringar i produktion och elnät. För alla investeringar används en real ränta på 5 %. Kostnader för systemtjänster innebär få nya investeringar och är i första hand en rörlig kostnad.

Analysen visar att de årliga systemkostnaderna kommer att öka successivt fram till år 2045 i alla scenarier. Ökningen förklaras genom det stora reinvesteringsbehovet som finns i alla scenarier samt investeringar i ny förnyelsebar kraftproduktion. "Förnybart och kärnkraft" de lägsta systemkostnaderna, både total över hela perioden och för 2045, på grund av lägre kostnader i alla led. I scenariot "Förnybart och kärnkraft" är Sverige en nettoexportör av el till grannländerna år 2045. Fram till år 2045 är exporten större i de övriga scenarierna för att bli nära noll 2045. Den totala systemkostnaden reducerad med värdet av nettoexporten visas som streckade linjer i figuren nedan.



Figur: Systemkostnad för de olika scenarierna (streckade linjer med värdet av export medräknat)

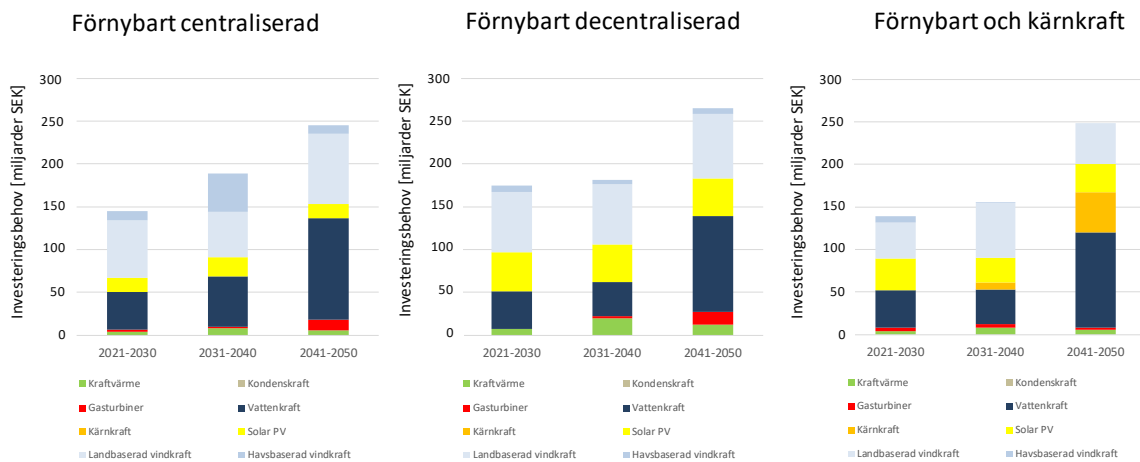
I figuren nedan redovisas utvecklingen för de tre scenarierna separat indelat i nät, produktion och systemtjänster. Kostnaderna för produktion av el är de största i alla studerade scenarier. I storleksordningen mellan 55 – 65 % av de årliga kostnaderna står produktion för, den högsta andelen är i "Förnybart och kärnkraft". Den högre andelen beror delvis på att kostnaderna för systemtjänster är betydligt lägre i "Förnybart och kärnkraft" och också på grund av högre rörliga produktionskostnader. Notera att kärnkraften finns med i produktionskostnaden i samtliga scenarier fram till och med 2040.



Figur: Utveckling av systemkostnad uppdelad på nät, produktion, systemtjänster och energilagrar

Stora investeringar i produktion

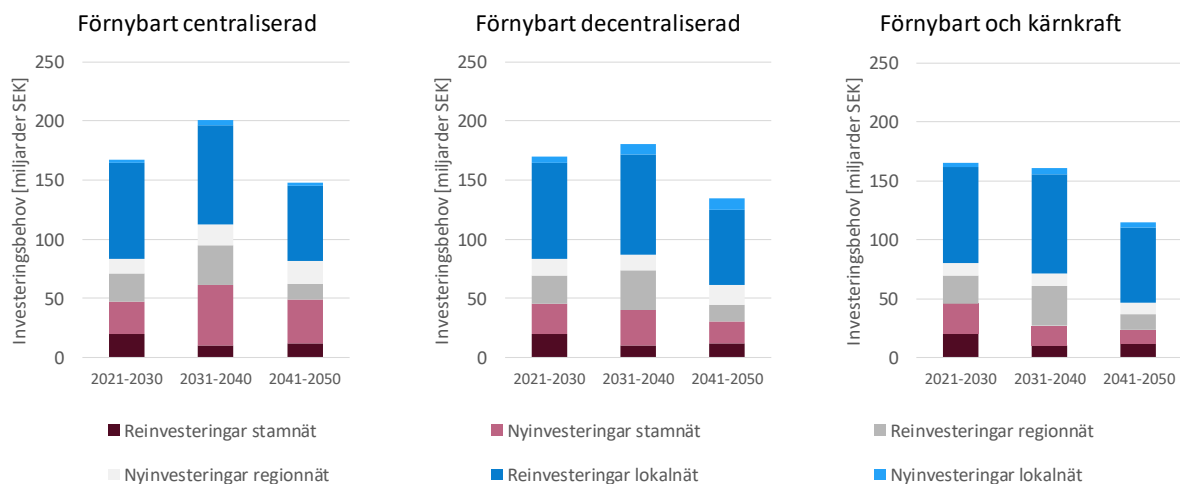
I samtliga scenarier krävs det betydande investeringar i elproduktion. Högst investeringar blir det i scenariot "Förnybart decentraliserad" med ca 640 miljarder kr, följt av scenariot "Förnybart centraliserad" med ca 600 miljarder kronor samt "Förnybart och kärnkraft" med ca 560 miljarder kr. Investeringar, både ny- och reinvesteringar, i vattenkraft och vindkraft dominerar i samtliga scenarier. Reinvesteringar står för cirka 35-45 % av investeringarna i produktion beroende på scenario.



Figur: Investeringsbehov i produktion under perioden 2021-2050 (ny- och reinvesteringar)

Betydande ny- och reinvesteringar i elnätet krävs, oavsett scenario

Den totala investeringskostnaden i nät under 30-årsperioden 2021-2050 bedöms till 516 miljarder SEK för "Förnybart centraliserad", 485 miljarder SEK för "Förnybart decentraliserad" och 441 miljarder SEK för "Förnybart och kärnkraft".



Figur: Investeringsbehov i elnät för de tre scenarierna under perioden 2021-2050

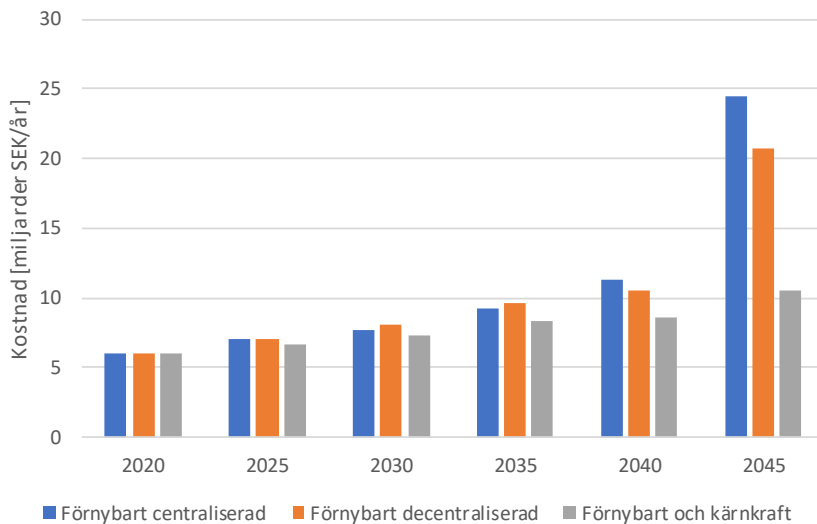
Ca 70 % av investeringarna i elnäten består av reinvesteringar. Behovet av nyinvesteringar uppkommer primärt av fyra drivkrafter; nyanslutning av ny elproduktion, nyanslutning av ny elförbrukning, marknadsintegration och systemförstärkning. Störst kostnader för nyinvesteringar fås i det Förnybart centraliserade scenariot på grund av höga kostnader för nyansluten produktion, förstärkningen av transmissionskapacitet genom landet och krav på systemförstärkningar inom elområden.

Kostnader för systemtjänster är små i jämförelse med produktion och nät, men inte obetydliga

Vi har också studerat några egenskaper som ger en indikation om vilka utmaningar som kraftsystemet måste hantera. Vi gör en indelning enligt följande:

- Frekvensstabilitet – snabba reserver och svängmassa
- Balans och frekvenskvalitet – återställande reserver och icke-planerbar produktion
- Spänningsstabilitet – förmåga för reaktiv effekt

I vår kostnadsanalys för balansreglering har vi använt tre indikatorer– svängmassa, icke-synkron produktion (SNSP) och ändring i nettolast. Svängmassa och SNSP är besläktade och indikerar till stor del samma utmaningar. En skillnad skulle tex kunna vara om produktionskapacitet växlar mellan kärnkraft och vattenkraft – då skulle svängmassan förändras, men inte SNSP. Kostnaden för spänningsstabilitet har kvantifierats genom en investering i reaktiva resurser motsvarande det som behövs för att bibehålla en tillgänglig förmåga till produktion av reaktiv effekt. Dessa investeringskostnader är i storleksordningen hundratals miljoner är små i jämförelse med kostnaden för balansreglering



Figur: Årliga kostnader för balansreglering

Sveriges elsystem är en integrerad del i Nordens och Europas elsystem

Utbytet mellan länderna i Norden och Europa av energi, effekt och systemtjänster är fortsatt stort i alla scenarierna, inte minst på grund av (antagandet om) den ökande efterfrågan i samtliga länder. Utgångspunkten i våra analyser är dock att varje land – under hela den studerade perioden – har kapacitet tillräckligt för att under ett normalår klara effektbehov och systemtjänster. Det gäller både i produktionsledet (bl.a. fler gasturbiner), transmissions-/distributionsledet (utbyggt elnät mellan och inom länderna) och användarledet (t.ex. efterfrågefleksibilitet). Däremot är det inte säkert att all nationell kapacitet utnyttjas, om annan- och billigare – kapacitet kan importeras från grannländerna.

Sverige är en nettoexportör av elenergi under i stor sett hela den studerade perioden i alla tre scenarier. Om inte kärnkraften livstidsförlängs minskar dock elenergiöverskottet i den svenska produktionen i takt med att kärnkraftverken stängs och elanvändningen ökar, och år 2045 är överskottet nära noll i scenarierna "Förnybart centraliserad" och "Förnybart decentraliserad".

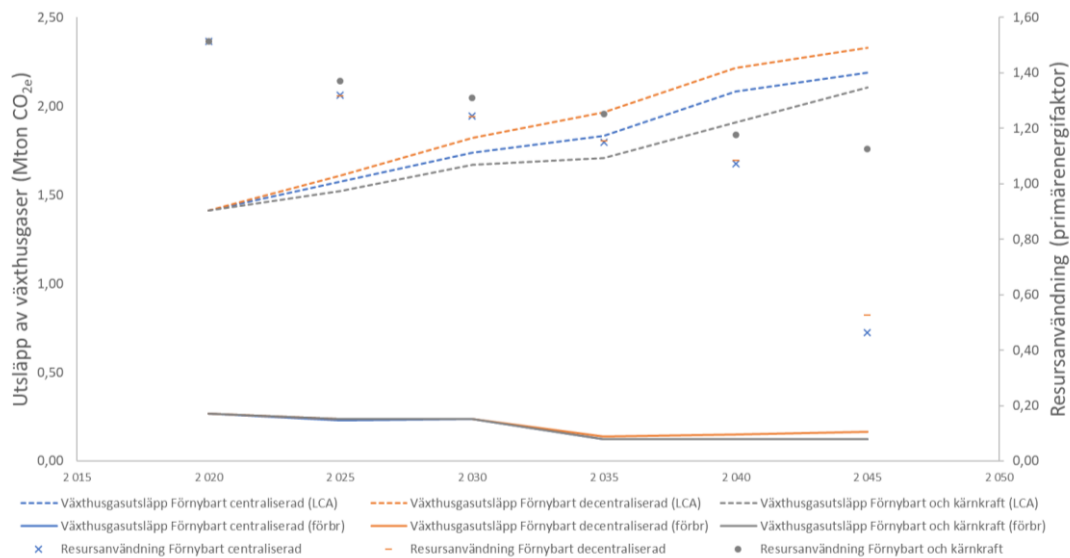
Efterfrågefleksibilitet blir allt viktigare i det framtida elsystemet

Vår studie visar på värdet av ökad efterfrågefleksibilitet i det framtida elsystemet. Redan idag utnyttjas efterfrågefleksibilitet i viss utsträckning som reglerresurs, dels som en följd av höga priser, dels genom direkta bud. I framtiden kommer efterfrågefleksibiliteten att bli en allt viktigare reglerresurs för vårt elsystem, inte minst för reglering under enstaka timmar. För regleringen över dygn, och längre perioder än så, har inte efterfrågefleksibiliteten samma möjligheter att bidra, om man inte helt enkelt kopplar bort last.

Klimatpåverkan skiljer sig inte mycket mellan scenarierna

Klimatpåverkan och resursanvändning har beräknats historiskt och i de tre elscenarierna. Klimatpåverkan har beräknats som utsläpp av växthusgaser (koldioxidekvivalenter) och resursanvändning som primärenergi från det svenska elproduktionssystemet. Beräkningarna av klimatpåverkan är gjorda både i livscykelperspektiv och för enbart förbränningsutsläpp. Ett resonemang förs även om framtida utveckling av de olika elproduktionsteknikerna och hur den kan påverka utsläppen från idag och till 2045.

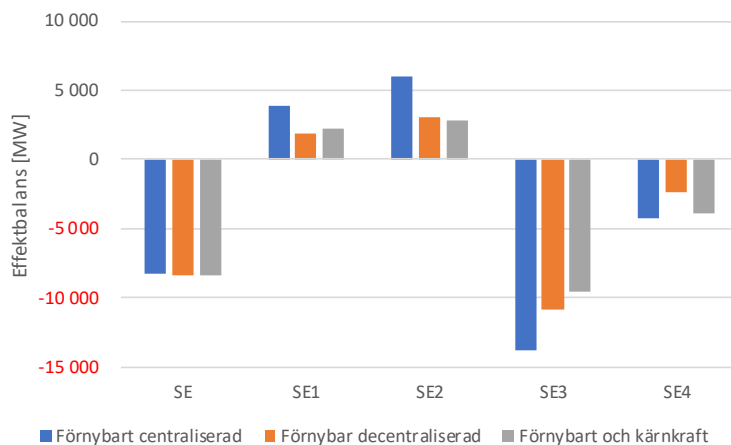
Av figuren framgår tydligt att emissionerna av växthusgaser främst utgörs av utsläpp andra än från förbränning. Förbränningsutsläppen är nära noll år 2045. En liten andel finns dock kvar främst från förbränning av avfall som innehåller plast av fossilt ursprung. Om dessa utsläpp kan avskiljas och lagras (CCS) så kan utsläppen bli noll eller till och med negativa.



Figur: Klimatpåverkan och resursanvändning i samtliga scenarion

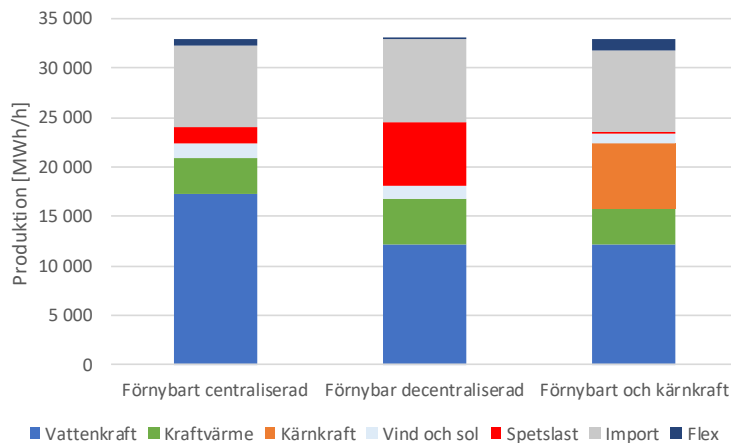
Effektfrågan och kraftsystemets robusthet

När man studerar effektbalansen under den mest ansträngda timmen en 20-årsvinter skiljer sig inte de olika scenarierna åt på nationell nivå, och nettoimporten är drygt 8 000 MWh/h i samtliga scenarion. Däremot utmärker sig "Förnybart centraliserad" med ett större effektöverskott i norr och en svagare balans i SE3 på grund av att effektutbyggnaden i vattenkraften främst sker i norra Sverige.



Figur: Kraftbalans per elområde (produktion-efterfrågan) under den mest ansträngda timmen en 20-årsvinter 2045

Som nämnts ovan så är importen i stort sett lika stor i samtliga scenarier under den mest ansträngda timmen. Däremot skiljer sig produktionen åt. I "Förnybart centraliserad" bidrar den utbyggda vattenkraften till att möta efterfrågan tillsammans med en ca 1 700 MW spetslast. I "Förnybart decentraliserad" krävs en att nästan 6 400 MW spetslast används. I denna siffra ingår även energilager. I "Förnybart och kärnkraft" utnyttjas endast ca 60 MW spetslast. I våra modeller representeras spetslast av gasturbiner och energilager (endast i "Förnybart och decentraliserad"), men skulle kunna utgöras av andra flexibla resurser, t.ex. efterfrågefleksibilitet.



Figur: Produktion och import under den mest ansträngda timmen en 20-årsvinter 2045

I och med att Sverige är sammankopplat med flera länder är väljer modellen att importera kraft istället för att aktivera spetslastproduktion nationellt. Detta förutsätter att det finns kapacitet i de omgivande länderna vid det tillfället. Inte i något av scenarierna belastas de tre snitten internt i Sverige för fullt under den mest ansträngda timmen. Däremot är det nästan full import från kontinenten och Norge samt en stor import från Finland i samtliga scenarier under den mest ansträngda timmen.

Inledning

Sommaren 2017 beslutade riksdagen om att införa ett klimatpolitiskt ramverk för Sverige med nya klimatmål till 2030, 2040 och 2045, en klimatlag och ett klimatpolitiskt råd. Det långsiktiga klimatmålet innebär att Sverige senast år 2045 inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären, för att därefter uppnå negativa utsläpp. Ambitionen är att Sverige ska bli världens första fossilfria välfärdsland.

Som ett led i arbetet med att uppnå målet om fossilfrihet lanserade regeringen 2016 initiativet Fossilfritt Sverige. Tretton branscher har hittills tagit fram färdplaner för fossilfri konkurrenskraft inom ramen för Fossilfritt Sverige. Flera av dessa branscher lyfter fram elektrifiering som en viktig del för att bli fossilfri. Det pågår dessutom en elektrifiering av fordonsflottan och etablering av nya elintensiva industrier och verksamheter, exempelvis datahallar. Detta, i kombination med en förutspådd befolkningstillväxt, tyder på att elanvändningen kommer att öka i framtiden trots kontinuerlig el-effektivisering.

En ökad elanvändning tillsammans med ökad andel väderberoende elproduktion och samtidig utfasning av de sista fossila bränslena ställer stora krav på elsystemet, inte minst avseende effektbalanseringen och kapaciteten i elnäten.

Den svenska elbranschen planerar därför att ta fram en ”färdplan el för fossilfri konkurrenskraft” och har tillfrågat forskningsprojektet NEPP (North European Energy Perspectives Project) om att bidra med faktaunderlag som ska ligga till grund för denna färdplan. De uppgifter som ingår i uppdraget framgår av faktarutan nedan.

I detta analysarbete har forskargruppen samverkat med en referensgrupp med deltagare från Energiföretagen Sveriges medlemsföretag. Referensgruppen har bidragit till och analyserat antaganden, resultat och scenarioupbyggnaden samt löpande givit vägledning för det fortsatta analysarbetet.

Kort beskrivning av Energiföretagen Sveriges uppdrag till NEPP

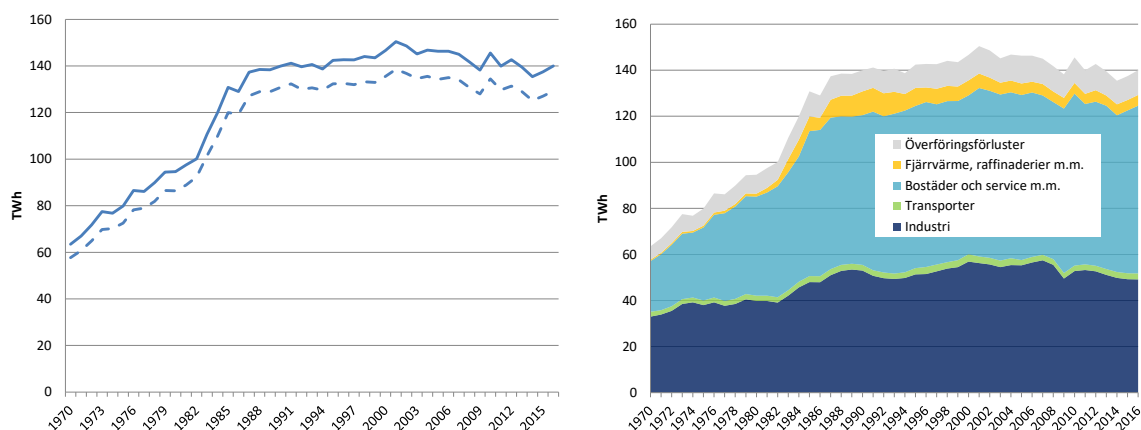
Verksamheten inom forskningsprojektet NEPP (North European Energy Perspectives Project) omfattar de allra flesta frågeställningar som Energiföretagen Sverige har efterfrågat för sin analys av hur vi bibehåller en säker elförsörjning, där dagens redan låga användning av fossila bränslen fasas ut helt och där elsektorn underlättar övriga sektorer fossilfrihetssträvanden genom elektrifiering. I samverkan med Energiföretagen Sverige har därför NEPP genomfört detta fördjupningsarbete. Följande uppgifter ingår i arbetet:

- Bedömning och kvantifiering av elanvändningen fram till 2045.
- Framtagande av tre scenarier för fossilfri elproduktion som svarar mot efterfrågan.
- Kvantifiering av behov och kostnader för ny och uppgraderad transmission och distribution, både inom landet och i utlandsförbindelser.
- Behov och kostnadsuppskattning av fysikaliska tjänster som krävs för att upprätthålla elsystemets funktion, import och export av el, olika typer av flexibilitet och effektreserv eller liknande.
- Analysen ska även svara på vad elsystemkostnaden blir för de tre elproduktionsscenarierna.

NEPP är ett multidisciplinärt och omfattande forskningsprogram om utvecklingen av elsystemen och elmarknaderna i Sverige, Norden och Europa i tidsperspektiven 2020, 2030 och 2050. NEPP leds av Energiforsk och finansieras av Energimyndigheten, energibranschen och Svenska Kraftnät samt flera industrier. Forskningen genomförs av välmeriterade forskare och analytiker under projektledning av Profu och Sweco.

Elanvändningens utveckling

Elanvändningen i Sverige har legat relativt konstant på 130-140 TWh/år i 25-30 år, se Figur 1. Dessförinnan ökade elanvändningen med i genomsnitt 4-5 % per år (dock med variationer från år till år). Två sektorer står för merparten (cirka 95%) av elanvändningen: industrin och bostäder/service.



Figur 1: Utvecklingen av elanvändningen i Sverige 1970-2016 (Källa: Energiläget 2018). Figuren till vänster anger elanvändningen inklusive distributionsförluster (heldragen linje) och exklusive distributionsförluster (streckad linje). Figuren till höger anger den sektorsvisa elanvändningens utveckling i Sverige under samma period.

Bedömning och kvantifiering av elanvändningen fram till 2045

Kvantifieringen av det framtida elbehovet i Sverige är beroende av många faktorer, som befolkningsutveckling, trenderna för hur man kommer bo, hur bostäderna kommer värmas upp i framtiden, elektrifiering av transportsektorn, industrins utveckling och elektrifiering, energieffektivisering m.m. Dessa påverkas bland annat av konjunkturen och politiska styrmedel. Utöver det kommer regionala förändringar spela roll: exempelvis trenderna att flytta in till städer, som i sin tur påverkas av samhällstrender, var lokalisering av ny elintensiv verksamhet kommer att ske utifrån incitament och flaskhalsar. Och minst lika viktigt: den sammanlagda energianvändningsprofilen kommer påverkas starkt av dessa förändringar. Det är med andra ord många parametrar som kan komma att ändra sig under de närmaste decennierna.

I NEPP pågår ett analysarbete om elanvändningens utveckling. Arbetet baseras på en uppdaterad analys av referensscenariot från den förra etappen av NEPP (se NEPP:s Temabok "Elanvändningen i Sverige", 2015) som – förutom att det legat till grund för NEPP:s scenarioanalyser – bland annat även användes som grund till analysen i IVA-projektet Vägval El. I det pågående forskningsarbetet i NEPP ingår, utöver en uppdatering för de traditionella sektorerna, bland annat även en genomgång av elektrifieringen av transportsektorn samt ökad elanvändning inom industrin, som processkiften och bränslebyten, och för datorhallar. Här är osäkerheterna om utvecklingen stor, och vi kommer därför analysera flera olika alternativ för denna "nya" elanvändning i NEPP.

Det innebär, för detta uppdrag om att ta fram ett analysunderlag för en färdplan för en fossilfri elsektor, att vi haft ett uppdaterat material att utgå ifrån genom NEPP:s arbeten. Därutöver finns ett underlag i de färdplaner som tagits fram av andra branscher inom ramen för regeringsinitiativet Fossilfritt Sverige och framförallt i den sammanställning som Sweco tagit fram utifrån dessa, på uppdrag av

Svenskt Näringsliv ("Klimatneutral konkurrenskraft, kvantifiering av åtgärder i klimatfärdplaner", januari 2019). Resultaten från den studien har också utnyttjats i analysen i detta uppdrag.

Ytterligare arbeten som vi kunnat utgå ifrån har varit relevanta myndighetsbedömningar, som Energimyndighetens långsiktsscenarioer ("Scenarier över Sveriges energisystem 2018", ER2019:07) och Svenska kraftnäts scenarioarbeten ("Långsiktig marknadsanalys 2018, Långsiktsscenarioer för elsystemets utveckling fram till år 2040", Ärenden: SVK 2018/2260, januari 2019). För Energimyndighetens långsiktsscenarioarbete har Profu nyligen genomfört energimodellberäkningar med olika efterfrågescenarier; ett arbete som också har varit värdefullt för detta uppdrag.

Såväl NEPP:s uppdaterade användarscenario som de externa arbeten som nämns ovan, ger ett omfattande och bra underlag till att kunna forma ett lämpligt elanvändningsscenario för detta uppdrag. I den fortsatta redovisningen benämner vi detta "Färdplansscenariot". Nedan beskrivs detta scenario som har lagts fast i nära samverkan med den referensgrupp som följt uppdraget.

Färdplansscenariot är alltså ett scenario som redovisar en utveckling där elsystemet kraftfullt bidrar till det svenska samhällets strävan att nå fossilfrihet. En del i detta är att möjliggöra andra sektors utfasning av fossila bränslen genom elektrifiering.

Färdplansscenariot

Vårt färdplansscenario visar på en kraftigt ökad elanvändning. Detta sammanhänger med det övriga samhällets fossilfrihetsansträngningar vilket är i linje med det långsiktiga klimatmålet att Sverige senast år 2045 inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären. Anledningen till den ökade elanvändningen är att flera sektorer byter ut sina fossila bränslen mot el.

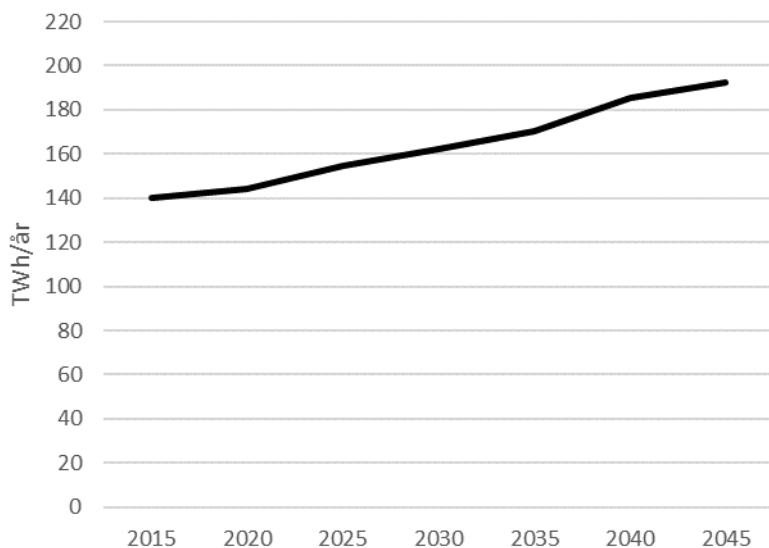
Vårt färdplansscenario baseras på officiella referensprognoser och grundantaganden för utvecklingen av ett tiotal faktorer som har påverkan på elanvändningens utveckling; faktorer som bidrar till såväl minskande som ökande elanvändning. Scenariot är alltså *inte* format utifrån enkla trendframskrivningar av den historiska elanvändningen.

Inom NEPP har vi utvecklat en metodansats för framtagning av scenarier för den framtida utvecklingen av elanvändningen, där varje användarsektor har hanterats separat. Denna metodansats har utnyttjats för framtagandet av detta elanvändningsscenario. Metodansatsen beskrivs i avsnittet *Metodbeskrivning för framtagning av elanvändningsscenarierna* nedan.

Färdplansscenariot uppvisar en ökad elektrifiering inom framförallt tre sektorer:

- Transportsektorn, där den övervägande delen av trafikarbetet antas vara elbaserat till 2045.
- Service- och företagssektorn, där bland annat utbyggnaden av datahallar antas bli stor i Sverige.
- Processindustrin, där flera branschens processer ställs om till elbaserade lösningar om något eller några decennier.

Som Figur 2 visar hamnar elanvändningen, inklusive förluster i elöverföringen, i färdplansscenariot på ca 190 TWh år 2045, det vill säga ca 50 TWh över dagens nivå.



Figur 2: Elanvändningen i Sverige, inkl. uppskattade förluster, i färdplansscenariot för perioden fram till 2045

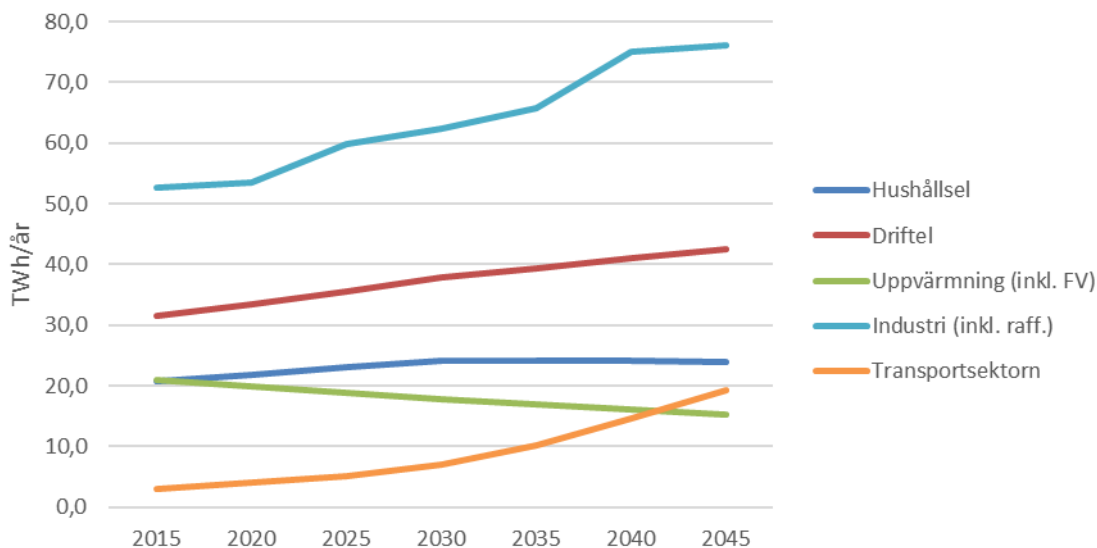
I Tabell 1 och Figur 3 redovisas färdplansscenariots elanvändning sektor för sektor.

Tabell 1: Elanvändningen, exkl. förluster, i olika sektorer i färdplansscenariot för perioden fram till 2045 (TWh)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Hushållsel	21,9	23,0	24,1	24,1	24,1	24,0
Driftel	33,5	35,6	37,9	39,3	41,1	42,5
Uppvärmning (inkl. FV)	19,9	18,8	17,7	16,9	16,1	15,2
Industri (inkl. raff.)	53,6	59,9	62,5	65,9	75,0	76,0
Transportsektorn	4,0	5,2	7,0	10,2	14,7	19,3
Summa	132,8	142,4	149,2	156,4	170,9	177,1

(Hushållsel = bostadssektorns elanvändning exkl. uppvärmning, driftel = fastighetsel i bostads- och servicesektorn och verksamhetsel i servicesektorn, samt FV = fjärrvärmeproduktion)

I Tabell 1 och Figur 3 redovisar vi inte överföringsförlusterna i elnäten eftersom dessa skiljer sig åt i de olika elproduktionsscenarierna, beroende på produktionssystemets uppbyggnad och produktionens lokalisering.



Figur 3: Elanvändningen, exkl. förluster, i olika sektorer i färdplansscenariot för perioden fram till 2045

Utvecklingen inom de sektorer där elanvändningen ökar markant som en följd av elektrifiering förklaras kortfattat i text nedan. Här är det viktigt att inse att det är mycket svårt att med någon säkerhet uttala sig om elanvändningsökningen sektor för sektor så långt som drygt 25 år in i framtiden. Särskilt svårt är det att bedöma genomslag av tekniskiften. Färdplansscenariot visar på en utveckling där elektrifiering är en av metoderna för omställning av det svenska samhället i riktning mot fossilfrihet och klimatneutralitet. Den tillkommande elanvändning som vi skisserat inom olika sektorer kan dock både innehålla överskattningar och underskattningar. Det kan också vara så att elanvändningen ökar såsom vi anger, men av andra orsaker än de som vi här räknar upp. Även om vi anser att de bedömningar vi gjort är rimliga och att de vilar på underlag från trovärdiga källor så vill vi alltså peka på de stora osäkerheter som finns.

Transporter

I färdplansscenariot sker en snabb och genomgripande elektrifiering av transportsektorn. I detta scenario står eldrift för ca 20 procent av personbilars och lätta lastbilars trafikarbete år 2030 och detta ökar till drygt 70 procent till år 2045. (20 % av personbilarna motsvarar ca 1 miljon bilar.) Det sker tydlig elektrifiering även för tunga transporter, särskilt för stadsbussar och distributionslastbilar där eldriften år 2030 uppgår till 80 % och nästan 100 % år 2045. Dessutom förutsätts ökad elektrifiering av arbetsmaskiner och ökat transportbehov på elektrifierad järnväg. År 2030 ger detta totalt en elanvändning på 7 TWh. Till år 2045 har elanvändningen ökat till drygt 19 TWh. Elbilsladdningen förutses till stor del ske på ett "smart sätt".

Den elektrifiering av transporter som vi utgår från ligger i linje med de "högel-scenarier" som ovan nämnda referenser innehåller. De stämmer också väl med de potentialer som lyfts fram i ÅFs rapport "Översyn av Trafikverkets klimatscenarier", mars 2018. Den antagna elektrifieringen bidrar också till att uppfylla det nationella mål om att minska utsläppen från inrikes transporter med minst 70 procent till år 2030, jämfört med 2010. För att det ska nås förutsätts också andra effektiviseringsåtgärder och ökat utnyttjande av biodrivmedel. Det analyseras inte här.

Det finns samtidigt källor som pekar på klart större elektrifiering på halvlång sikt. Ett exempel är Power Circles "Elbilsläget 2018" som i sitt scenario år 2030 når upp till drygt 2,5 miljoner laddbara

elbilar (varav drygt 1,5 miljoner rena elbilar). Det motsvarar ungefär hälften av det totala antalet bilar. Om elektrifieringen blir så stor skulle transportsektorns elanvändning 2030 bli några TWh högre.

Servicesektorn – data-/serverhallar

Inom servicesektorn ("Driftel" i tabellen och figuren ovan) förutses ökad elanvändning i data-/serverhallar. I färdplansscenariot antas elanvändningen i serverhallar öka med drygt 3 TWh fram till år 2030 och ytterligare 4 TWh fram till år 2045. Osäkerheten är dock stor och utvecklingen kan bli mindre men också betydligt större. En viktig faktor som påverkar är villkoren för etableringarna i Sverige, jämfört med näraliggande länder.

Industri

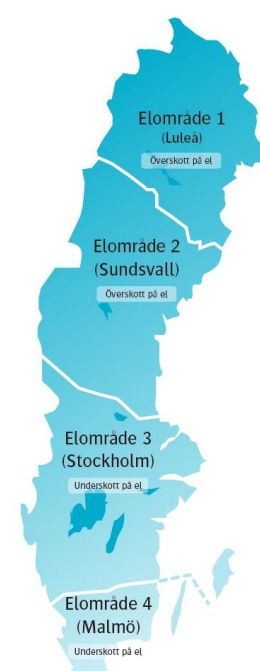
Elektrifiering i större skala förutses inom flera industrisektorer, i vissa fall i samband med ett förväntat genombrott för ny teknik. Den ökade efterfrågan på el inom industrin beskrivs i industrins färdplaner för fossilfrihet. Den största ökningen återfinns inom stålindustrin där vätgasbaserad reduktion av malm förutsätts genom den så kallade HYBRIT-tekniken. HYBRIT antas på lång sikt leda till en ökad elanvändning på 15 TWh/år till vätgasproduktion. En tredjedel av ökningen antas ske mellan 2030 och 2035, medan övriga två tredjedelar tillkommer omkring år 2040. I takt med detta ersätts kol, koks och koksugns- och masugnsgaser som används i masugnsprocessen och senare processteg. Dessutom tillkommer ett par TWh el för elektrifiering av värmnings- och värmebehandlingsugnar.

Även i andra industrisektorer tillkommer elanvändning. Det gäller exempelvis gruvor, cement och kemi. Den tillkommande elanvändningen avser bland annat ytterligare generell elektrifiering av processer och vätgas producerad med el som ersätter naturgas i raffinaderiprocesser för biodrivmedelsproduktion.

Den totala elanvändningsökningen inom industrin, jämfört med 2015 års användning, uppgår till år 2030 till 9 TWh och år 2045 uppgår skillnaden till 22 TWh.

För att ge underlag för analys av nät och eventuella flaskhalsar finns också ett behov av att ge en uppfattning om var elanvändningen är lokaliserad. Med utgångspunkt från underlag från Svenska kraftnät ("Långsiktig marknadsanalys 2018, Långsiktsscenarier för elsystemets utveckling fram till år 2040", med tillhörande indataredovisning) har vi gjort en uppskattning av den ovan redovisade tillkommande elanvändningens fördelning på de fyra elområdena (se illustration från Ei till höger).

- Vi har utgått från att den så kallade HYBRIT-tekniken införts i Luleå, elområde SE1.
- Ingen av den tillkommande specificerade elanvändningen för datahallar och industri antas bli lokaliserad i elområde SE4. Nuvarande industri och annan elanvändning består och utvecklas dock naturligtvis även där.
- Tillkommande elanvändning för transportsektorn uppstår främst i elområde SE3 och SE4.



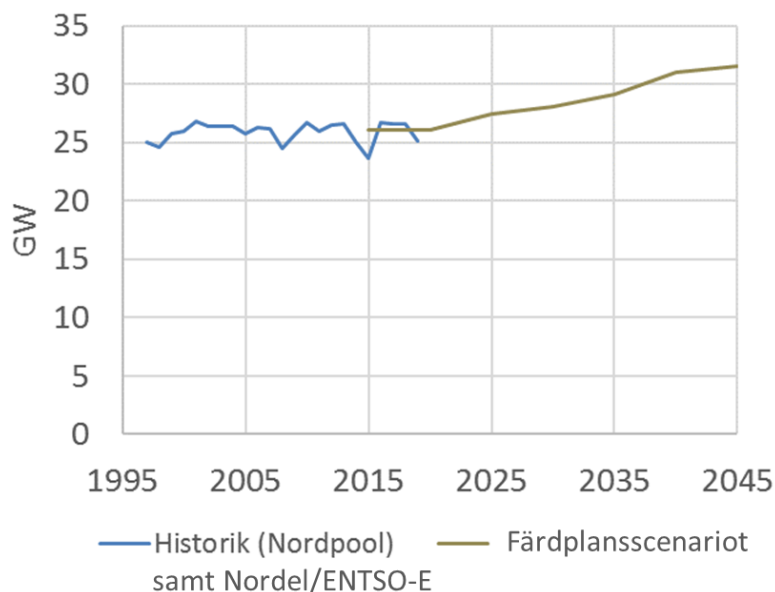
Effektprofil

Redovisningen ovan fokuserar på energifterfrågan. Det räcker dock inte att endast ha en bild av energianvändningens utveckling. För de olika användarsektorerna och användningsområdena behöver man också ha en uppfattning om hur elbehovet varierar i olika tidsperspektiv. Det behövs med andra ord en effektprofil för det aktuella elbehovet. El till uppvärmning har exempelvis en nära koppling till utomhustemperatur och har därmed störst effektbehov vintertid. El till energiintensiv processindustri har istället en mycket jämn förbrukningsprofil, både över året och över dygnet. Effektprofilen för elbilsladdning varierar mycket beroende på hur bilarna förutsätts bli laddade. Om alla bilar laddar samtidigt, t.ex. när bilarna parkeras på kvällen, blir effektbehovet stort. Om det dessutom sker med snabbbladdning så blir det samlade effektuttaget ännu större. I detta projekt utgår vi dock från att elbilsladdningen sker på ett "smart sätt", det vill säga på ett sätt som ger så liten påverkan på effektbalansen som möjligt.

I analyserna i detta projekt har vi tillämpat typiska effektprofiler för de olika elanvändningsområdena. I tabellen nedan redovisas det resulterande toppeffektbehovet för färdplansscenariot under ett normalår.

Tabell 2: Elanvändningens topp effekt, inkl. förluster, i färdplansscenariot (GW)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Elanvändning topp effekt	26,1	27,4	28,1	29,1	31,0	31,6



Figur 4: Elanvändningens topp effekt, inkl. uppskattade förluster, i färdplansscenariot tillsammans med historisk utveckling (GW)

Delar av de effekttoppar som färdplansscenariots elanvändning innehåller kan hanteras med efterfrågeanpassning, det vill säga att lasten förflyttas i tid eller att elanvändningen är så dyr så att förbrukningen dras ner. Detta ingår inte i elanvändningsscenarioet utan tas istället upp i samband med produktionssceniernas effektbalansöversväganden.

Som Figur 4 visar innebär färdplansscenariots elanvändningsutveckling en markant ökning av toppeffektbehovet. Detta medför utmaningar för elsystemet, olika stora och av olika karaktär beroende på hur elproduktionssystemet utvecklas.

Osäkerheter i bedömningen av framtida elanvändning

Som vi redan nämnt är det förknippat med stora osäkerheter att försöka förutse elanvändningens utveckling på lång sikt. Detta bekräftas bland annat av NEPP-rapporten "20 resultat och slutsatser om elanvändningen i Sverige" från 2015 där det bland annat konstateras att tidigare elanvändningsprognoser har haft god träffsäkerhet på 10-15 års sikt, men betydligt sämre på längre sikt. Särskilt svårt är att förutsäga konsekvenser av strukturförändringar och teknikutveckling. Färdplansscenariot bygger på att elektrifieringssträvandena verkligen omsätts i efterfrågan. Vissa av de redovisade tillkommande elbehoven skulle kunna utebli eller få klart mindre omfattning än dem vi förutsätter, vilket skulle leda till en lägre efterfrågan.

Samtidigt vill vi peka på att det finns andra potentiella efterfrågeområden som i färdplansscenariot bedömts få relativt måttligt genomslag. Där skulle elanvändningen kunna bli klart större. Det skulle exempelvis kunna handla om kraftigt ökad elanvändning för komfortkyla, batterifabriker, kraftigt ökad produktion i någon elintensiv industribransch eller elflyg. Ytterligare ett exempel är att man inom kemiindustrin har gjort uppskattningar som antyder ett eventuellt tillkommande elbehov på 4-22 TWh utöver det som vi utgår från i färdplansscenariot. När man betraktar så långa tidsperioder, ända till år 2045, är det också viktigt att inse att det kan tillkomma elanvändningsområden som vi idag inte alls kan förutse. Detta skulle kunna innebära en större elanvändning än den som färdplansscenariot bygger på.

Ett annat exempel på osäkerheterna i bedömningen av den framtida elanvändningen är befolkningsutvecklingen i Sverige. Tidigare analyser har identifierat att skillnaden mellan SCBs lägsta och högsta befolkningsprognos år 2050 motsvarar en elanvändningsskillnad på 30-40 TWh. Vårt scenario bygger på en befolkningsutveckling i mitten av det intervallet, vilket medför att färdplansscenariots elanvändning år 2045 skulle kunna bli 15 TWh lägre eller 15 TWh högre, bara med hänsyn till befolkningsutvecklingen. Detta diskuteras vidare i metodkapitlet nedan.

Metodbeskrivning för framtagning av elanvändningsscenarierna

Under den första etappen av NEPP (2012-2016) utvecklades en metodansats för framtagning av scenarier för den framtida utvecklingen av elanvändningen (se bl.a. NEPP:s Temabok "Elanvändningen i Sverige", december 2015). Vi har utnyttjat samma metodansats i detta arbete.

Vår metod utgår ifrån en uppdelning av elanvändningen i följande sektorer:

- Hushållsel (Bostadssektorns elanvändning exkl. uppvärmning)
- Driftel (Fastighetsel (i bostads- och servicesektorn) och verksamhetsel i servicesektorn)
- Uppvärmning och tappvarmvatten
- Fjärrvärme
- Industri (där några sektorer även hanteras separat)
- Transporter

Metoden tar sin utgångspunkt i de faktorer som påverkar elanvändningens utveckling. De scenarier som tas fram med metoden är alltså inte formade utifrån enkla trendframskrivningar av den historiska elanvändningen (även om viktiga lärdomar hämtas från historien, men då om de olika påverkansfaktorernas utveckling fram tills idag).

Vi har identifierat ett tiotal faktorer och omvärldsp parametrar som påverkar elanvändningens utveckling i de ovan angivna sektorerna. Tabell 3 ger en sammanställning av de viktigaste påverkansfaktorerna för respektive sektor, och anger på ett förenklat och kvalitativt sätt hur stor påverkan från respektive faktor är.

Tabell 3: En sammanställning av de viktigaste faktorerna och omvärldsp parametrarna som påverkar elanvändningens utveckling idag eller kan påverka den på sikt. Ett stort ”kryss” anger en relativt stor påverkan, ett litet ”kryss” anger en mer måttlig påverkan och saknas ”kryss” är påverkan från den påverkansfaktorn ringa

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

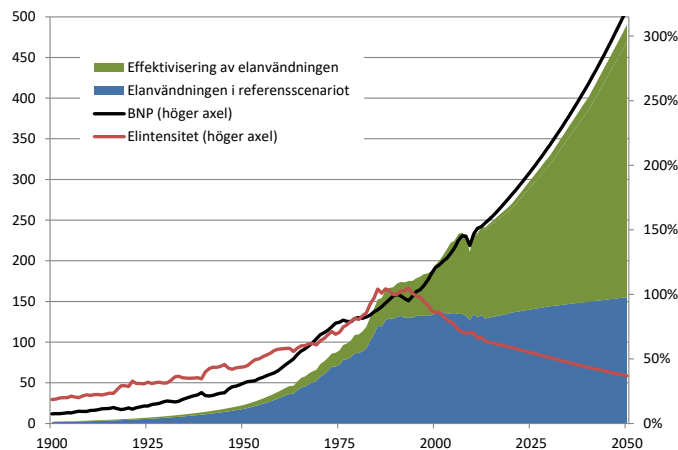
De påverkansfaktorer som har störst generell påverkan på utvecklingen av elanvändningen är energieffektiviseringen, befolkningsökningen, den ekonomiska utvecklingen (BNP), strukturförändringar och teknikgenombrott (t.ex. elfordon och industriprocesskiften). I allmänhet påverkar energieffektivisering elanvändningen nedåt och de övriga fyra av dessa fem faktorer påverkar den uppåt.

För de två första av dessa påverkansfaktorer lyfter vi här fram fördjupningar hämtade från NEPP:s Temabok ”Elanvändningen i Sverige”, december 2015.

Energieffektiviseringen är den enskilt viktigaste påverkansfaktorn på elanvändningen

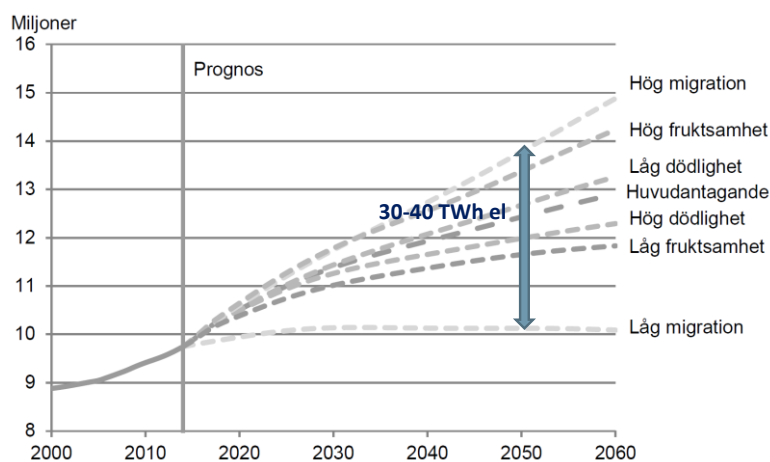
Energieffektiviseringen antas bli i storleksordningen 3-4%/år under hela perioden från idag till 2050. Det är högre än vad den varit under de senaste decennierna, då den i genomsnitt legat på 2-3%/år. Figur 5 illustrerar hur summan av elanvändning och effektivisering korrelerar väl med BNP-utvecklingen. Elintensiteten visar på en fortsatt "decoupling", dvs. en frikoppling mellan BNP och elanvändning, som en följd av den ökande effektiviseringen. Det går alltså åt allt mindre el för varje BNP-krona.

Figur 5: Den historiska och framtida (enligt referensscenariot från NEPP 2015) elanvändningen och effektiviseringen (båda angivna i TWh – vänster axel), samt nivåerna på BNP och elintensitet (dvs. elanvändning per BNP-enhet) angivna relativt 1970 års nivåer (höger axel – 100% år 1970). Källa: NEPP:s Temabok "Elanvändningen i Sverige", december 2015



Stor spridning i prognoser för befolkningsutveckling

SCB anger i 2015 års huvudprognos en befolkning i Sverige på 11,4 miljoner invånare år 2030 och 12,4 miljoner år 2050, jämfört med dagens befolkning på cirka 10 miljoner. Figur 6 visar alla SCB:s prognosalternativ, där det högsta visar på nästa 14 miljoner år 2050. Ser vi till befolkningsutvecklingens betydelse för elanvändningens ökning jämfört med idag, svarar den för 10-15 TWh till 2030 och 20-25 TWh till 2050 (i SCB:s huvudalternativ och även vårt referensscenario). Jämför vi sedan SCB:s högsta och lägsta alternativ, är skillnaden i elanvändning mellan dem hela 30-40 TWh för år 2050¹.



Figur 6: SCB:s befolkningsprognoser (från 2015) för utvecklingen till 2060, angivna för ett "huvudscenario" (huvudantaganden) och för sex alternativa scenarier/antaganden. Skillnaden i elanvändning mellan högsta och lägsta alternativet är hela 30-40 TWh för år 2050. Källa: NEPP:s Temabok "Elanvändning i Sverige", december 2015

Prognoser och scenarier för den ekonomiska utvecklingen i Sverige och internationellt finns tillgängliga från en lång rad officiella organ, på såväl global, europeisk och svensk nivå. Som ett genomsnitt under perioden 2016-2050 hamnar vi på drygt 2%/år för BNP-utvecklingen i Sverige i vårt färdplansscenario.

¹ Förutom den direkta påverkan på elanvändningen av "antalet invånare i Sverige", har vi här också inkluderat den påverkan invånarantalet har på "antalet hushåll" och "lokalyta i servicesektorn". Invånarantalets påverkan på elanvändningen för uppvärmning, inom industrin och i transportsektorn har bedömts vara relativt måttlig.

Nedan görs en genomgång av vår metodansats, sektor för sektor, samt de påverkansfaktorer som utnyttjats för vår kvantifiering av den framtida utvecklingen i respektive sektor.

Hushållsel

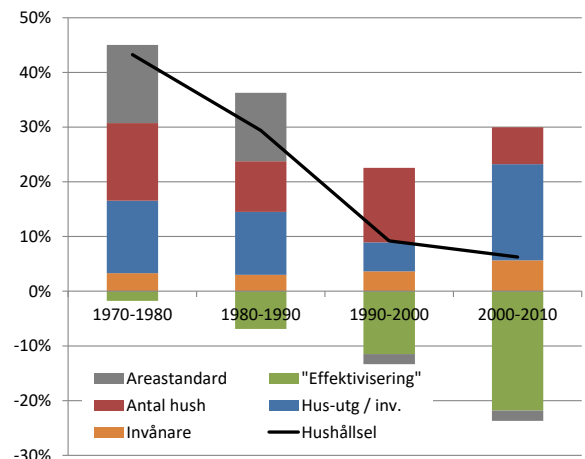
Hushållselens utveckling drivs av en rad påverkansfaktorer, men primärt av utvecklingen av hushållens disponibla inkomster, antal hushåll, areastandarden, befolkningsförändringarna, nybyggnationen samt energieffektiviseringarna. Nya apparater tenderar att bli mer eleffektiva vilket samtidigt kan motverkas av inkomsteffekten, det vill säga en ökad inkomst tenderar att skapa större behov exempelvis genom att man väljer att löpa flera apparater till hemmet. Sedan 1970 har hushållselen mer än fördubblats. Ökningstakten var i genomsnitt 3 %/år under perioden 1970-1995, för att sedan mattas av och har legat på i genomsnitt 1 %/år mellan 1995 och 2016. Under de senaste åren, efter 2008, har ökningen dock varit cirka 2 %/år.

Utvecklingen av hushållselen påverkas alltså av en rad faktorer och/eller omvärldsp parametrar, där (minst) en handfull har betydande påverkan på utvecklingen. I en historisk analys har vi särskilt studerat inverkan av dessa fem faktorer:

- Antalet hushåll
- Areastandard
- Hushållens ekonomi (eg. hushållens utgifter per capita)
- Befolkningsutvecklingen (antalet invånare)
- Energieffektiviseringen

Av Figur 7 kan konstateras att dessa faktorer haft olika stor betydelse under de fyra studerade årtiondena.

Figur 7: Identifiering och kvantifiering av de faktorer som påverkat utvecklingen av hushållselen historiskt, från 1970-2010. (Enhet på y-axeln: "Procent per 10 år")



Våra scenarier för den framtida utvecklingen baseras på antaganden om hur dessa påverkansfaktorer utvecklas under perioden till 2030 och 2045.

Driftel

Driftelanvändningen utgörs av fastighetsel (i bostads- och servicesektorn) och verksamhetsel i servicesektorn. Driftelen påverkas främst av den ekonomiska utvecklingen (BNP) vilket i sin tur kan antas öka behovet av lokalytor samt att antalet apparater m.m. ökar. Driftelanvändningen har ökat över tid då tjänstenäringarna har växt i betydelse. I vårt referensscenario förväntas den ekonomiska utvecklingen vara relativt god i Sverige fram till 2050 och därmed fortsatt driva på driftelanvändningen.

Sedan 1970 har driftelen mer än fördubblats. Ökningstakten var i genomsnitt 4-5 %/år under perioden 1970-1995, för att sedan mattas av och låg på i genomsnitt 2 %/år från 1995 fram till finansskrisen (2008). Under de senaste åren har vi dock haft en minskning av driftelanvändningen.

Utvecklingen av driftelen beror alltså på ett antal faktorer och/eller omvärldsp parametrar. I vår metod inkluderar vi inverkan av dessa fem av faktorer:

- Lokalyta
- Areastandard
- Sveriges ekonomi (BNP/capita)
- Befolkningsutvecklingen (antalet invånare)
- Energieffektiviseringen

Liksom för hushållsel har vi gjort en noggrann analys av hur dessa faktorer påverkat utvecklingen av driftelanvändningen från 1970 till idag. Våra scenarier för den framtida utvecklingen baseras sedan på antaganden om hur dessa påverkansfaktorer utvecklas under perioden till 2030 och 2045.

Nya data-/serverhallar: I färdplansscenariot gör vi ett antagande om att datahallsetableringen är framgångsrik i Sverige. Tillskottet av elanvändning för detta ändamål redovisas i avsnittet om färdplansscenariot ovan. År 2045 uppgår elanvändningsökningen i datahallar till 7 TWh.

Uppvärmning och tappvarmvatten

Byggnadssektorns energianvändning för uppvärmning domineras av fjärrvärme, värmepumpar, elvärme samt biobränslen. Skatter och styrmedel har en stor betydelse för valet av uppvärmningsform liksom den relativa investeringskostnaden för ett nytt uppvärmningssystem. Även teknikutvecklingen har en stor betydelse för valet av uppvärmningssystem och därmed energibärare. Vidare har energi-effektiviserande åtgärder en återhållande effekt på värmebehovet. Energianvändningen för uppvärmning påverkas även av rådande byggregler, husägarnas generella preferenser för olika uppvärmningsslag, storleken på nybyggnation samt befolkningsutvecklingen.

I det pågående projektet Värmemarknad Sverige, har den svenska värmemarknadens framtida utveckling analyserats i fyra olika scenarier:

- Långsam utveckling ("det mesta fortsätter som hittills")
- Energisnålare hus ("karaktäriseras av kraftigt minskat uppvärmningsbehov")
- Mer individuellt ("betonar en förskjutning mot mer individuella och småskaliga lösningar")
- Kombinerade lösningar ("ökad samverkan producent/kund och mellan olika infrastrukturer")

Där tar man hänsyn till de påverkansfaktorer som nämns ovan. Hänsyn tas också till den minskning av uppvärmningsbehovet som förväntas till följd av varmare klimat orsakat av förstärkt växthuseffekt samt något ökat uppvärmningsbehov orsakat av effektivisering av hushållsel som leder till mindre spillvärme.

Scenarierna ger uttryck för olika möjliga utvecklingsvägar. För att göra resultaten tydliga har utvecklingsriktningarna renodlats. Inget av scenarierna skall betraktas som det mest sannolika scenariot. Istället spänner de fyra scenarierna upp ett möjligt "utfallsrum". Inom detta återfinns sannolikt den verkliga utvecklingen.

Analysen visar att levererad/köpt energi skiljer sig åt ordentligt mellan scenarierna. Gemensamt är dock att mängden levererad energi för uppvärmning av bebyggelsen minskar i samtliga scenarier till följd av ökad verkningsgrad i energiomvandlingen, i kombination med minskad eller oförändrad efterfrågan på uppvärmningsenergi. Den ökade verkningsgraden märks framför allt i värmepumpar där tydliga förbättringar av värmefaktorn förutsätts. Ännu större påverkan på den totala verkningsgraden har konverteringarna från elvärme (och oljevärme) till värmepump.

När det gäller *elanvändning för byggnadsuppvärmning och tappvarmvattenberedning* så minskar den i samtliga fyra scenarier. År 2030 pekar scenarierna på en minskning från dagens (år 2016) cirka 22 TWh ner till en elanvändning på 14-20 TWh, medan elanvändningen år 2045/2050 sannolikt hamnar ännu lägre, 10-15 TWh.

Våra scenarier för den framtida utvecklingen av elanvändningen för uppvärmning baseras på utvecklingen i ovanstående fyra scenarier, och för vårt färdplansscenario har vi antagit en utveckling ungefär mitt i de intervaller för 2030 och 2045/2050 som angivits ovan.

Elanvändning inom fjärrvärmeproduktionen

För tjugo år sedan användes cirka 4 TWh/år el i den svenska fjärrvärmeproduktionen, förutom hjälpelelen i fjärrvärmeproduktionen och distributionen. Sedan dess har dock användningen minskat. Orsaken till den minskade elanvändningen i Sverige är att stora mängder ny fjärrvärmeproduktion av baslastkaraktär introducerats, vilket fått till följd att driften av elpannor i fjärrvärmeproduktionen nästan upphört helt och att värmepumpar (i fjärrvärmeproduktionen) också fått kraftigt minskade drifttider. Beskattningen av el är också en förklaringsfaktor. Idag (2016) används bara knappt 2 TWh el i fjärrvärmeproduktionen.

Vårt antagande är att elanvändningen för fjärrvärmeproduktion fortsätter minska långsamt. Skälet till minskningen är främst fortsatt introduktion av billig baslastproduktion i form av energiåtervinning från avfall och restvärme från industri och verksamheter. Det medför att fjärrvärmeproduktionen sommartid typiskt har mycket låga rörliga kostnader varför el, även vid nollpriser, har svårt att konkurrera eftersom elskatten ändå utgör en kostnad. I framtiden kan det vara samhällsekonomiskt fördelaktigt att under "elöverskottstider" (elpriser nära noll) avstå från att ta ut elskatt på fjärrvärmeproduktion baserad på el. Därmed skulle elen få en användning om alternativet är att exempelvis vindkraft annars skulle behöva regleras ned.

Industrin

Sverige är en liten och öppen ekonomi med många exportinriktade företag. Industrisektorn i Sverige utgör en relativt stor andel av den totala ekonomin när man jämför med länder med liknande ekonomisk levnadsstandard. De senaste åren har dock industrins andel av det totala förädlingsvärdet minskat. I detta sammanhang har det diskuterats huruvida det sker en avindustrialisering och att detta kan påverka den framtida elanvändningen inom sektorn.

Sett till hur olika industribranschers andelar av industrins totala förädlingsvärde och elanvändning har utvecklats sedan 1990 har dock inga drastiska förändringar skett. Det kan dock sägas att andelen förädlingsvärde från massa- och pappersindustrin har minskat vilket kan härledas till den strukturomvandlingen som branschen har genomgått de senaste åren. Vidare har verkstadsindustrins andel av industrins förädlingsvärde ökat.

Utvecklingen av industrins elanvändning beror alltså på ett antal faktorer och/eller omvärldsfaktorer:

- energieffektiviseringar, som sker kontinuerligt, konkurrerar dock också med andra investeringar som exempelvis kapacitetsökningar och produktutveckling etc.
- efterfrågan på de produkter som tillverkas
- förändringar av relativpriser mellan energibärare inklusive skatter

- på längre sikt, teknisk förändring

I de elintensiva branscherna finns typiskt sett även en relativt stark korrelation mellan produktionsutvecklingen och elanvändningen. För den övriga industrin är dock detta samband väsentligt svagare.

Vårt scenario för den framtida utvecklingen baseras sedan på antaganden om hur dessa påverkansfaktorer utvecklas under perioden till 2030 och 2045.

Vår metodansats bygger på att vi, tillsammans med branscheexperter/företrädare har gått igenom de faktorer som påverkar elanvändningen inom respektive bransch, och identifierar ett utfallsrum för den framtida elanvändningen inom var och en av industribranscherna. Utifrån detta utfallsrum, samt utvecklingen av de viktigaste påverkansfaktorerna, formas sedan scenariot.

Framtida strukturskiften och teknikutveckling i elintensiv industri: Utöver den utveckling av elanvändning som förutsätts mer generellt så tillkommer i färdplansscenariot ytterligare elanvändning för specifika tillkommande användningsområden. Tillskottet av elanvändning för detta ändamål redovisas i avsnittet om färdplansscenariot tidigare. Den största enskilda elanvändningsökningen kan hänföras till vätgasbaserad ståltillverkning där ytterligare 15 TWh el efterfrågas år 2045. År 2045 uppgår i färdplansscenariot den samlade elanvändningsökningen inom industrin till drygt 22 TWh, jämfört med 2015 års nivå.

Transporter

Transportsystemets utveckling, och även elanvändningens utveckling inom sektorn, påverkas av utvecklingen inom främst fyra områden: 1) transportbehov 2) överflyttning mellan trafikslagen, 3) energieffektivisering och 4) förändrade marknadsandelar mellan de olika drivmedlen. Effektivisering och drivmedelsbyten är de områden som, i olika utredningar, antas påverka utvecklingen mest, men även en minskning av transportbehoven påverkar. Elen kan användas både till (miljontals) personbilar och till (ett stort antal) tunga fordon, främst distributionslastbilar och stadsbussar.

De påverkansfaktorer som har stor (störst) betydelse för utvecklingen inom transportsektorn är

- de politiska målen inom EU och nationellt, samt politiska beslut, normer och andra styrmedel (vi identifierar upp till 50 olika styrmedel som påverkar sektorns utveckling)
- preferenserna hos dem som köper fordonen och transporttjänsterna
- teknikutveckling och effektivisering

Vårt scenario för den framtida utvecklingen baseras på antaganden om hur dessa fyra områden samt tre påverkansfaktorer utvecklas under perioden till 2030 och 2045.

Ytterligare elektrifiering av transporter, främst inom vägtransporter: Utöver den utveckling av elanvändningen som förutsätts mer generellt tillkommer i färdplansscenariot ytterligare elanvändning inom transportsektorn. Tillskottet av elanvändning för detta ändamål redovisas i avsnittet om färdplansscenariot ovan. Det är främst inom vägtransporterna som den ökade elektrifieringen förutsätts ske. I färdplansscenariot ökar elanvändningen för personbilar och lätta lastbilar till 20 procent år 2030 och drygt 70 procent år 2045. År 2045 uppgår elanvändningsökningen inom transportsektorn i färdplansscenariot till drygt 16 TWh, jämfört med 2015 års nivå.

Elproduktionens utveckling

Framtagande av produktionsscenarioer

I uppdraget har vi, med hjälp av energimodellerna Times och Apollo, tagit fram tre scenarier för fossilfri elproduktion som svarar mot användarscenariot (enligt ovan) och de önskemål som Energiföretagen angett, bl.a. livstidsförlängning av kärnkraft, ökad övrig produktion samt 100% förnybart efter 2040. Utvecklingen redovisas i femårsintervall.

Scenarierna svarar mot bibehållen eller förbättrad konkurrenskraft och leveranssäkerhet. Hänsyn tas till relevant systemgräns inklusive import och export, och de angivna energimodellerna kan hantera flera olika systemgränser.

Produktionsscenarierna har i inledningen av uppdraget bestämts i samverkan med referensgruppen. Under projektets gång har referensgruppen gett synpunkter på hur konkurrenskraft och leveranssäkerhet kan definieras samt på en rimlig avgränsning avseende analys av bakomliggande faktorer till import och export, med mera.

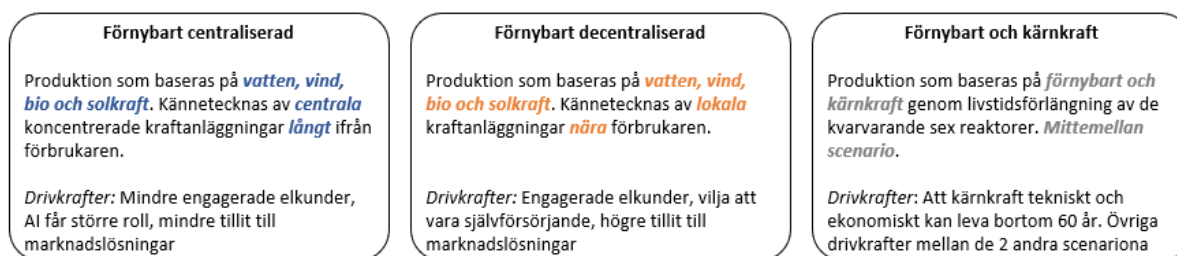
Timesmodellen är en investeringsmodell som beräknar den mest kostnadseffektiva utvecklingen av el- och energisystemen i Sverige, Norden och Nordeuropa till 2050, givet alla de alternativ som står till buds. Apollomodellen är en deterministisk modell, dvs att alla förutsättningar är kända, som i den mån den är kompatibel med Times kan hämta input därifrån och sedan ge output i form av installerad effekt samt timvis elproduktion per geografiskt område.

Tre elproduktionsscenarioer

De tre scenarier för fossilfri elproduktion som svarar mot den ökade elanvändningen till 2045 i färdplansscenariot är:

1. Förnybart centraliserad: 100% fossilfri och förnybar elproduktion, företrädesvis central produktion
2. Förnybart decentraliserad: 100% fossilfri och förnybar elproduktion, större andel decentral produktion
3. Förnybart och kärnkraft: 100% fossilfri elproduktion med både förnybart och kärnkraft

Alla tre scenarierna svarar mot bibehållen eller förbättrad konkurrenskraft och leveranssäkerhet. Fokus ligger på det svenska energisystemet men i alla dessa scenarier hanteras även utvecklingen i Norden och övriga Nordeuropa. Produktionsscenarierna dimensioneras så att effektbalansen kan hanteras nationellt och det ska vara nettoexport av el i samtliga scenarier ett normalår. Scenarierna är framtagna ur ett produktionsperspektiv se Figur 8. Då scenarierna är skapade utifrån produktionsmix snarare än drivkrafter ska de drivkrafter som presenteras i respektive scenario ses som möjliga förklaringar till hur dessa scenarier utvecklades i den riktningen.



Figur 8: Kännetecknen av de tre produktionsscenarierna

Beräkningsförutsättningar

I bilaga 1 redovisas de viktigaste beräkningsförutsättningarna och antagandena för våra analyser med Times- och Apollomodellerna. Antagandena om prisutvecklingen på de internationella bränslemarknaderna har hämtats från IEA:s senaste World Energy Outlook. Därifrån har också prisutvecklingen för CO₂-priset hämtats. EU-kommissionens scenarioarbeten har varit en viktig källa för nationella antaganden för våra grannländer och vi har också utnyttjat Energimyndighetens senaste scenarioarbeten som underlag för vissa av beräkningsförutsättningarna för Sverige.

Beskrivning av produktionsscenarier

Sammanfattning produktionsscenarier

I Tabell 4 nedan sammanfattas de utgångspunkter som legat till grund för scenarioupbyggnaderna.

Tabell 4: Utgångspunkter för uppbyggnaden av de tre elproduktionsscenarierna

	Förolybart centraliserad	Förolybart decentraliserad	Förolybart och kärnkraft
Vattenkraft	Effektutbyggnad	Som idag	Som idag
Kärnkraft	Avvecklas till 2045	Avvecklas till 2045	Livstidsförlängning
Vindkraft	Landbaserad övervägande i norr, havsbaserad i söder	Placeras övervägande nära förbrukningen	Övervägande landbaserad, spridning som idag (70% nytt i norr)
Solkraft	Övervägande i större parker	Övervägande småskaligt på hustak	Övervägande småskaligt på hustak
Kraftvärme	Viss ökning jämfört med idag	Utbyggnad av kraftvärme och mottryck	Viss ökning jämfört med idag
Energilager	Centralt placerade främst för systemtjänster	Placeras i huvudsak i samband med småskalig produktion och för flaskhalshandling	Mittemellan de två andra scenarierna
Efterfrågeflexibilitet	Främst inom industri	Inom industri och hushåll	Mittemellan de två andra scenarierna (lägre behov)

Tabell 5 beskriver tänkbara drivkrafter som kan bidra till dessa scenarier. De ska inte ses som scenariobeskrivningar i sig, utan just som ett antal av flera tänkbara drivkrafter som kan leda till respektive scenario.

Tabell 5: Möjliga drivkrafter som kan leda till elproduktionsscenarierna

	Förnybart centraliserad	Förnybart decentraliserad	Förnybart och kärnkraft
Teknologisk utveckling	Långsam teknologisk utveckling av solpaneler och batterier	Teknologisk utveckling av solpaneler fortsätter	Teknologisk utveckling av solpaneler fortsätter. Ekonomiskt och teknologiskt möjligt att livstidsförlänga
Kundengagemang och värderingar	Ovillig att anpassa förbrukning eller producera egen el	Villig att investera i egen elproduktion (memma eller som andel) samt anpassa sin förbrukning. Lokala mål om självförsörjning	Mittemellan de två andra scenarierna
Integritet	Låg, bidrar till centrala lösningar	Hög, bidrar till individuella lösningar	Mittemellan de två andra scenarierna
Digitalisering	Hög, möjliggör centrala lösningar	Hög, möjliggör distribuerade lösningar	Mittemellan de två andra scenarierna
Tillit till marknadslösningar	Låg, reserver handlas upp på förhand	Hög, investeringar triggas av marknadspriser.	Mittemellan de två andra scenarierna
Försörjningstrygghet	En nationell angelägenhet som överlåts till systemoperatör och beslutsfattare.	En lokal/regional angelägenhet där industri och kommuner engageras.	Mittemellan de två andra scenarierna

Nedan beskrivs de tre produktionsscenarioerna samt deras drivkrafter närmare. Utvecklingen av vindkraften är stark i samtliga scenarier.

Scenario: Förnybart centraliserad

Detta scenario innehåller inte livstidsförlängning av kärnkraften i Sverige. Istället innehåller det möjligheten till en riktad satsning på effekthöjning i de stora vattenkraftverken på upp till 4 GW. Dessutom antas att utnyttjandet av havsbaserad storskalig vindkraft blir stort, landbaserad vindkraft lokaliseras i norr, att efterfrågefleksibilitet utnyttjas hos företrädesvis större förbrukare, samt att solkraft byggs i större parker. Kraftvärmen behåller ungefär samma omfattning som idag. Transmissionsnätet byggs ut för att transportera kraften till platser där efterfrågan finns. Batterier används främst i stora centralt placerade anläggningar och används för systemtjänster snarare än energilagring. En viss utbyggnad av pumpkraft sker. Efterfrågefleksibilitet finns främst inom industrin.

Sammantaget ger dessa antaganden en kostnadseffektiv elproduktionsmix år 2045 som är 100% förnybar och har en tydlig prägel av ”central elproduktion och efterfrågerespons”.

Drivkraften bakom scenariot

I detta scenario är elkunden ovillig att anpassa sig och sin förbrukning och vill ha möjlighet att förbruka el då det passar. En förklaring till att decentraliserad produktion och energilagring inte utvecklas är att teknikutvecklingen stannar av och de förväntade kostnadsreduktionerna uteblir. En annan bidragande faktor kan vara att artificiell intelligens får en allt mer central roll i samhället. Dess möjligheter innebär bland annat att kostnader för att göra bedömningar om människor beteenden går ner och skapar förutsättningar för en alltmer automatiserad elproduktion. Denna kan i det här fallet kräva mindre engagemang från elförbrukaren.

Tilliten till att decentraliserade lösningar som styrs av implicita signaler som elpris och nättariffer är låg. Systemoperatören och nätägare föredrar att handla upp reserver som kan aktiveras centralt långt i förväg för att säkerställa tillräckliga marginaler i systemet. Detta gynnar centrala lösningar.

Scenario: Förnybart decentraliserad

Detta scenario innehåller inte heller livstidsförlängning av kärnkraften i Sverige, och heller inte riktade satsningar på storskalig vattenkraft och havsbaserad vindkraft. Istället innehåller det en utveckling mot mer decentraliserad elproduktion i form av landbaserad vind- och solkraft lokaliserad nära elförbrukningen, samt ökade satsningar på efterfrågefleksibilitet och lokal energilagring. Scenariot innehåller också en tydlig utbyggnad av elproduktion i fjärrvärmens kraftvärmeverk och i industrins mottrycksverk. I stor utsträckning är denna försörjd med biobränslen av olika slag. I detta scenario är behovet av transmission och distribution mindre. Energilager placeras nära förbrukningen, t.ex. tillsammans med solpaneler i fastigheter, men kan också förekomma strategiskt placerade i elnätet för att hantera flaskhalsar. Efterfrågefleksibilitet utnyttjas i stor utsträckning både i industri och i hushåll, främst för att bidra med försörjningstrygghet.

Sammantaget ger dessa antaganden en kostnadseffektiv elproduktionsmix år 2045 som är 100% förnybar och har en större andel "decentral elproduktion och efterfrågerespons" än de övriga två scenarierna.

Drivkraften bakom scenariot

I detta scenario är kunden drivande och villig att investera i sin egen elproduktion och lagring, samt bidrar gärna med efterfrågefleksibilitet. Kunderna är även villiga att investera i mer storskalig produktion, t.ex. genom att äga andelar i vindkraft. Denna produktion får gärna ha en lokal anknötning. Även kommuner sätter upp lokala mål om självförsörjning vilket bidrar till att produktion hamnar nära efterfrågan och ger incitament till ökad kraftvärmeproduktion. Försörjningstrygghet blir en lokal angelägenhet.

En tänkbar drivkraft är att utbyggnaden av nät går långsamt på grund av låg lokal acceptans och långsamma miljöprövningar. Detta driver på utvecklingen av lokal energilagring och efterfrågefleksibilitet för att hantera lokala kapacitetsproblem.

En annan drivande faktor för ett decentraliserat förnybart energisystem är att elkunderna efterlyser större integritet. Den ökade automatiseringen och digitaliseringen skapar eventuellt ett motstånd där inte alla är beredda att dela med sig av känslig information angående elförbrukning till stora kraftbolag. Man använder istället denna teknikutveckling småskaligt.

Det finns en stark tillit till att marknadssignaler och tariffer kan generera nödvändiga investeringar och skapa beteendeförändringar.

Scenario: Förnybart och kärnkraft

I detta scenario sker en livstidsförlängning till minst 80 år av de kvarvarande sex reaktorerna (till 2045 och förbi). Vindkraften byggs ut i mindre utsträckning än i de andra scenarierna då kärnkraften minskar behovet. Vindkraftutbyggnaden är dock omfattande för att täcka det ökade behovet av el. Kraftvärmens och vattenkraften behåller ungefär samma omfattning som idag. Solkraft byggs ut i form av parker men främst i liten skala på hustak. Energilager installeras i viss utsträckning i samband med småskalig produktion. Industrin är flexibel i den mån det är lönsamt. Hushåll är flexibla i den mån det inte påverkar komforten och flexibiliteten sker med automatik.

Detta scenario hamnar "mitt emellan" de två andra scenarierna.

Timesmodellen visar att den mest kostnadseffektiva utvecklingen för svensk elproduktion kommer att inkludera både livstidsförlängd kärnkraft och en kraftigt ökad förnybar elproduktion (se mer härom i resultatavsnittet nedan).

Drivkraften bakom scenariot

Drivkraften är ett kostnadseffektivt nyttjande av befintliga resurser. En grundläggande förutsättning för detta scenario är att en livstidsförlängning av kärnkraften bortom 60 år är tekniskt möjlig och ekonomiskt försvarbar. I övrigt hamnar drivkrafterna någonstans mitt emellan de två andra scenarierna.

Dimensionering med elmarknadsmodellerna Times och Apollo

Nedan beskriver vi de centrala resultaten från våra modellanalyser av produktionsscenierna med Timesmodellen och Apollo.

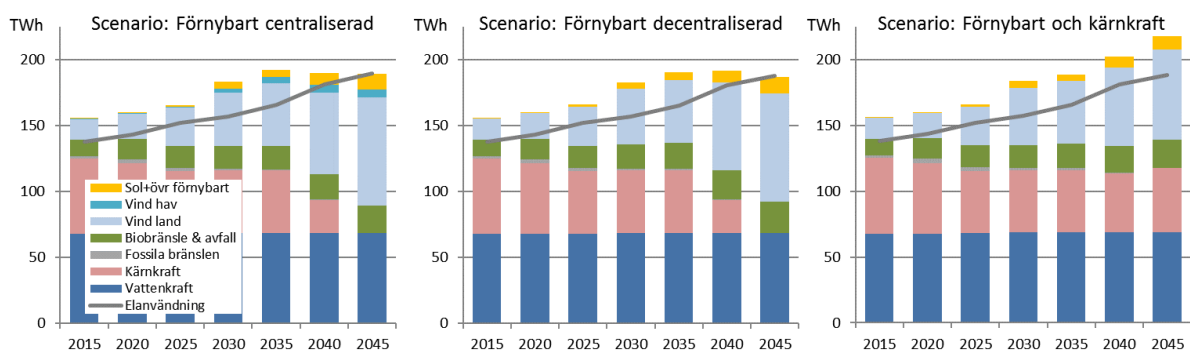
Elenergiproduktionen i Sverige

Utvecklingen av elproduktionen i Sverige fram till 2030 styrs delvis av Energiöverenskommelsens beslut om det utökade elcertifikatsystemet med 18 TWh ny förnybar elproduktion mellan 2020 och 2030. Under den aktuella perioden finns även år då elpriset i sig är tillräckligt högt för att motivera efterfrågad utbyggnad av förnybar elproduktion utan ytterligare stöd från elcertifikatsystemet. (Det innebär att elcertifikatpriset under dessa år är 0 kr/MWh.) Vindkraft kommer, enligt Timesmodellens resultat, att svara för en övervägande del av denna nya förnybara elproduktion (se Figur 9), men även solkraftsproduktionen växer. 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 betydande produktionsöverskott.

Efter år 2035 skiljer sig dock utvecklingen i de tre scenarierna åt på ett högst påtagligt sätt. I scenariot "Förnybart och kärnkraft" fortsätter ökningen i vår svenska elproduktion. Än så länge är det vind- och solkraften som står för ökningen, samtidigt som livstidsförlängningen av de sex svenska kärnkraftreaktorerna gör att kärnkraftsproduktionen förblir konstant hela den studerade perioden ut.

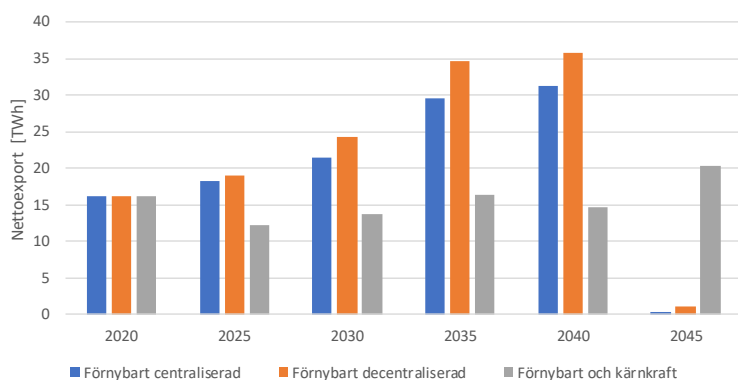
I de två "centraliserad/decentraliserad-scenarierna" avtar istället ökningen tvärt efter år 2035. Visserligen ökar vind- och solkraftsproduktionen i snabbare takt än i scenariot "Förnybart och kärnkraft", men den samtidiga stängningen av kärnkraften gör att den sammanlagda produktionsökningen avstannar, och till och med förbyts i en liten produktionsminskning under perioden 2035-2050 enligt Timesmodellens resultat. Kring år 2045 övergår vi därigenom från att vara en nettoexportör av elenergi till att ungefär vara i balans (import lika stor som export). På längre sikt kan Sverige bli nettoimportör av el om användningen fortsätter öka.

Detta är alltså den mest kostnadseffektiva produktionsutvecklingen givet de omvärldsförutsättningar som antagits och den elanvändningsutveckling som förutsatts. Med ett villkor att Sverige även på ännu längre sikt ska förbli en nettoexportör så går det naturligtvis att öka utbyggnaden av inhemsk elproduktion ytterligare. Det leder dock till en något mindre kostnadseffektiv utveckling enligt Timesmodellen.



Figur 9: Den svenska elproduktionen och elanvändningen under perioden 2015-2045 i de tre scenarierna, enligt Timesmodellens resultat

Den kraftiga utbyggnaden av sol och framförallt vindkraft i "Förnybart centraliserad" och "Förnybart decentraliserad" leder till en stor nettoexport fram till det att kärnkraften stängs. I scenariot "Förnybart och kärnkraft" bibehålls en relativt jämn nettoexport då utbyggnaden av sol och vind i stort sätt följer den ökade efterfrågan.



Figur 10: Nettoexport i respektive scenario

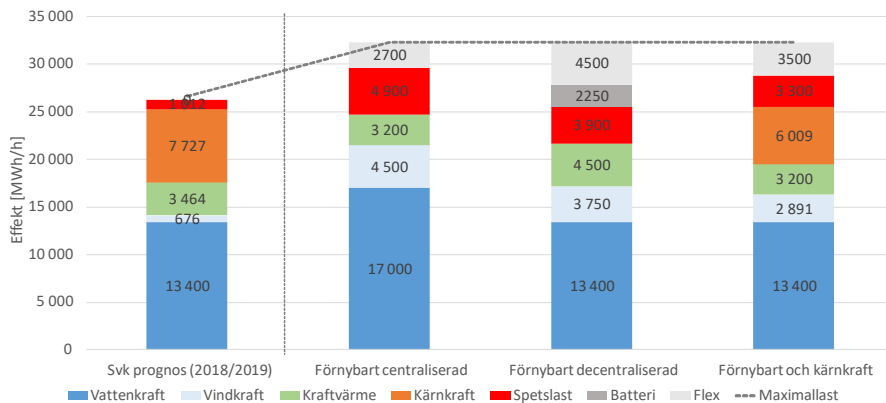
Den installerade elproduktionskapaciteten i Sverige

Den installerade effekten i respektive scenario är delvis ett resultat av de antaganden som gjorts för respektive scenario (kärnkraft, vattenkraft, kraftvärme och sol), delvis baserat på modellresultat (vindkraft). Slutligen har spetslast (i modelleringen i form av gasturbiner) lagts till för att säkerställa att effektbalansen kan hanteras inom Sveriges gränser under ett normalår med hänsyn taget till efterfrågefleksibilitet och energilagring.

För att uppskatta behovet av spetslast har den metodik som Svenska kraftnät (Svk) tagit fram för sin årliga prognos om kraftbalansen använts. Metodologin går ut på att varje kraftslag ges en tillgänglighetsfaktor som anger hur stor andel av installerad effekt som antas vara tillgänglig under topplasttimmen. Kärnkraft och kondenskraft antas ha en tillgänglighet på 90 %, kraftvärme 76,5 %, vattenkraft 82 %, vindkraft 9 % och solkraft 0 %. Vi har dock antagit att vindkraftens tillgänglighetsfaktor kommer att öka till 16 % år på grund av större geografisk spridning och vindturbiner med fler fullasttimmar. Batterier antas ha en tillgänglighet på 90 % medan efterfrågefleksibilitet antas ha 100 % tillgänglighet då tillgängligheten redan är inräknad i antagandet om tillgänglig efterfrågefleksibilitet.

Skillnaden mellan topplast ett normalår och tillgänglig effekt har fyllts upp med spetslastproduktion, exempelvis gasturbiner, så att Sverige kan möta effekten ett normalår utan att vara beroende av import. I praktiken kommer naturligtvis export och import att ske för att kostnadsoptimera systemet när så är möjligt. Det bör noteras att energilager i form av batterier och efterfrågefleksibilitet inte har samma uthållighet som produktion när det kommer till att lösa effektfrågan. Det reflekteras inte i antagandet nedan, men kommer att reflekteras i modelleringen med Apollomodellen och redovisas i kapitlet ”

Effektfrågan och robusthet”.

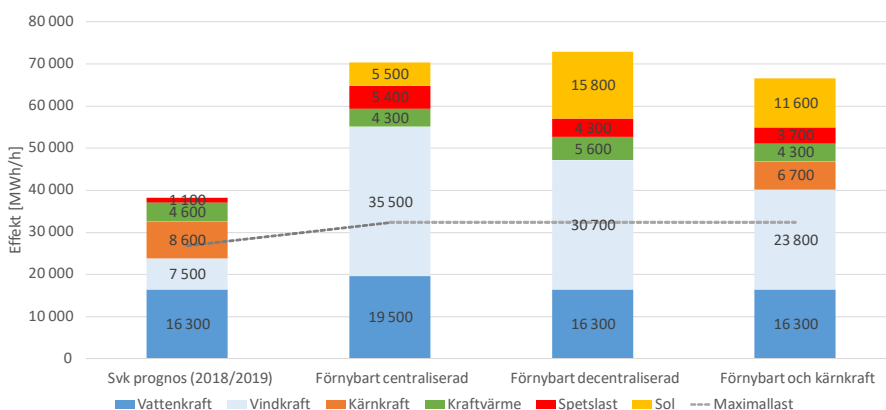


Figur 11: Tillgänglig effekt och topplast enligt Svks metodologi

För vintern 2018/2019 uppskattade Svks att det var ett underskott på ca 400 MW en normalårsvinter, 1 500 MW en 10-årsvinter och 2 000 MW en 20-årsvinter. Vårt antagande om att fullt ut täcka effektbehovet nationellt är alltså mer ambitiöst än dagens situation.

Den installerade produktionskapaciteten 2045 kommer i samtliga scenarion att nära på fördubblas jämfört med idag, se Figur 12. Skälet är kombinationen av ökande elenergibehov och att en stor del av den tillkommande produktionen karaktäriseras av kort utnyttjningstid (vilket ger mycket effekt i förhållande till energi).

I Figur 11 jämförs den installerade produktionskapaciteten för modellåret 2045 i de tre scenarierna med situationen vintern 2018/2019. Vi kan då göra flera scenarioskiljande observationer: I scenariot ”Förnybart och kärnkraft” leder den bibehållna kärnkraftskapaciteten till att behovet av övriga kraftslag blir mindre än i de två övriga scenarierna. I scenariot ”Förnybart centraliserad” fyller den utökade vattenkraftskapaciteten delvis samma funktion som kärnkraften när det gäller effekt/kapacitet, men samtidigt krävs ny vind- och solkraft för att klara elenergibehovet. I scenariot ”Förnybart decentraliserad” finner vi en stor andel sol samt en utökad effekt i form av kraftvärme.



Figur 12 Installerad effekt och topplast i respektive scenario

Systemkostnaden

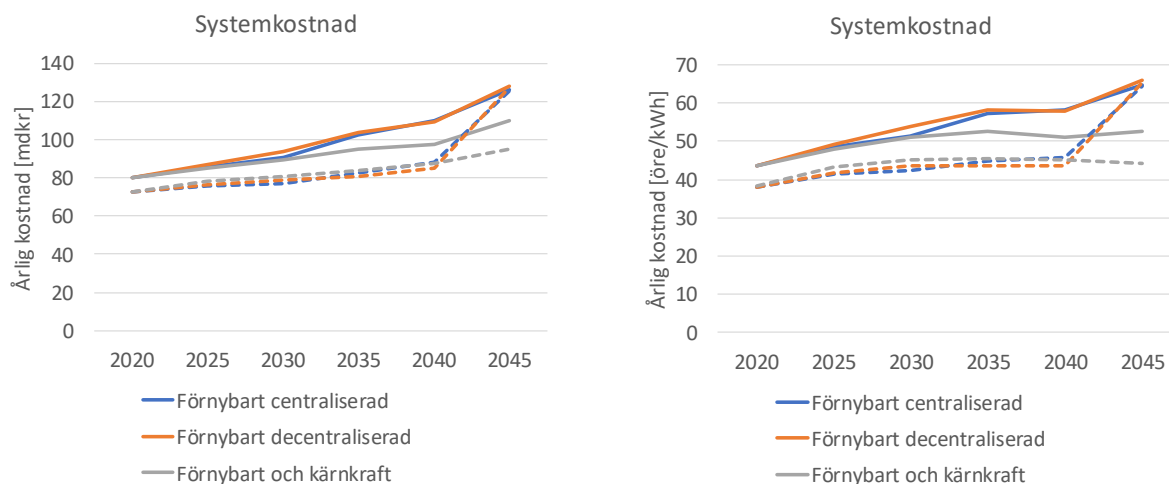
Systemkostnaden för kraftsystemet presenteras i detta kapitel. Systemkostnaden inkluderar kostnaderna för produktion, elnätet och de systemtjänster som behövs för att förse Sverige med el i framtiden. I slutändan är det Sveriges elanvändare som finansierar kraftsystemet över tid. Systemkostnaden ökar något i de tre studerade scenarierna från idag fram till år 2045 men är på en nästan konstant nivå mätt öre/kWh om man beaktar att elanvändningen ökar markant fram till år 2045. De årliga systemkostnaderna för att driva systemet visas med 5 års-intervaller.

Fakta Systemkostnad

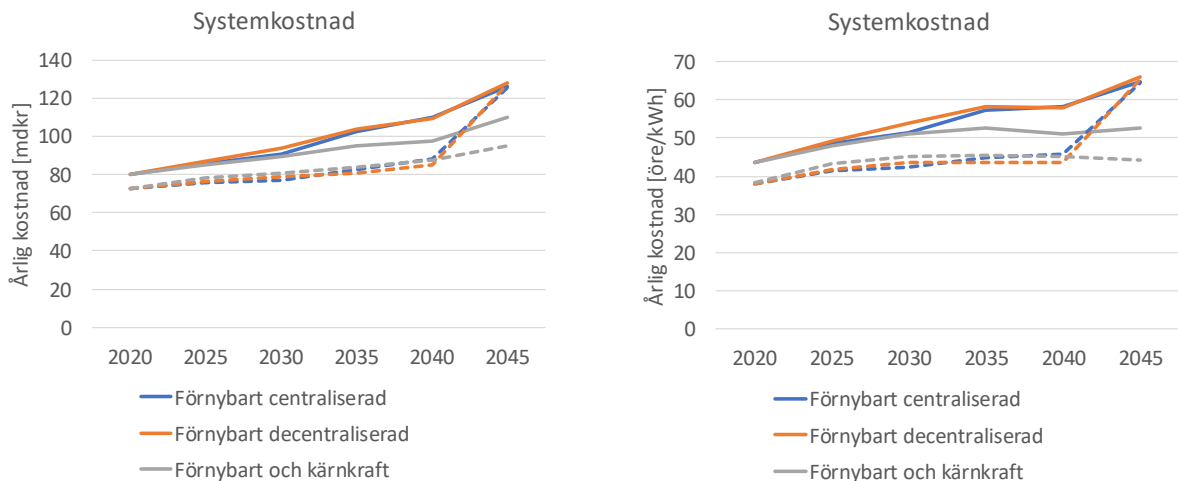
Systemkostnaden är de totala kostnaderna som behövs för att driva kraftsystemet. I systemkostnaden inkluderas kapitalkostnader, rörliga och fasta underhållskostnader, bränslekostnader, systemtjänster samt skatter och avgifter som ämnar motsvara negativa externa effekter. Exempel, kärnkraftens avgifter för slutförvar av använt kärnbränsle tas med i systemkostnaden men fastighetsskatten på vattenkraft som är en fiskal skatt ingår inte. Kapitalkostnaderna består av räntekostnader och avskrivningar för investeringar i produktion och elnät. För alla investeringar används en real ränta på 5 %. Värdet av import/export av el redovisas separat.

Notera att elpriset och systemkostnaderna inte kan jämföras rakt av. Elpriset sätts på marginalen snarare än ett snitt av den totala kostnaden. I elpriset ingår även fiskala skatter samt prispåverkan från omkringliggande länder.

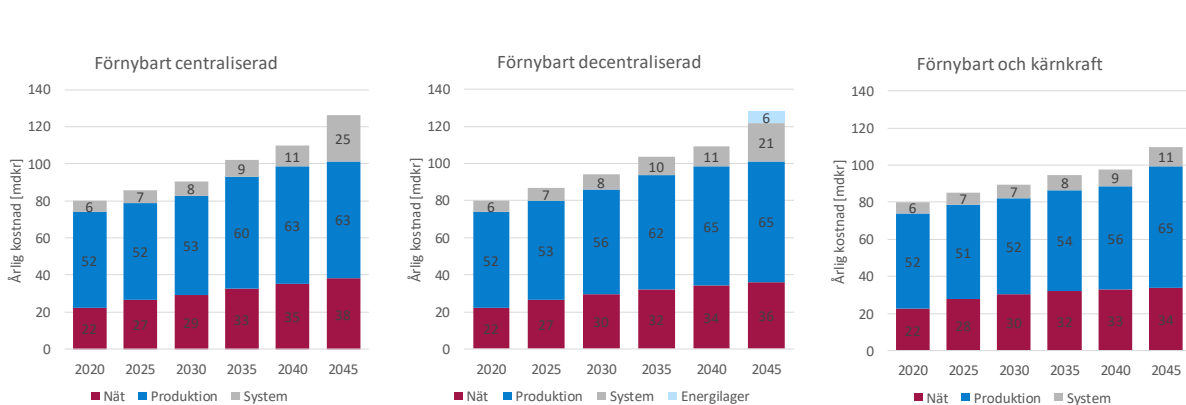
I



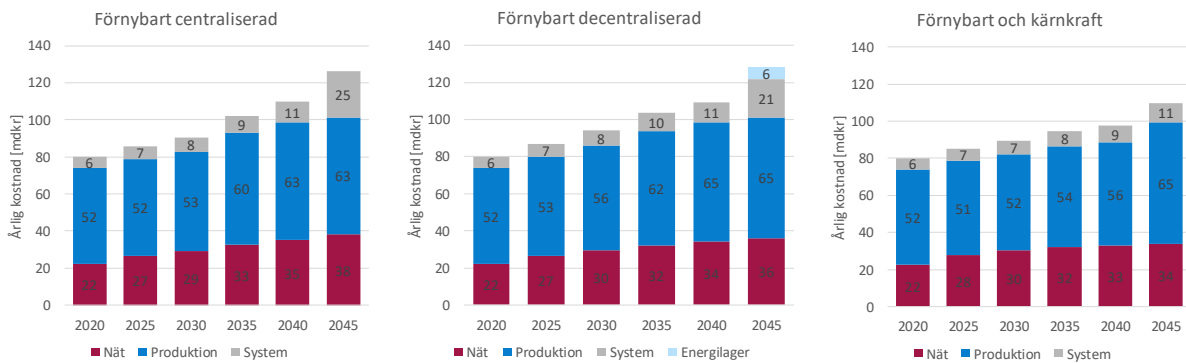
Figur 13 visar systemkostnaderna i miljarder kronor per år samt öre/kWh. Analysen visar att de årliga systemkostnaderna kommer att öka successivt fram till år 2045 i alla scenarier. Ökningen förklaras genom det stora reinvesteringsbehovet som finns i alla scenarion samt omfattande investeringar i ny förnybar kraftproduktion. Scenariot "Förnybart och kärnkraft" har de lägsta systemkostnaderna år 2045 i första hand på grund av lägre kostnader för systemtjänster eftersom andelen intermittent produktion är lägre samt mindre nätinvesteringar. Det streckade linjerna i grafen visar hur systemkostnaderna sjunker om man inkluderar värdet av import/export. Då nettoexporten är noll för år 2045 i "Förnybart centraliserad" samt "Förnybart decentraliserad" är skillnaderna mycket små mellan dessa 2045.



Figur 13: Utveckling Systemkostnad (streckade linjer med värdet av export)



Figur 14 redovisas utvecklingen för de tre scenarierna separat indelat i nät, produktion och systemtjänster. Kostnaderna för produktion av el är de största i alla studerade scenarier. I storleksordningen mellan 55 – 65 % av de årliga kostnaderna står produktion för, den högsta andelen är i ”Förnybart och kärnkraft”. Den högre andelen beror delvis på att kostnaderna för systemtjänster är betydligt lägre i det scenariot, och också på grund av högre rörliga produktionskostnader i kärnkraften jämfört med vind- och solkraft.



Figur 14: Utveckling systemkostnad fördelat på nät, produktion & systemtjänster

Produktion

Kapitalkostnaderna för nyinvesteringar i produktion skiljer sig mellan de tre scenarierna, fram till år 2045 är de högre i "Förnybart centraliserad" och "Förnybart decentraliserad" på grund av större investeringar i framförallt vindkraft men även kraftvärme i "Förnybart decentraliserad". Mellan år 2040 och 2045 ökar kapitalkostnaderna för ny produktion betydligt i "Förnybart och kärnkraft" till nästan samma nivå (cirka 20 mdkr/år) som både i "Förnybart centraliserad" och "Förnybart decentraliserad" då stora investeringar genomförs för att livstidsförlänga kärnkraften.

De rörliga kostnaderna för produktion är högst i "Förnybart centraliserad" och "Förnybart decentraliserad" fram till år 2045 men när kärnkraften avvecklas faller de betydligt. År 2045 är de rörliga kostnaderna för produktion något högre i "Förnybart decentraliserad" som har en större andel kraftvärme eftersom inköp av bränsle resulterar i högre rörliga kostnader. "Förnybart och kärnkraft" har dock de högsta rörliga kostnaderna för produktion år 2045. Det beror dels på att den totala produktionen är högst i detta scenario samt att inköp av bränsle, avsättning till kärnavfallsfonden samt högre underhållskostnader resulterar i högre rörliga kostnader för kärnkraft. Livstidsförlängningen av kärnkraften i "Förnybart och kärnkraft" redovisas som en reinvestering i Figur 15.

Nät

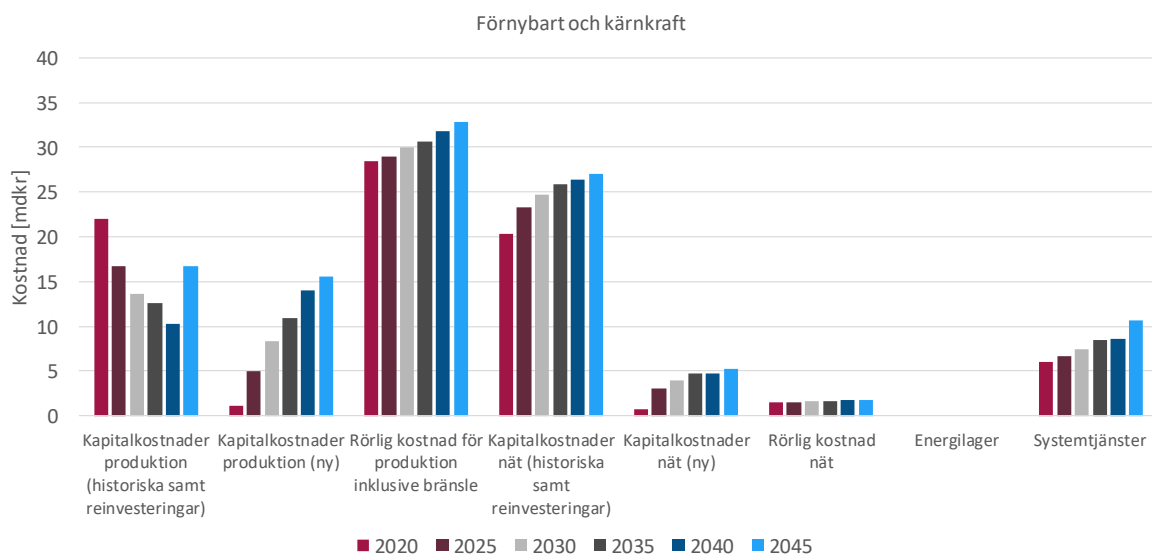
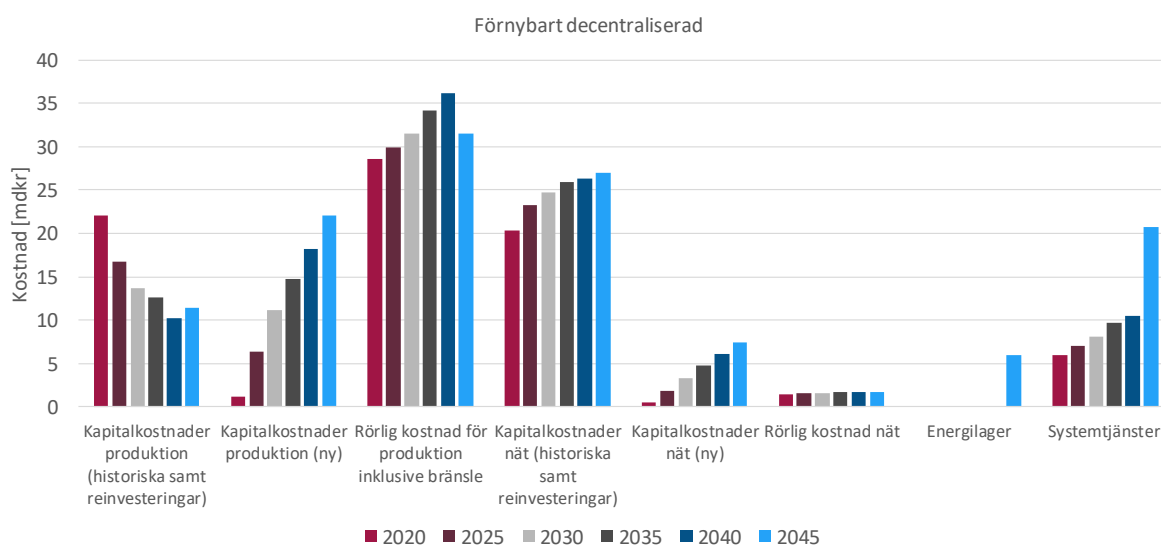
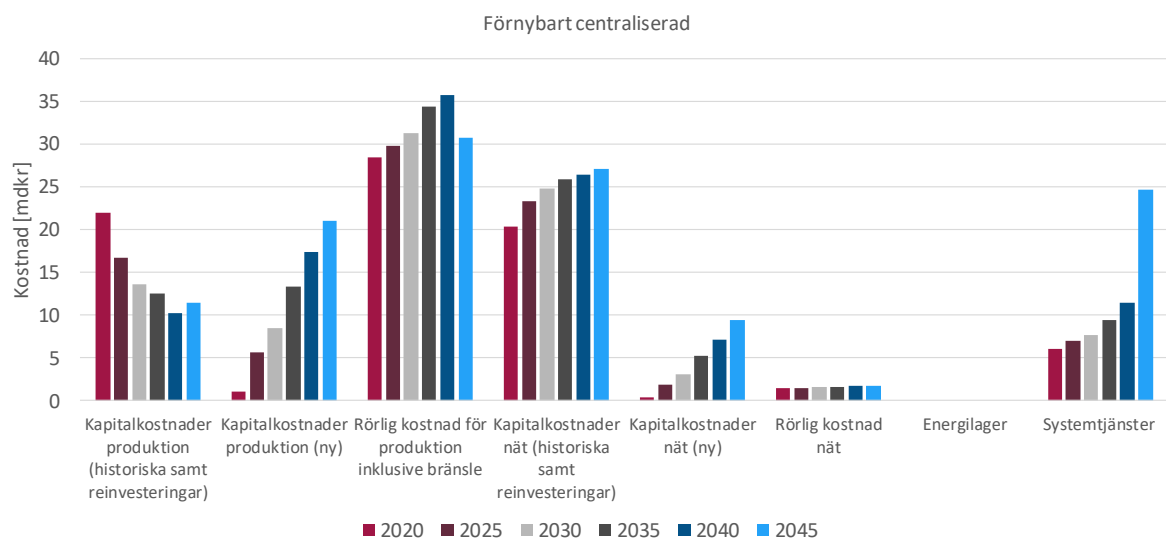
De årliga kostnaderna för att driva elnätet, alla spänningsnivåer inkluderade, ökar mest i "Förnybart centraliserad" och "Förnybart decentraliserad". Det är framförallt tillkommande investeringar i stamnätet samt anslutningar av mer vindkraftsproduktion som bidrar till de högre årliga kostnaderna. Jämfört med produktion står dock kostnaderna för reinvesteringar i befintliga nät för en större del av de totala årliga nätkostnaderna. Det rörliga kostnaderna för elnät är relativt låga jämfört med kapitalkostnaderna i samtliga scenarier.

Energilager

I "Förnybart decentraliserad" investeras det i energilager mellan år 2040 och 2045 vilket ökar de årliga kapitalkostnaderna. Energilagren behövs i scenariot för att Sverige ska kunna möta toppeffekten utan import vid en normalvinter. Då energilager endast finns med i det "Förnybart decentraliserad" innebär det en relativt stor påverkan på de totala systemkostnaderna relativt de två andra scenarierna.

Systemtjänster

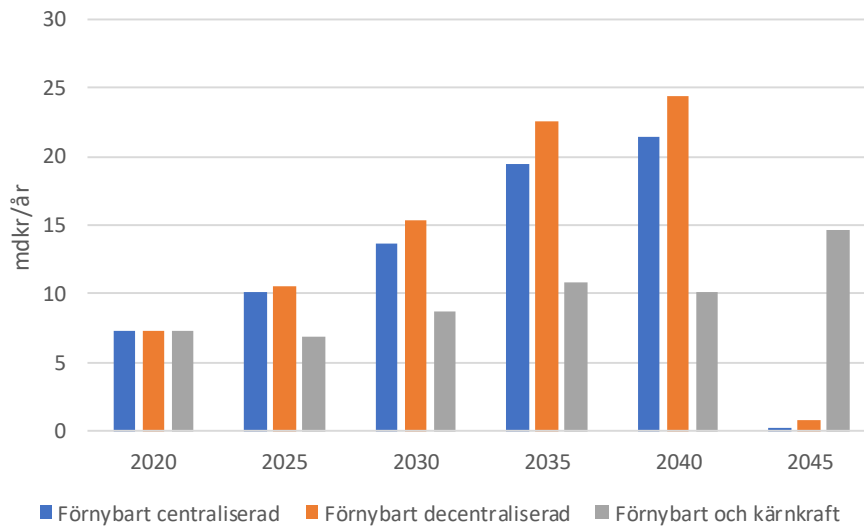
De totala kostnaderna för systemtjänster är på drygt 6 miljarder i alla scenarier för att sedan öka betydligt i "Förnybart centraliserad" och "Förnybart decentraliserad" mellan år 2040 och 2045 då kärnkraften avvecklas och andelen förnybar energi ökar betydligt. Kostnaderna för systemtjänster är i första hand rörliga kostnader eftersom få investeringar behövs.



Figur 15: Årliga systemkostnader för perioden 2020 – 2045 i femårsintervaller

Import/Export

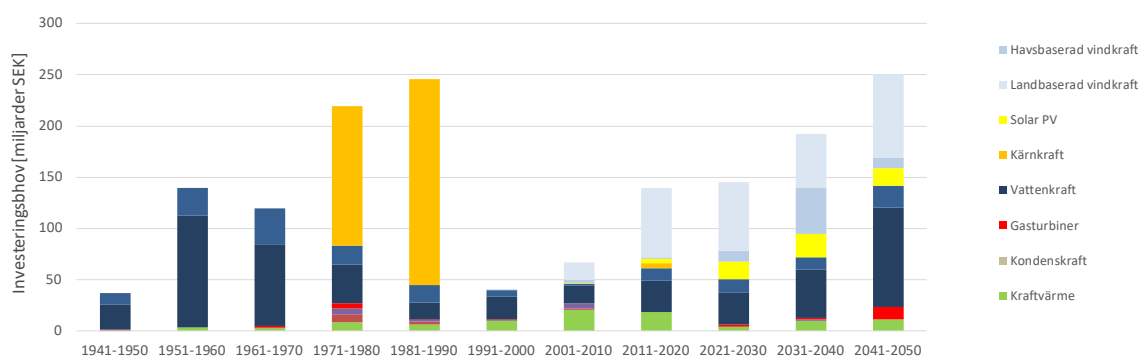
I "Förnybart och kärnkraft" är Sverige en nettoexportör av el till grannländerna år 2045. Fram till år 2045 är exporten större i "Förnybart centraliserad" och "Förnybart decentraliserad". Värdet av nettoexporten visas separat i Figur 16. Nettoexporten är värderad till spotpris, vilket är värdet av exporterad el – kostnaden för importerad el.



Figur 16: Värdet av nettoexport

Investeringskostnader elproduktion

Investeringskostnaderna har bedömts ”bottom-up”, baserat på utvecklingen av den installerade kapaciteten för varje scenario samt en antagen kostnadsutveckling². Det tas både hänsyn till åldersstrukturen och nödvändiga reinvesteringar t.ex. för befintlig vattenkraft samt nyinvesteringar. För kostnadsantaganden används till övervägande del Swecos estimat³, tillsammans med andra underlag^{4 5}. För den landbaserade vindkraften antas att repowering sker för 50 % av den utfasade kapaciteten, vilket sänker investeringsbehovet, då delar av vägnätet och det interna elnätet antas kunna återanvändas. Även för solkraften antas cirka 50 % repowering. Här är dock de potentiella kostnadsbesparingar betydligt mindre än för vindkraften. För kraftvärmen används för närvarande hela investeringskostnaden för kraft- och värmedelen som underlag för analysen. För kostnadsbedömningen av effekthöjningar i vattenkraften och livstidsförlängning av kärnkraften från 60 till 80 år används expertbedömningar som är baserade på erfarenheter från tidigare moderniseringar i Sverige samt internationella erfarenheter.



Figur 17: Investeringar i kraftproduktion i ”Förnybart centraliserad” i ett historiskt perspektiv

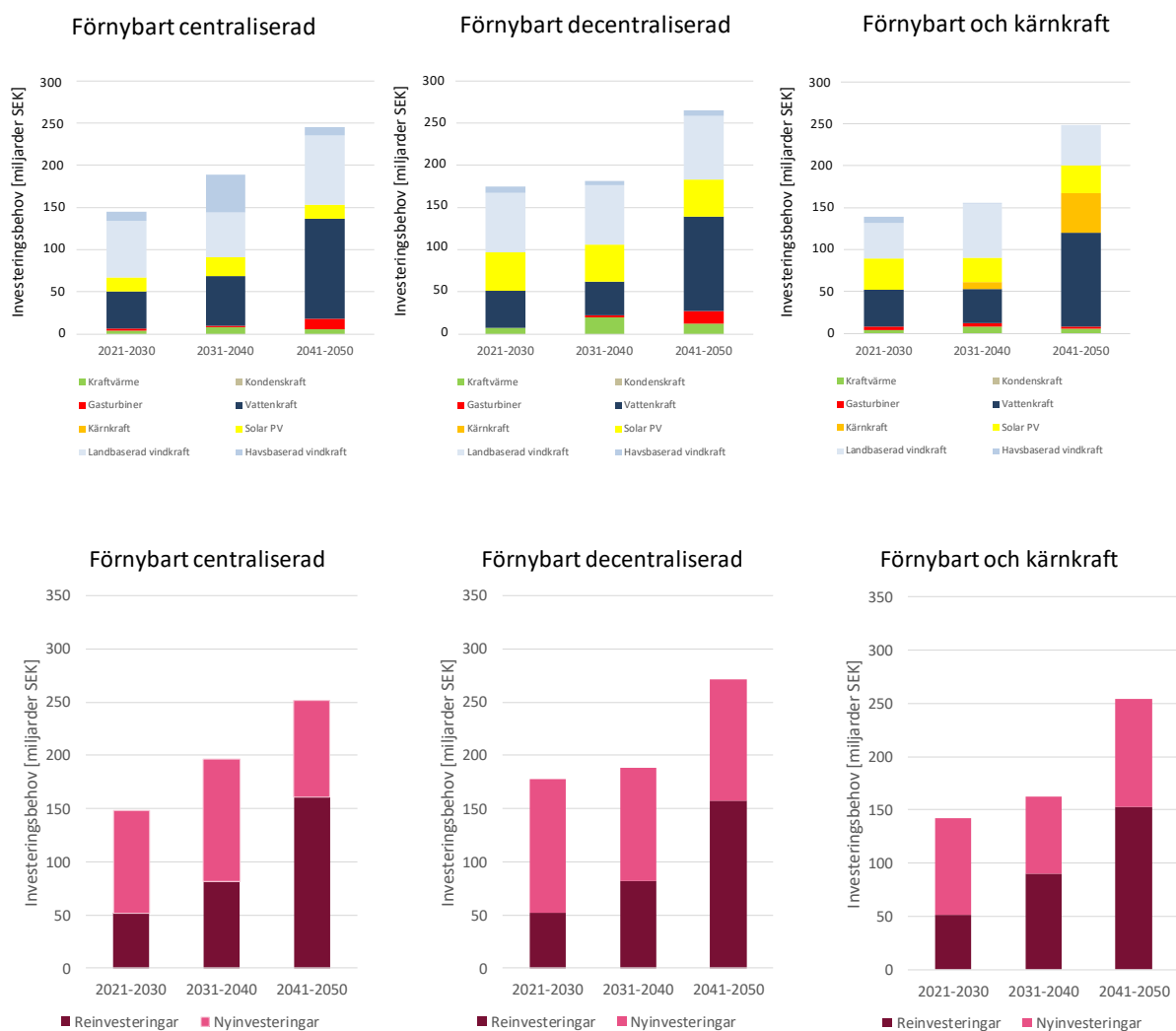
Historiskt sett har investeringarna i svensk kraftproduktion skett i perioder: vattenkraften under huvudsakligen 1950- och 1960-talet, kärnkraften under 1970- och 1980-talet, som följdes av en lugnare period med utbyggnad av framförallt kraftvärme och reinvesteringar i vattenkraft. Sedan ca. 10 år tillbaka har investeringar i landbaserad vindkraft tagit fart, initialt mycket tack vare de extraintäkterna från elcertifikatsystemet.

² Alla kostnader anges i 2018 års prisnivå

³ Sweco (2016): Ekonomiska förutsättningar för skilda kraftslag

⁴ Energiforsk (2014): El från nya och framtida anläggningar 2014

⁵ Energinet (2016): Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation



Figur 18 Kostnadsbedömning för ny och uppgraderad elproduktionskapacitet, per kraftslag och delad i re- och nyinvestering, 2021-2050

Det estimerade investeringsbehovet för produktionskapacitet i Sverige mellan 2021-2050 uppgår till mellan 560 miljarder SEK i "Förnybart och kärnkraft" och 640 miljarder i "Förnybart decentraliserad". Oavsett scenario behöver den största delen av produktionsinvesteringen göras efter 2030, eftersom behovet av nyinvesteringar då sammanfaller med utfasningen från befintliga produktionsanläggningar, i huvudsak landbaserad vindkraft, som antas ha en livslängd på 25 år samt vattenkraft.

I "Förnybart centraliserad" uppgår investeringsbehovet för produktionskapacitet i Sverige mellan 2021-2050 till ca 600 miljarder SEK. Merparten av dessa investeringar, ca 270 miljarder SEK, utgörs av investeringar för land- och havsbaserad vindkraft och nästan lika mycket, 220 miljarder, för vattenkraften, varav effekthöjningen bedöms utgöra runt 40 miljarder SEK. Solkraften bedöms kosta knappt 60 miljarder SEK under perioden.

Även i "Förnybart decentraliserad", som bedöms kosta runt 640 miljarder, dominerar investeringar i vindkraft med 240 miljarder SEK, följt av vattenkraften med 200 miljarder SEK. Här investeras dock även en del i utbyggnaden av kraftvärme och det investeras 130 miljarder SEK i framförallt småskalig solkraft på hustak och fasader mellan 2021 och 2050.

Det estimerade investeringsbehovet för produktionskapacitet i Sverige mellan 2021-2050 uppgår till 560 miljarder SEK i "Förnybart och kärnkraft". I detta scenario dominerar investeringar i vattenkraft med 200 miljarder SEK, följd av vindkraft (160 miljarder SEK), kraftvärme och livstidsförlängningen för kärnkraft till 80 år med knappt 60 miljarder SEK.

I alla tre scenarier står spetslast (gasturbiner eller liknande flexibilitet) för endast 15-25 miljarder SEK i investeringar.

Investeringskostnader elnät

Behovet av nätinvesteringar skiljer sig mellan de olika scenarierna eftersom produktionssammansättningen, behovet av nyanslutning för elproduktion och lokalisering varierar mellan scenarierna.

Den sammanlagda kostnaden för de tre produktionsscenarierna inkluderar kostnaderna för reinvesteringar, anslutning av ny elproduktion och elförbrukning, kostnader för marknadsintegration med kringliggande länder och mellan elområden samt systemförstärkningar inom elområden samt drivkrafterna vädersäkring och digitalisering. Summan inkluderar investeringar i såväl lokalnät som regionnät och stamnät, och anges i 2018 års prisnivåer.

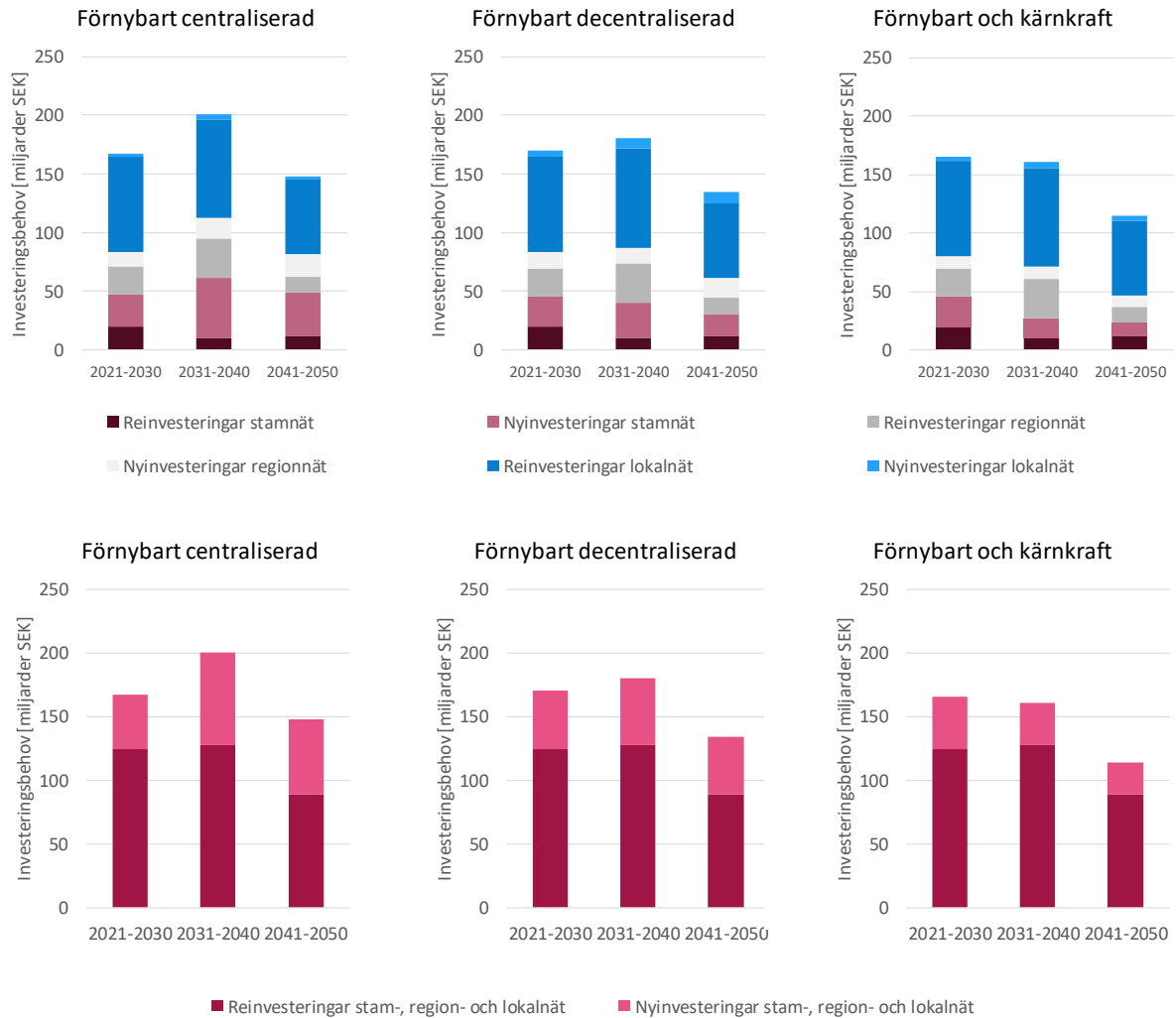
Den totala investeringskostnaden för nätet under 30-årsperioden 2021-2050 bedöms till 516 miljarder SEK för "Förnybart centraliserad", 485 miljarder SEK för "Förnybart decentraliserad" och 441 miljarder SEK för "Förnybart och kärnkraft", se Figur 19. Det totala reinvesteringsbehovet för transmissionsnätet uppgår till 42 miljarder under perioden 2021-2050. Motsvarande summa för distributionsnäten är ca. 300 miljarder till 2050. Reinvesteringsbehovet är det samma för samtliga scenarier då inget scenario antas påverka behovet av transmission och distribution i den mån att reinvesteringsbehovet minskar. Skillnaderna mellan scenarierna uppkommer på grund av olika behov av nyinvesteringar i nät som medföljer vid ny elproduktion. Det största nyinvesteringsbehovet fås i "Förnybart centraliserad" på grund av förstärkningsbehovet av transmissionsnätet genom landet och krav på systemförstärkningar inom elområden samt höga kostnader för nyansluten elproduktion.

Reinvesteringsbehov i transmission och distribution

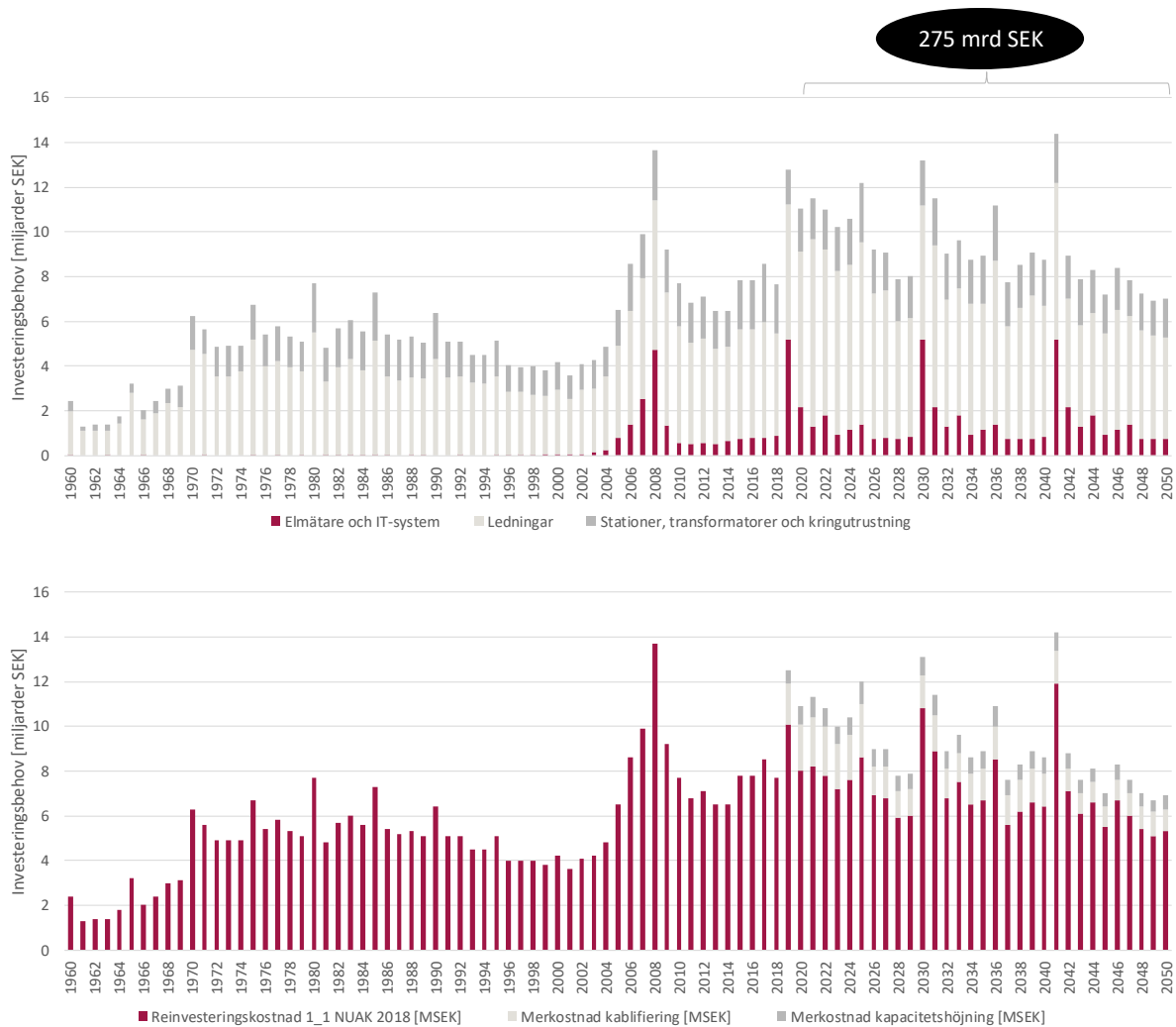
Reinvesteringsbehovet bedöms utifrån åldersstrukturen i befintliga stam-, region- och lokalnät. Åldersstrukturen på befintliga ledningar, transformatorer och andra komponenter har använts för att bedöma storleken av det framtida reinvesteringsbehovet. Stora investeringar gjordes i det svenska stamnätet under 1980-talet. Under 1990 och början av 2000-talet så sjönk dock investeringstakten och var på låga nivåer, omkring 0,5 miljarder kronor per år. Stamnätet har därför åldrats kraftigt och Svenska Kraftnät (SvK) bedömer att mellan 8 000–9 000 km ledningar är över 59 år gamla. Under den kommande 10-årsperioden så räknar SvK att man behöver byta ut över 800 km ledning, 30 stamnätsstationer, 15 kontrollanläggningar samt tio reaktorer och transformatorer. Det långsiktiga reinvesteringsbehovet har uppskattats med hjälp av SvK:s kapitalbas och antagna anläggningsspecifika livslängder.

Även åldersstrukturen i befintliga region- och lokalnät går att utläsa ur företagens inrapporterade kapitalbaser till Energimarknadsinspektionen från reglerperiod 2 (RP2), där elnätsföretagen anger vilka komponenter och anläggningar som finns i befintliga nät, samt ålder och nyanskaffningskostnad (NUAK) för dessa. I tillägg har vi tagit hänsyn till ökad kablifiering i storstadsregionerna och kapacitetshöjningen som antas ska genomföras samtidigt som äldre anläggningar byts ut. Med hjälp av dessa uppgifter har det kommande reinvesteringsbehovet uppskattats. Reinvesteringsbehovet antas inte förändras mellan scenarierna. Behovet av nyinvesteringar för att ansluta ny förbrukning, ny elproduktion, förstärka och integrera elnätet bedöms baserat på scenariospecifika ingenjörsmässiga antaganden. Svenska Kraftnät delar in nyinvesteringsbehov i tre olika kategorier baserat på drivkrafter; *anslutning*, *marknadsintegration* och *systemförstärkning*. Motsvarande uppdelningar har nyttjats i detta projekt för att uppskatta nyinvesteringsbehovet i elnäten till år 2050. Svenska kraftnät har i sin systemutvecklingsplan uppskattat det totala investeringsbehovet i stamnätet, inklusive ny- och reinvesteringar fram till 2027. Några skillnader mellan scenarierna eller större avvikelser från denna prognos innan år 2027

är inte troligt på grund av de långa leetiderna för stamnätsinvesteringar. Svenska kraftnäts planer för stamnätsinvesteringar har därför analyserats och nyttjats fram till år 2027, därefter används Swecos bedömningar för investeringsbehovet.

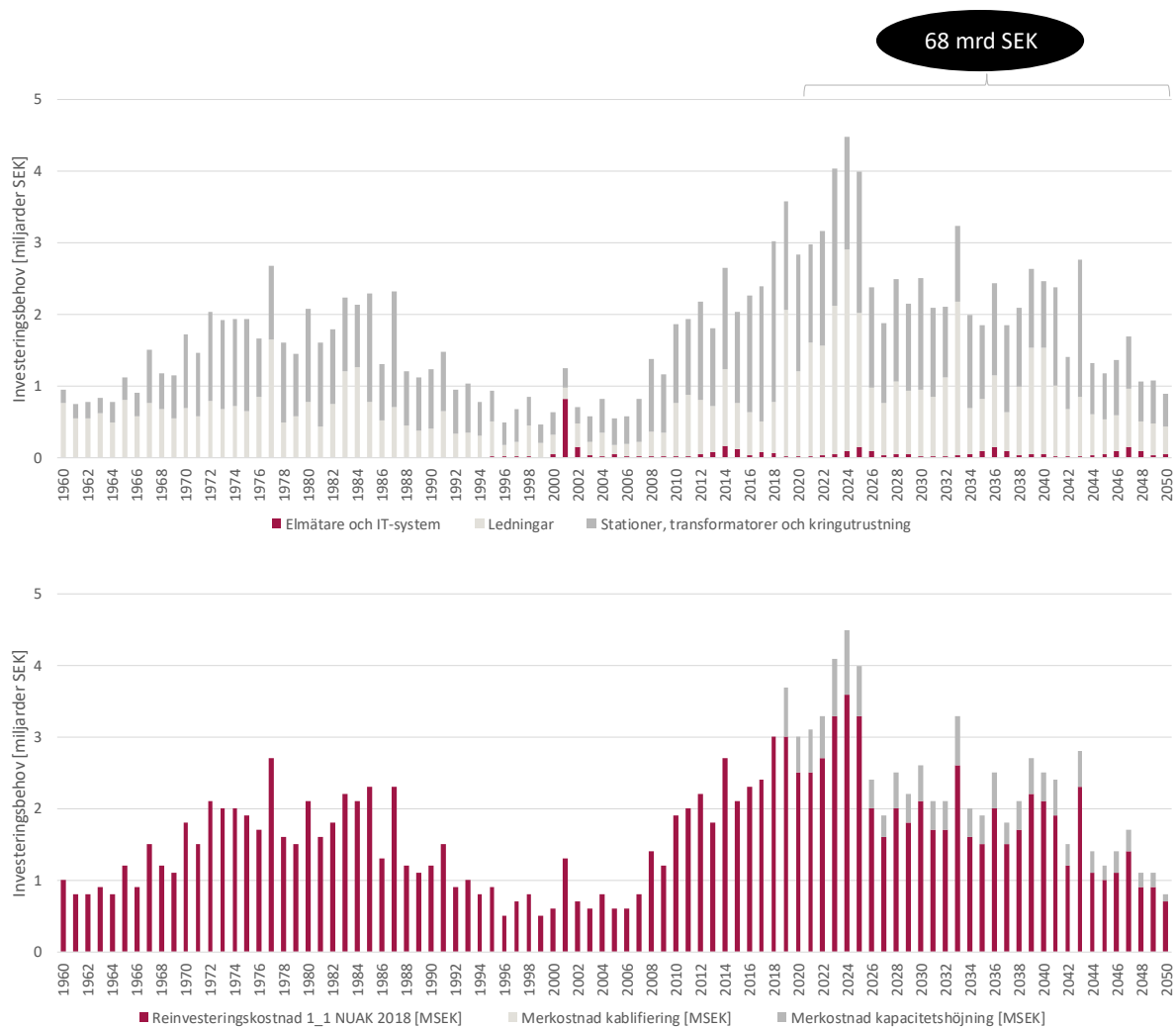


Figur 19: Investeringsbehov i elnät för de tre scenarierna under perioden 2021-2050. Källa: Sweco



Figur 20: Reinvesteringsbehov i lokalnäten 2021-2050, jämfört med genomförda investeringar sedan 1960, per anläggningskategori (övre figur) och syfte (nedre figur)

Reinvesteringsbehovet för lokalnäten bedöms uppgå till 275 miljarder SEK i perioden 2021-2050 och domineras av reinvesteringsbehovet för luftledningar som antingen ersätts med nya luftledningar, framförallt på landsbygden eller med kablar, framförallt i städerna, då till en högre kostnad. Dessutom utgör kostnader för mätare en stor återkommande reinvesteringskostnad. Utöver extrakostnaden för att gräva ner ledningar ökar kostnaderna också på grund av nödvändiga kapacitetshöjningar.



Figur 21: Reinvesteringsbehov i regionnäten 2021-2050, jämfört med genomförda investeringar sedan 1960, per anläggningskategori (övre figur) och syfte (nedre figur)

Reinvesteringsbehovet för regionnäten bedöms uppgå till 68 miljarder SEK i perioden 2021-2050, där de flesta investeringarna kan förväntas fram till 2030.

Behov av nyinvesteringar i produktionsscenarierna

Behovet av *nyinvesteringar* uppkommer primärt av fyra drivkrafter; nyanslutning av ny elproduktion, nyanslutning av ny elförbrukning, marknadsintegration och systemförstärkning. Scenariernas antaganden belastar stam-, region- och lokalnät på olika sätt. Kostnaden för *marknadsintegration* med andra länder efter 2027 uppskattas baserad på Swecos antaganden om en fortsatt europeisk och nordisk marknadsintegration samt kostnader för tidigare projekt. Överföringskapaciteten mellan länderna antas vara lika i alla scenarier. Behovet för marknadsintegration mellan elområden har tagits fram genom simuleringar i Swecos elmarknadsmodell Apollo, där en maximal tolererad prisskillnad mellan angränsade elprisområden har satts till 1,5 EUR/MWh i årsgenomsnitt. Överskrids denna skillnad så måste förstärkningar i snitten tillkomma för att minska skillnaderna.

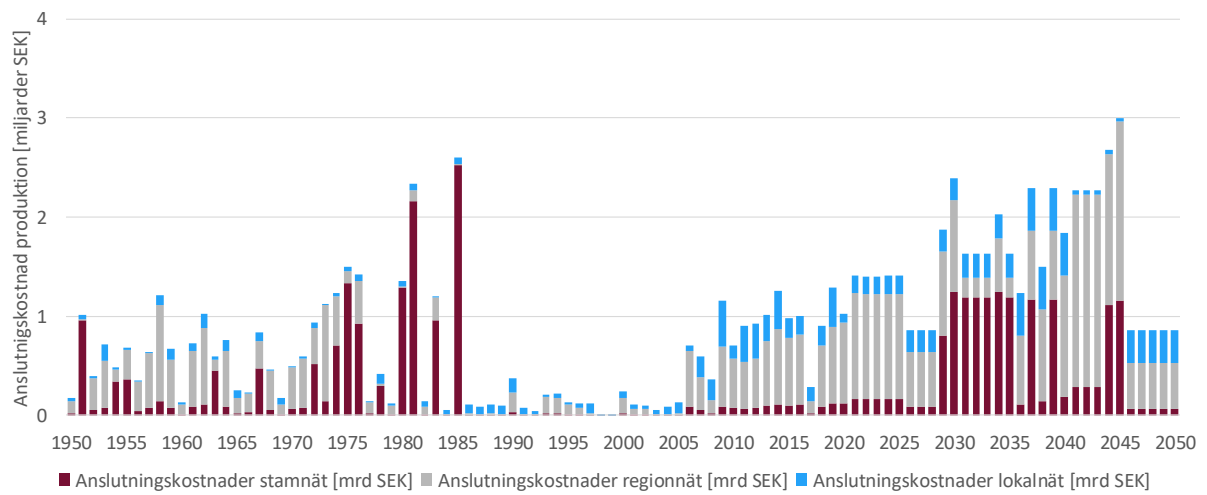
I "Förnybart centraliserad" finns ett stort överföringsbehov genom Sverige från norr till söder, i "Förnybart decentraliserad" dämpas behovet av transmissionskapacitet något tack vare minskat överskott i SE1 och SE2, lokala energilager och lokal elproduktion som gör att mindre el behöver överföras i

transmissionsnätet. I "Förnybart och kärnkraft" påverkas inte transmissionsmönstren i lika hög utsträckning och behovet av marknadsintegration mellan elområden minskar i förhållande till de andra scenarierna.

Systemförstärkningar är investeringar i stamnätet som görs för att stärka eller upprätthålla driftsäkerhet och därmed långsiktig leveranssäkerhet i kraftsystemet, även om investeringarna inte kan relateras till någon specifik anslutning eller marknadsbehov. Behovet av dessa investeringar uppstår till följd av fortgående förändringar i exempelvis produktionsmix, uttagsmönster, stabilitet och effektflöden. Detta förstärkningsbehov är mycket svårt att uppskatta på grund av komplexiteten i nätet. Vi har i denna studie förenklat till att de följer investeringar för marknadsintegration. *Systemförstärkningsbehovet* inom elområden uppskattas vara direkt relaterad till marknadsintegrationen.

Investeringar för nyanslutning krävs för den elkonsumtion som tillkommer. I samtliga scenarion har ökat behov av datahallar, elektrifiering av industrin, anslutning av elbilsladdning samt nytillkomna anslutningar av bostäder inkluderats. Anslutningskostnaderna är dock desamma i samtliga scenarier då den antagna konsumtionen antas vara samma i alla tre scenarier. Vid beräkning av nyansluten konsumtion har hänsyn tagits till vilken nätnivå och vilket elprisområde den nya produktionen ansluts. Vid redovisningen tas hänsyn till på vilka nätnivåer den tillkommande förbrukningen väntas anslutas, baserat på anslutningseffekten, så att exempelvis vindkraftparker med mer än 300 MW effekt ansluter direkt till stamnätet, medan parker med mer än 100 MW ansluter till regionnätet.

Kostnaderna för anslutningen av ny elproduktion är starkt beroende av respektive produktionsscenario. Olika produktionslag ansluts på olika spänningsnivåer framförallt på grund av ansluten effekt och påverkar därmed olika delar av elnätet. Småskalig produktion som solkraft ansluts huvudsakligen till lokalnäten, medan storskalig elproduktion som havsbaserad vindkraft och landbaserad vindkraft med mer än 300 MW ansluts till stamnätet. Medelstor produktion ansluts till regionnätet. De tre produktionsscenarierna innebär att olika mycket ny produktionskapacitet måste anslutas vid olika delar av nätet och på olika spänningsnivåer. Storleken på en standardinvestering vid nyanslutning antas vara omkring 0,5 miljon SEK per MW installerad effekt. Den resulterande kostnaden räknas som en kostnad för nätet och inte den nya elproduktionen. Totala kostnaden för nyanslutning av ny elproduktion är störst i "Förnybart decentraliserad" och den totala anslutningskostnaden uppgår till 57 MSEK. I "Förnybart centraliserad" är motsvarande kostnad 48 miljarder SEK och i "Förnybart och kärnkraft" 34,5 miljarder MSEK.



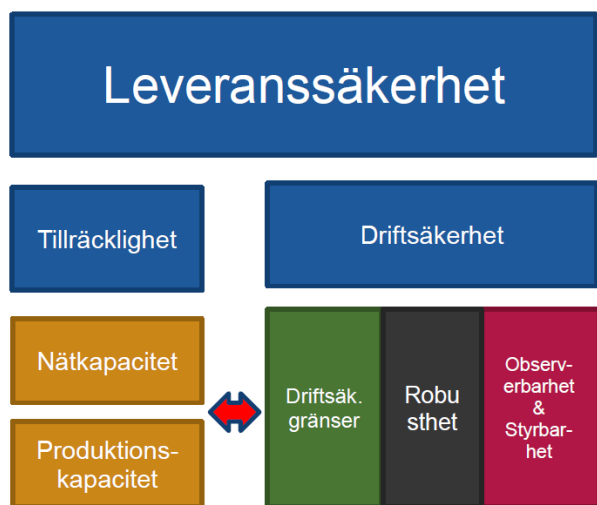
Figur 22: Nyanslutningar elproduktion, "Förnybart centraliserad"

Systemtjänster

Produktionsscenarierna och nätinvesteringsdelarna av studien har beskrivit det som behövs för att ha en tillräcklighet i systemet, vilket ger vissa behov av tjänster, men även vissa förmågor att tillgå i systemet för att skapa driftsäkerhet. I detta avsnitt ser vi till kraftsystemets behov av förmågor för att skapa driftsäkerhet, hur dessa behov möts av de givna produktionsparkerna, och hur eventuellt kvarstående behov kan mötas. I fokus är frekvens, balans och spänning.

Frekvens och balans är i stor utsträckning en nordisk snarare än en nationell fråga, men då studien fokuserar på det svenska kraftsystemet och kostnaden för detta studerar vi dessa ur ett svenskt perspektiv, vilket är en förenkling. Spänning är dock en lokal regional fråga.

Behoven som analyseras relaterar framförallt till driftsäkerhetsdelen av leveranssäkerhetsfiguren från Svenska kraftnät (Svk). Samtidigt är det viktigt att framhålla att alla aktörer i kraftsystemet samverkar och att tillräcklighet och driftsäkerhet går hand i hand och påverkar varandra. Vad gäller robusthet förutsätter vi i den här delen av studien att investeringar i nät och produktion har gjorts på ett sätt som ger en god robusthet, exempelvis genom relevant redundans och reaktiva resurser för att kompensera såväl för långa överföringar som lågt lastade kabelnät.



Figur 23: Leveranssäkerhet. Källa: SvK

Om man ser till den leveranssäkerhet vi har idag så påverkas den av en stor mängd faktorer som elförbrukningsvariationer, väder, de produktionsanläggningar vi har i systemet, överföring- och distributionsnätens dimensionering och topologi, kravställningen på frekvensreglerprodukter, elmarknadens utformning, kompetens och erfarenhet hos personerna som arbetar med kraftsystemet, och så vidare.

Att få en heltäckande bild av systemets behov och förmåga till driftsäkerhet, är ett omfattande arbete som inte kan utföras fullt ut i den här studien. Istället betraktas ett förenklat och avgränsat urval

av tjänster som bygger på dagens utformning av FCR och FRR (se nedan), och förmåga till spänningsreglering. Vi tittar också på några egenskaper som ger en indikation om vilka utmaningar kraftsystemet måste hantera. Vi gör en indelning enligt följande:

- Frekvensstabilitet – snabba reserver och svängmassa
- Balans och frekvenskvalitet (långsammare frekvensvariationer) – återställande reserver och icke-planerbar produktion
- Spänningsstabilitet – förmåga för reaktiv effekt

För de första två punkterna försöker vi kvantifiera vilka förmågor som behöver finnas i systemet, och undersöker om de finns i den befintliga produktionsapparaten med den kapacitet som kvarstår varje timme. Utöver det undersöker vi indikatorer som kan säga något om hur eller hur mycket dessa förmågor behöver användas. Vad gäller spänningsstabilitet är det väldigt svårt att kvantifiera behovet. Istället undersöker vi förmågan till produktion av reaktiv effekt i den aktuella produktionsapparaten, och ser hur den förändras över tid och i scenarierna.

Stödtjänster idag

Dagens utformning av reserver består av FCR (Frequency Containment Reserves) och FRR (Frequency Restoration Reserves). FCR levereras av anläggningar som själva känner av frekvensavvikelser och ändrar sin uteffekt därefter. De delas in i FCR-N (Normal) som aktiveras inom frekvensbandet 49,9-50,1 Hz, och FCR-D (Disturbance) som aktiveras vid en frekvens under 49,9 Hz. Automatisk FRR (aFRR) aktiveras via en central styrsignal vid frekvensavvikelser, medan manuell FRR (mFRR) aktiveras efter begäran från Svk.

Reglerbehov finns vid såväl för höga som för låga frekvenser, men historiskt sett har underfrekvenser varit mer utmanande. Utöver ovanstående tjänster finns den så kallade störningsreserven som ska kunna användas vid störningar för att snabbt (inom 15 minuter) återställa elsystemet, även vid det största (dimensionerande) felfallet. Idag utgörs störningsreserven av en installerad effekt på ca 1 350 MW. När vi i den här studien analyserar behovet av reserver i de tre scenarierna utgör dessa reserver en bas. Notera att effektreserven inte räknas som en systemtjänst i denna studie, utan finns med som en spetslastproduktion under produktionskostnader.

Tabell 6 Volymkrav och egenskaper hos balansreserver idag.

Reserv	FCR-N	FCR-D	aFRR	mFRR
Volymkrav i Sverige	ca 200 MW	Ca 400 MW	Ca 150 MW	Ingen definierad volym
Upp/ned	Symmetrisk produkt	Uppreglering vid låg frekvens	Behov av reglering uppåt och nedåt men separata bud	Historiskt sett inte problematiskt med nedregleringsbud (hög frekvens)

Vad gäller spänningshållning regleras i viss mån utbytet av reaktiv effekt i anslutningspunkter, föreskrifter och avtal. Behovet av spänningsreglering beror på kraftsystemets utformning och aktuella driftförhållanden, och är en parameter med lokal prägel. Idag ges ersättning i vissa fall till anläggningar som levererar stöd i spänningshållningen utöver det som normalt krävs av dem. Spänningen är en parameter som regleras lokalt, och eftersom antalet aktörer i en given punkt är mycket få (ofta en) är förutsättningarna för att skapa en marknad mycket begränsad. Att kvantifiera vilken förmåga

till spänningsreglering som behövs för att uppnå en tillräcklig spänningsstabilitet är mycket svårt. I den här studien har vi istället tittat på förmåga till produktion av reaktiv effekt hos produktionsanläggningar som en indikator.

Frekvensstabilitet

Enkelt uttryckt behöver kraftsystemet reagera tillräckligt mycket, tillräckligt snabbt och tillräckligt samordnat på förändringar i frekvens för att systemet ska hållas i normaldrift. Systemets sammanlagda synkrona tröghetsmoment, eller svängmassa, återspeglar en inneboende motståndskraft mot frekvensförändringar. Utöver det regleras en del kraftverk för att reagera på frekvensförändringar. Det svar på frekvensändringar som kraftsystemet behöver ordnas genom att utforma kravspecifikationer för olika frekvensregleringstjänster och att säkerställa tillgång till rätt mängd av dem.

Vad gäller tjänster är det primärt FCR-D och FCR-N som säkerställer frekvensstabiliteten, men även aFRR och mFRR bidrar till den totala bilden. Tjänsterna är utformade för att reagera olika snabbt, och på delvis olika signaler, men har alla som funktion att säkerställa att frekvensen hålls inom gränserna för normaldrift.

Utformningen av reserver som beskrivits ovan är inte given i en framtid – snarare kan man tvärtom förvänta sig en viss utveckling för att möta kraftsystemets förändrade behov. En ännu snabbare tjänst, FFR (Fast Frequency Response) diskuteras. Specifikationerna för FCR-N kan komma att ändras, och vissa av dagens leverantörer av FCR-N kan komma att vara mer lämpade att leverera aFRR. aFRR ska utvecklas till en kapacitetsmarknad, och volymen aFRR och antalet timmar som den kontrakteras ska ökas. De frekvensbaserade stödtjänsterna behöver också kunna reagera på både låga och höga frekvenser, dvs. kunna både öka och minska sin produktion. Huruvida samma behov finns för upp- och nedregleringsförmåga är också något som kan utvecklas över tid.

Utformningen av de olika tjänsterna har ett inbördes beroende, till exempel hur fort de avlöser varandra. Men behovet av frekvensreglering bygger också på egenskaper hos det specifika systemet och dess aktuella driftsituation, exempelvis svängmassan och det så kallade dimensionerande felet. Det dimensionerande felet är det största felet - tex bortfallet av den största produktionsanläggningen i synkronområdet - som kan inträffa och som kraftsystemet behöver klara av. I de tre scenarier som analyseras, och över tiden fram till 2045, skiljer sig det dimensionerande felet inte särskilt mycket, sett till installerad kapacitet. Även om kärnkraften stängs i Sverige finns det kärnkraft kvar i Finland samt likströmsledningar på 1 400 MW i Norge. Vad som är dimensionerande fel vid respektive drifttimme har dock inte analyserats.

Behovet av systemtjänster vad gäller frekvensstabilitet undersöks dels genom att utgå från ett kapacitetsbehov (i MW) och dels genom en indikator, i detta fall svängmassa.

Tillräcklig kapacitet för frekvensreglering

Det grundläggande behovet av förmåga att leverera frekvensreserver får i studien motsvaras av dagens nivå av FCR-D och FCR-N uttryckt i MW. I alla tre scenarier finns produktionsanläggningar med förmåga till sammanlagt ca 600 MW snabb reglering både uppåt och nedåt i Sverige. En stor del av kapaciteten finns hos vattenkraft med magasin, även givet ett antagande om att 20 % av den installerade kapaciteten vattenkraft är otillgänglig. Vi noterar dock att en förändrad kravbild för FCR eller en snabbare FFR-tjänst kan komma att exkludera uppskattningsvis upp till 50 % av vattenkraftverken (de med Kaplan turbin) från att kunna leverera dessa tjänster, eftersom de inte är snabba nog. Dessa

kraftverk kan dock vara väl lämpade för aFRR. Det är viktigt att skapa förutsättningar för andra aktörer att komma in i marknaden, vilket förutom tekniska förutsättningar kräver en dialog och samverkan vid marknadsutvecklingen.

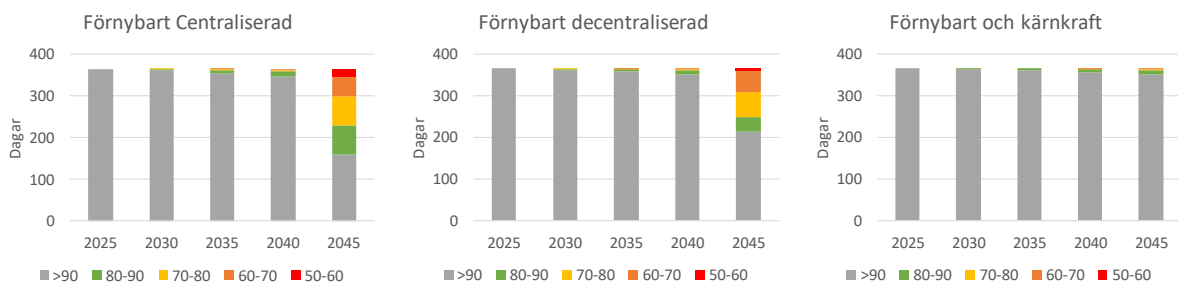
Svängmassa

Utöver det grundläggande kapacitetsbehovet låter vi behovet av frekvensstabiliserande systemtjänster återspeglas av systemets svängmassa. Vi vill poängtera att det inte är svängmassan i sig som är behovet, utan systemets förmåga till att hålla frekvensen stabil. Men ju mindre svängmassa, desto mer välutvecklade tjänster och andra åtgärder behövs.

I rapporten Stabilitet i det nordiska kraftsystemet⁶ görs en uppskattning om att synkronområdet behöver en rörelseenergi på minst 90 GWs vid 50Hz. Under detta värde riskeras att frekvensen understiger 49 Hz vid dimensionerande fel, givet dagens utformning av reserver. Under varje timme då rörelseenergin understiger 90 GWs ökar behovet av systemtjänster för frekvensstabilitet. Den här indikatorn ger framförallt möjlighet jämföra utvecklingen över tid i de olika scenarierna, men beskriver inte vad som faktiskt behöver göras i systemet. Möjliga åtgärder omfattar nedreglering av största produktionsanläggningen om den utgör dimensionerande fel, snabbare frekvensregleringstjänster inklusive snabb frånkoppling av förbrukning, eller kontraktering av svängmassa. Under 2018 arbetade SvK med just en sådan avhjälpande åtgärd, där dimensionerande fel minskas genom nedreglering av största produktionsanläggningen. I samband med detta redovisas att en nedreglering på 100 MW motsvarar kompensation av 20 GWs. Man ska inte förvänta sig ett linjärt samband, men som en indikation i denna studie används sambandet 5 MW/GWs.

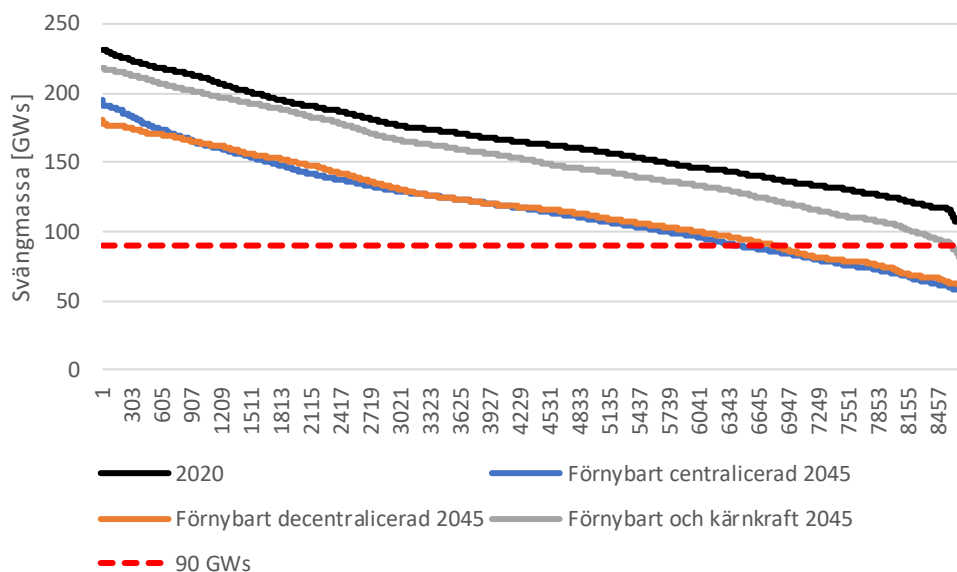
I samtliga scenarier underskrids 90 GWs först vid 2030. Den mest dramatiska skillnaden är dock vid 2045 när kärnkraften helt lagts ned i två av scenarierna. Som mest ser vi i dessa scenarier ca 2 000 timmar, eller uppåt en fjärdedel av tiden, då rörelseenergin understiger 90 GWs, se Figur 24.

I Figur 25 visas rörelseenergin i systemet vid 2020 och 2045 i alla tre scenarier. De stora skillnaderna jämfört med 2020 kommer av att mängden kärnkraft minskar. Vid värden nedåt 55-65 GWs, som förekommer i samtliga scenarier, kan antas att nedreglering av stora produktionsanläggningar är otillräckligt som avhjälpande åtgärd, och att andra alternativ behöver utvecklas. I dagsläget diskuteras så kallad FFR som ett komplement till FCR-D, vilket kan stötta vid snabba förlopp (transienter), men andra mekanismer kan också behövas för att ge systemet småsignalstabilitet.



Figur 24: Antal dagar med lägre svängmassa än motsvarande 90 GWs.

⁶ Sweco, Stabilitet i det nordiska kraftsystemet, en rapport till Uniper, 2016



Figur 25: Varaktighetsdiagram för rörelseenergi i systemets synkrona svängmassa vid 2020 samt 2045 för alla tre scenarier.

Balans och frekvenskvalitet

Systemet behöver inte enbart snabb respons på förändringar i frekvens, utan även mer varaktiga förändringar i produktion eller förbrukning för att systemet ska hållas i balans. Långsammare, eller mer sent aktiverade reserver har också funktionen att "ta över efter" eller återställa de snabbare reserverna.

Kapacitetsbehovet för återställande reserver kan relateras till dimensionerande fel eftersom det i värsta fall är just största produktionsanläggning eller importförbindelse som fallit bort. De snabba reserverna ska då fånga upp frekvensen, men behöver snabbt bli avlastade eller återställda för att kunna hantera eventuella ytterligare fel. Idag finns den så kallade störningsreserven på 1 350 MW, alltså i paritet med dimensionerande fel.

Vanligtvis är det dock mindre dramatiska förlopp som behöver hanteras. Små frekvensavvikelser relativt 50 Hz justeras inte av redan aktiverad FCR. Över dygnet varierar också effektbehovet med flera tusen MW vilket kan bidra till obalanser. Obalanser beskrivs i Svks Systemutvecklingsplan utifrån bakomliggande orsaker:

- strukturella
 - pga marknadsutformning
 - pga begränsningar i effektändringshastighet
- felaktiga prognoser
- störning - oplanerade större händelser
- stokastisk - oplanerade mindre händelser
- specialregleringar utförd av systemoperatör pga nätskäl
- strategisk – planer som ej följs.

Sammantaget gör vi en bedömning att behovet av kapacitet (MW) för balanserande reserver inte förändras i någon större utsträckning, däremot att utformningen av tjänsterna kan ändras för att bättre

möta kraftsystemets behov, samt att omfattningen av hur mycket eller ofta reserverna används kan öka. Detta sker både till följd av större andel oplanerbar produktion och ökad förekomst av händelser (störning och stokastisk) i enlighet med Svks Systemutvecklingsplan.

Givet en allt större andel oplanerbar produktion, och därmed större förändringar i nettolast, ökar risken för större behov av balansreserver. Goda prognoser för såväl produktion som förbrukning, och tydliga incitament för balansansvariga att hålla sin balans inom en allt kortare tidsrymd motverkar dock detta.

Behovet av systemtjänster för balansreglering undersöks dels genom att utgå från ett kapacitetsbehov (i MW) och dels genom två indikatorer: dels andelen oplanerbar och icke-synkron produktion i systemet och dels förändring i nettolast från en timme till nästa.

Tillräcklig kapacitet för balansreglering och återställning

För behovet av kapacitet tar vi avstamp i dagens FRR och störningsreserv.

Störningsreserven antas fortsätta vara en volym motsvarande dimensionerande fel. Eftersom fler händelser (fel) förväntas med ett mer komplext system, reserverar vi störningsreserven i analysen, och låter inte dessa resurser utgöra någon del av mFRR-kapaciteten.

Volymen av mFRR har tidigare inte specificerats tydligt eftersom tillgången inte varit problematisk. Nedregleringsbud har heller inte varit ett problem tidigare, men den senaste tiden har behovet vid några tillfällen varit större än tillgängliga bud.

Redan nu är det aviserat att volymen aFRR ska utökas från 300 MW i Norden till 600 MW inom de närmaste åren. Vi antar att Sveriges andel utökas proportionerligt från dagens ca 150 MW till 300 MW. För mFRR, vars volym tidigare inte har specificerats, antar vi att det behövs en sådan volym att den kan återställa hela volymen av FCR-D, FCR-N och aFRR, dvs 900 MW.

Vi konstaterar att de förmågor till varaktig reglering som behövs finns i systemet. Vi ser dock redan idag att förmågor kan finnas i systemet utan att de för den skull görs tillgängliga som marknadsbud – exempelvis vad gäller nedregleringsbud. För att förmågorna ska finnas tillgängliga behövs en god dialog och samverkan mellan systemoperatörerna och övriga aktörer i kraftsystemet.

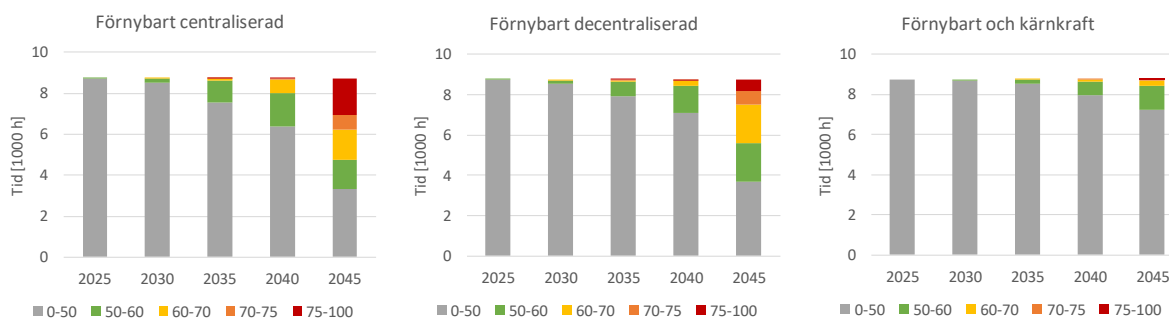
Oplanerbara produktionskällor och ändringar i nettolast

Utöver tillräcklig kapacitet för balansering låter vi oplanerbar produktion vara en indikator för behovet av balanserande systemtjänster. I den här analysen inkluderas vindkraft och sol. Även andra källor där produktionen förutspås, men inte planeras, och där resursen spills om den inte används i stunden skulle kunna ingå här. Merparten av denna produktion är icke-synkron, dvs genereras inte av så kallade synkrongeneratorer (generatorer där rotorn har en rotationshastighet som är direkt kopplad till den elektriska frekvensen).

Det irländska synkronområdet skiljer sig på flera sätt från det nordiska både i storlek, förutsättningar i produktionsparken och uppbyggnad av marknad för reserver. Man arbetar dock mycket aktivt med att skapa förutsättningar för mycket stora andelar variabel förnybar produktion i systemet. Det kräver både utveckling av systemtjänster och samverkan i kraftsystemet. Man har där använt sig av ett begrepp som beskriver andelen icke-synkron produktion i systemet – SNSP (System Non-Synchro-

nous Penetration). Under 2018 har uppnåddes en maximal nivå av 65 %, och ambitionen är att möjliggöra 75 %. En tydlig signal ska ges till aktörerna genom att prissätta systemtjänster högre vid hög SNSP. Olika bristfaktorer, eller scarcity scalars, appliceras vid 60-70% SNSP och 70-75%, och vissa tjänster behövs inte vid låg SNSP. Arbetet med SNSP återspeglar inte bara behov av balansering, utan även frekvens- och spänningsstabilitet, och indikatorn är, liksom svängmassan, en tydlig markör för utmaningar i kraftsystemet. I den här studien låter vi SNSP indikera en mer frekvent användning av balansreserver. Det kan också ses som en indikation på andra åtgärder som kan krävas tex för att balansansvariga ska lyckas med sin balans, exempelvis ersättning för flexibilitet eller prognosverktyg.

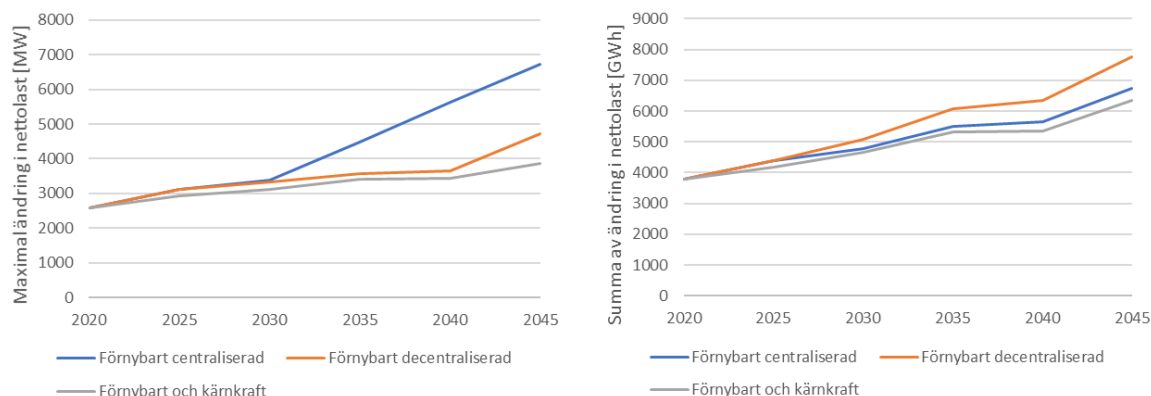
I studien har vi låtit SNSP representeras av andelen sol- och vindkraft i förhållande till den totala produktionen, och inte inkluderat import eller export. I figurerna nedan visas hur SNSP utvecklas över tid i de olika scenarierna enligt marknadssimuleringarna. I samtliga scenarier överskrids 75 % SNSP vid 2045, och i två av scenarierna inträffar detta redan innan all kärnkraft har fasats ut. I praktiken är det inte osannolikt att åtgärder måste finnas för att begränsa SNSP för att säkra systemets driftsäkerhet, både för balans och frekvens. Som jämförelse noteras att vindkraften i Sverige som mest uppgick till ca 50% av förbrukningen under 2018 under en enskild timme.



Figur 26: SNSP i olika scenarier

Nettolasten är den efterfrågan som måste täckas med reglerbara kraftslag. Skillnaden i nettolast mellan en timme och nästa säger något om hur stora förändringar de reglerbara kraftslagen behöver kunna pareras. Kortare avräkningsperioder och ett tydligt incitament för balansansvariga att hålla sin balans inom avräkningsperioden ska begränsa behovet av balanstjänster, men ett visst beroende mellan ändringar i nettolast och behovet av FRR kan antas. Hur balansansvariga går till väga för att vara i balans är dock en väsentlig fråga, vad det eventuellt kostar i form av flexibilitet, spilld produktion, investeringar i lager, etc.

Den maximala skillnaden i nettolast under ett år ökar i samtliga scenarier över tid. I scenariot "Förnybart centraliserad" ökar den maximala ändringen mest. Maxvärden är ibland dimensionerande, och kan vara relevanta att undersöka även om de inte är typiska. Summan av ändringar i nettolast ger en indikation på vilka energivolymer som behöver hanteras av de reglerbara kraftslagen eller flexibilitetstjänster i och med förekomsten av icke-reglerbara produktionskällor. Även här sker en ökning över tid, men den största ökningen är i scenariot förnybart decentraliserat. En tolkning av detta är att stora vindkraftparker ger stora, enskilda ändringar i nettolast, medan solceller leder till systematiska och frekventa ändringar i nettolast. Båda medför sina utmaningar för systemet.



Figur 27: Ändringar i nettolast. Till vänster maximal skillnad från en timme till nästa. Till höger summa av ändring i nettolast för respektive år.

Spänning - reaktiv effekt

Spänningsstabilitet och spänningskvalitet handlar om såväl förmågor hos utrustning i kraftsystemet, hur överföringen är utformad och dimensionerad, som förbrukningens egenskaper och variationer. Rätt produktion och konsumtion av reaktiv effekt ger rätt spänning. Behovet har en väldigt lokal prägel, och påverkas av exempelvis långa överföringar, hur hårt ledningar är belastade och olika typer av utrustning i systemet som transformatorer, luftledningar och kablar. Snabba och stora förändringar i aktiv effekt (ström) leder också till snabba förändringar av spänning.

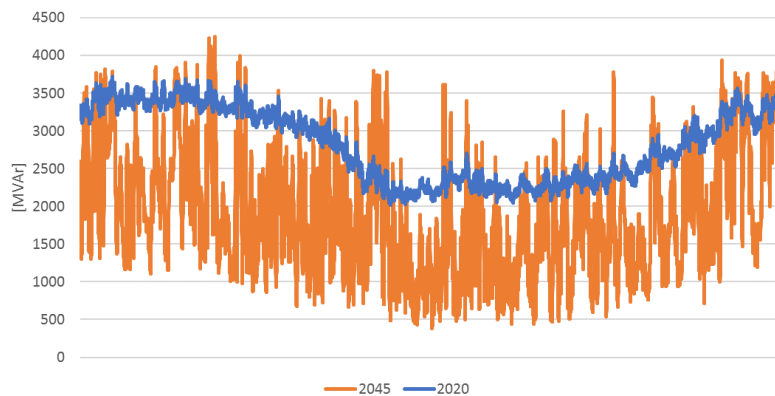
Behovet av reaktiv effekt kan inte enkelt kvantifieras men spänningsstabiliteten beror till viss del på förmågorna till produktion och konsumtion av reaktiv effekt hos de produktionsanläggningar som finns i systemet. Många reaktiva resurser finns också i nätet, och vi antar i studien att nätinvesteringar omfattar en del reaktiva resurser. Många av förmågorna i nätet, såsom lindningskopplare, reaktorer och kondensatorer, är relativt långsamma och ger en stegvis förändring. Synkronmaskiner och kraftelektronik kan däremot ge en snabbare och steglös respons.

I de kravspecifikationer som finns för produktionsanläggningar som ansluts till kraftsystemet ingår krav på förmågor som långsiktigt ger systemet nödvändiga förutsättningar för tillförlitlig drift. Hur dessa förmågor används kan variera över tiden. Detta gäller exempelvis förmågan till att olika snabbt eller varaktigt ändra sin uteffekt vilket kan användas i form av olika frekvensreglerprodukter. Även förmågan till att producera eller konsumera reaktiv effekt är en sådan förmåga. Hur denna förmåga används regleras idag i Sverige framförallt i anslutningsavtal. Stöd utöver det som är den normala driften ersätts i vissa fall.

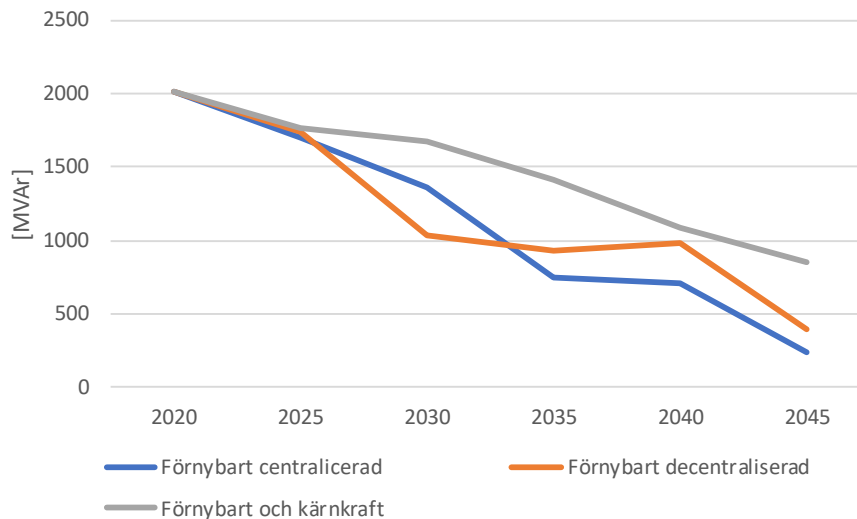
I den här studien har förmågan till produktion av reaktiv effekt studerats då själva behovet inte kunnat kvantifieras. Eftersom det är en parameter med lokal prägel har en indelning i elområden gjorts. I praktiken är behovet ännu mer lokalt. Den tillgängliga förmågan till produktion av reaktiv effekt baseras på kravbilderna som finns idag och antaganden om storleken på produktionsanläggningarna. Förmågan som krävs är att större anläggningar ska kunna producera reaktiv effekt motsvarande en tredjedel av sin aktiva uteffekt, och är alltså inte beroende bara av installerad effekt, utan också den aktuella produktionen. Även förmågan till att konsumera reaktiv effekt krävs på liknande sätt. Hur, eller hur mycket av den tillgängliga förmågan som faktiskt används framgår inte av analysen, men en skillnad i tillgänglig förmåga kan innebära en påverkan på spänningsstabiliteten.

I Figur 28 visas den tillgängliga förmågan till produktion av reaktiv effekt vid år 2020 samt 2045 i SE3 i "Förnybart centraliserad". Variationen i tillgänglig förmåga ökar mycket, och slående i alla scenarier är att det under många drifttimmar finns en mycket lägre tillgänglig förmåga i SE3 2045 jämfört med 2020, vilket kan leda till utmaningar vad gäller spänningsstabilitet, se Figur 29. I övriga elområden, med undantag för SE2 i "Förnybart centraliserad", ökar den tillgängliga förmågan till produktion av reaktiv effekt över tiden.

För att bibehålla samma förmåga till produktion och konsumtion av reaktiv effekt kan utrustning dedikerat för detta, exempelvis så kallad SVC eller synkronkompensatorer, byggas på relevanta platser i nätet. Ett möjligt alternativ är också att befintliga produktionsanläggningar bidrar utöver det som är kravställt idag, antingen genom ändrade krav eller mot en ersättning. Kostnaden för detta torde dock som mest vara i paritet med investeringskostnaden för motsvarande mängd SVC eller liknande.



Figur 28: Den tillgängliga förmågan till produktion av reaktiv effekt i SE3 varierar mycket under året vid år 2045 jämfört med år 2020 i "Förnybart centraliserad".

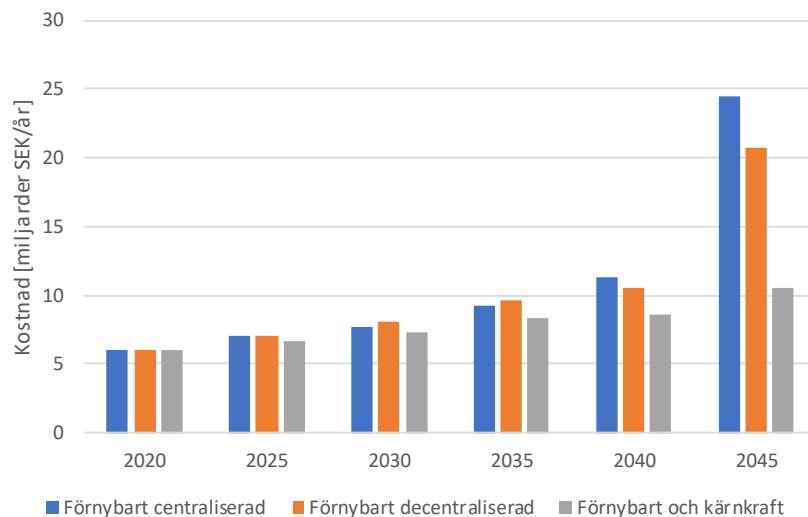


Figur 29: Minsta tillgängliga förmåga till produktion av reaktiv effekt minskar i SE3 i samtliga scenarier.

Kostnad för systemtjänster

Behovet av systemtjänster för en tillförlitlig drift av kraftsystemet kommer att förändras med tiden. I alla tre scenarier ser vi ett händelseförlopp som utmanar frekvensstabilitet, effektbalans och spänningsstabilitet. Behovet av förmågor för driftsäkerhet kommer sannolikt tillgodoses genom en palett av tjänster, krav och utrustning. Kostnaden för dessa är svår att kvantifiera på ett sätt som är relevant i absoluta termer, men kan vara illustrativ vad gäller utveckling över tid och i de olika scenarierna.

För frekvensstabilitet och balans har en grundläggande förmåga konstaterats finnas i systemet i form av tillgänglig kapacitet i produktionsparken. Därmed behöver inte särskilda investeringar göras för att bygga anläggningar specifikt för detta. Vi antar en grundkostnad för balansreglering på 6 miljarder kronor per år. Det är ungefär genomsnittet för åren 2017 och 2018 enligt årsredovisning från Svenska kraftnät. År 2018 har noterats som ett ovanligt dyrt år för reserver, med en krånglig vårflood och senare torka. Huruvida det blir representativt för framtidens väder ligger utanför den här studiens scope. Den valda grundkostnaden ger snarast en storleksordning.



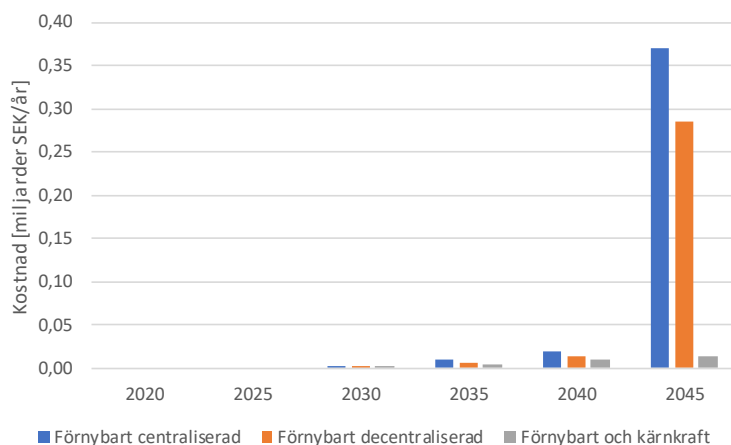
Figur 30: Uppskattad kostnad för balansreglering (inklusive kostnader för avhjälpande av brist på svängmassa)

Utöver detta har tre indikatorer använts – svängmassa, icke-synkron produktion (SNSP) och ändring i nettolast. Svängmassa och SNSP är besläktade och indikerar till stor del samma utmaningar. En skillnad skulle tex kunna vara om produktionskapacitet växlar mellan kärnkraft och vattenkraft – då skulle svängmassan förändras, men inte SNSP.

SNSP och ändring i nettolast har använts för att beräkna en kostnad för balansreglering baserat på den andel av balansregleringskostnaden som inte utgörs av automatiska reserver (FCR-N, FCR-D och aFRR). För SNSP handlar det om att använda faktorer som bygger på de som används i det irländska systemet. Där finns ingen faktor för SNSP över 75%, och i analysen har vi valt en faktor motsvarande 8. För ändringar i nettolast har både den maximala skillnaden från en timme till nästa som den sammanlagda skillnaden i nettolast använts i beräkningen. Systemtjänsten som motsvaras av den här kostnaden kan mycket väl vara genom en balanseringsreserv liknande dagens mFRR. Såväl produktion som förbrukningskällor kan tänkas leverera tjänsten. Givet en marknad liknande den som finns i Norden är det dock

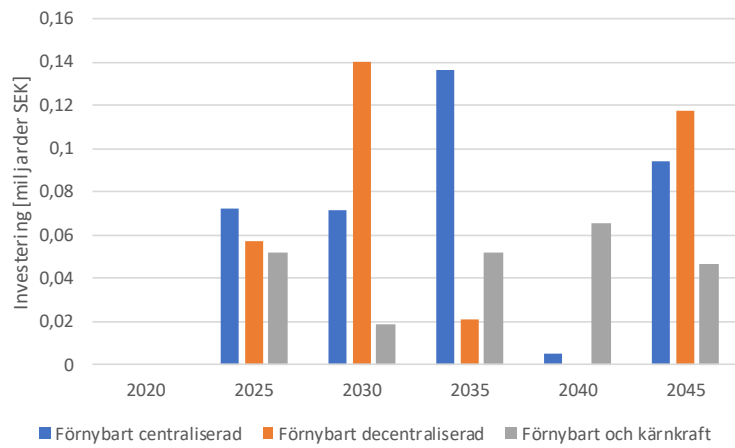
oklart om priset verkligen skulle utvecklas på det här viset. Det är inte självklart att balanseringsbehovet ökar i takt med SNSP om tex balansansvaret utvecklas på ett sätt som gör att balansansvarig håller sin balans inom allt kortare tidsrymd. Även detta ska dock ses som förenat med en kostnad om produktion och förbrukning inte naturligt korrelerar. Vid risk för hög SNSP är det också tänkbart att andra åtgärder krävs av stabilitetsskäl som begränsar SNSP. Exempelvis skulle vind- eller solproduktion begränsas antingen som åtgärd eller genom någon tjänst som säkrar en högre andel planerbar eller synkron produktion. Båda varianter faller antagligen ut som en kostnad som träffar alla användare av kraftsystemet.

I vår kostnadsanalys har vi låtit svängmassan kopplas till en möjlig avhjälpande åtgärd för frekvensstabilitet, nämligen att dimensionerande fel minskas genom att största produktionskällan begränsas. Den praktiska systemtjänsten som kostnaden står för kan mycket väl vara just en nedreglering av största produktionskällan. Det skulle också kunna vara kapacitetsbegränsning i en överföringsförbindelse eller en snabbare frekvensreglering, FFR (Fast Frequency Response). Kostnaden bärs av alla aktörer i kraftsystemet. En nedreglering av 100 MW är i vissa fall jämförbar med 20 GWs rörelseenergi. Det här är en lösning som i vissa fall kan användas för att kompensera för 20 GWs, men kanske inte nästkommande 20 GWs, dvs. sambandet är inte linjärt. I avsaknad av en annan relation har förhållandet ändå applicerats linjärt i kostnadskalkylen.



Figur 31: Kostnad för avhjälpande av brist på svängmassa

Kostnaden för spänningsstabilitet har kvantifierats genom en investering i reaktiva, eller spänningshållande resurser motsvarande det som behövs för att bibehålla en tillgänglig förmåga till produktion av reaktiv effekt. En sådan anläggning skulle tex kunna vara en SVC (Static Var Compensator). Summeringar av saknad kapacitet har gjorts för vart femte år, och för att kompensera för detta har investeringar under föregående fem år antagits. Den här typen av investering görs redan idag av systemoperatörer, och det är en trolig lösning på behovet. Som alternativ skulle det också kunna tänkas vara en något som mer systematiskt levereras av produktions- eller förbrukningsanläggningar som har sådan förmåga, eventuellt efter viss teknisk anpassning. Eftersom behovet är mycket lokalt är konkurrens- och möjligheterna mycket begränsade.



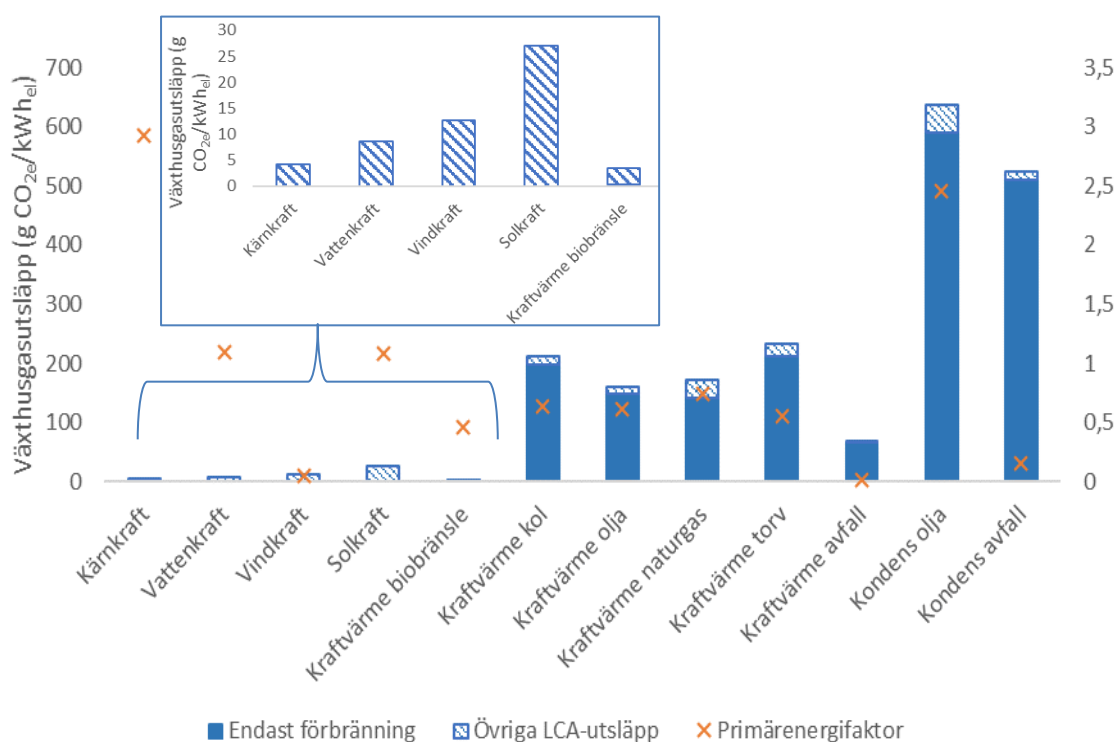
Figur 32: Uppskattat investeringsbehov i spänningshållande resurser för respektive scenario

Klimatpåverkan och resursanvändning

En översiktlig beräkning av klimatpåverkan och resursanvändning har gjorts historiskt och för de tre produktionsscenarierna. Klimatpåverkan har beräknats som utsläpp av växthusgaser (koldioxidekvivalenter) och resursanvändning som primärenergi från det svenska elproduktionssystemet. Beräkningarna av klimatpåverkan är gjorda både i livscykelperspektiv och för enbart förbränningsutsläpp. Ett resonemang förs även om framtida utveckling av de olika elproduktionsteknikerna och hur den kan påverka utsläppen från idag till 2045.

Ingångsdata till beräkningarna

Beräkningarna är baserade på kända emissions- och primärenergidata från olika energislag som används för elproduktion. De flesta data är hämtade från Miljöfaktaboken 2011⁷ och från Vattenfalls Miljövarudeklarationer för elproduktion⁸. I Figur 33 visas emissionsfaktorer för produktion av el med olika energislag uppdelat på utsläpp som sker vid förbränning och utsläpp som sker i övrigt i livscykeln.



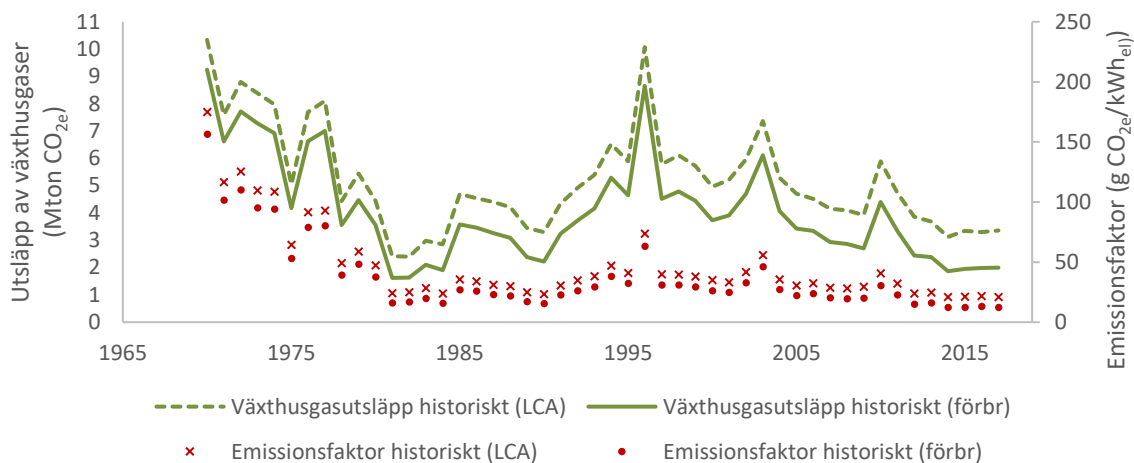
Figur 33. Emissionsfaktorer och primärenergifaktorer för olika kraftslag.

⁷ Gode J. m.fl. Miljöfaktaboken 2011 – Uppskattade emissionsfaktorer för bränslen, el, värme och transporter. Värmeforsk rapport 1183, 2011

⁸ Vattenfall EPD for electricity from Vattenfall's Nordic Hydropower (2018), EPD for electricity from Vattenfall Nuclear Power Plants (2016), EPD for Vattenfall's Nordic Wind Farms (2019)

Historisk klimatpåverkan från svensk elproduktion

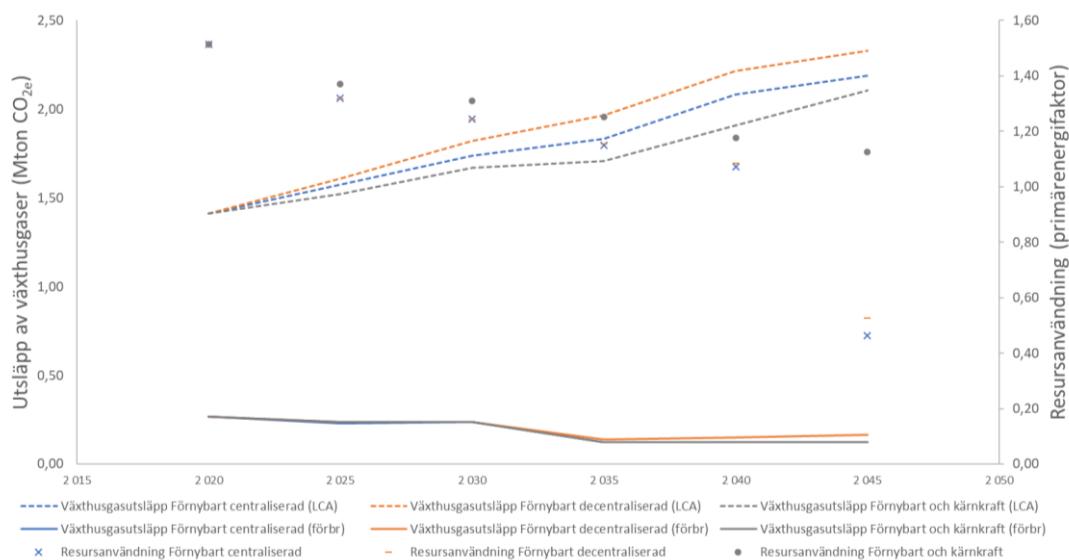
I Figur 34 visas historisk klimatpåverkan (1970-2017) mätt som växthusgasutsläpp samt emissionsfaktor. Värdena visas både för enbart förbränningsutsläpp och i livscykelperspektiv där även utsläpp kopplade till exempelvis utvinning och transport av bränslen ingår.



Figur 34. Historisk klimatpåverkan från svensk elproduktion mätt som utsläpp av växthusgaser (Mton CO_{2e}) samt emissionsfaktor (g CO_{2e}/kWh_{el}). Värden visas både för enbart direkta utsläpp vid förbränning och som utsläpp i livscykelperspektiv.

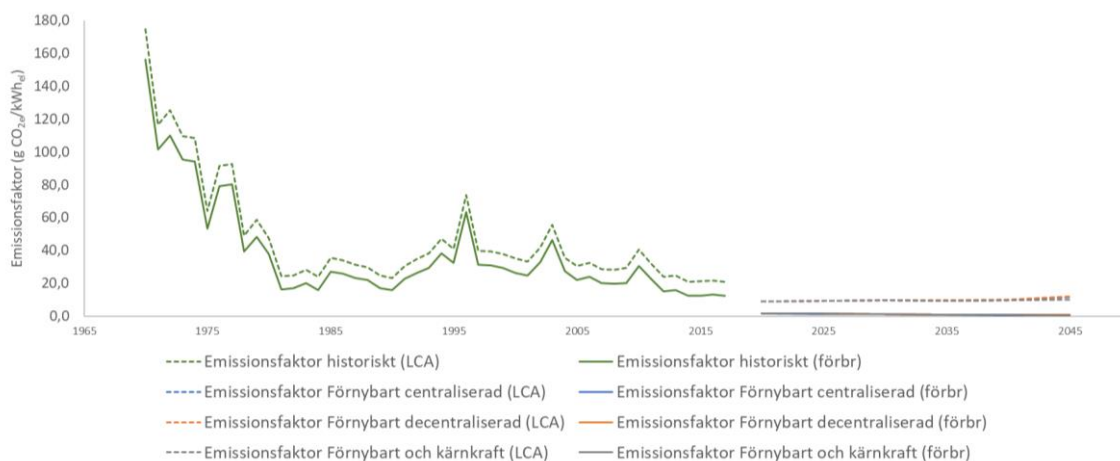
Klimatpåverkan och resursanvändning i de tre framtidsscenierna

Klimatpåverkan och resursanvändning har beräknats för de tre framtidsscenierna som presenteras i denna rapport. Resultaten redovisas i Figur 35. Av figuren framgår tydligt att emissionerna främst utgörs av andra utsläpp än från förbränning. Förbränningsutsläppen är nära noll år 2045. En liten andel finns dock kvar främst från förbränning av avfall som innehåller plast av fossilt ursprung. Om dessa utsläpp kan avskiljas och lagras (CCS) så kan utsläppen bli noll eller till och med negativa.



Figur 35. Klimatpåverkan och resursanvändning i de tre scenarierna. Förbränningsutsläppen 2040-2045 för scenarierna "Förnybart och kärnkraft" och "Förnybart och centraliserad" överlappar och därför syns inte kurvan för "Förnybart och centraliserad".

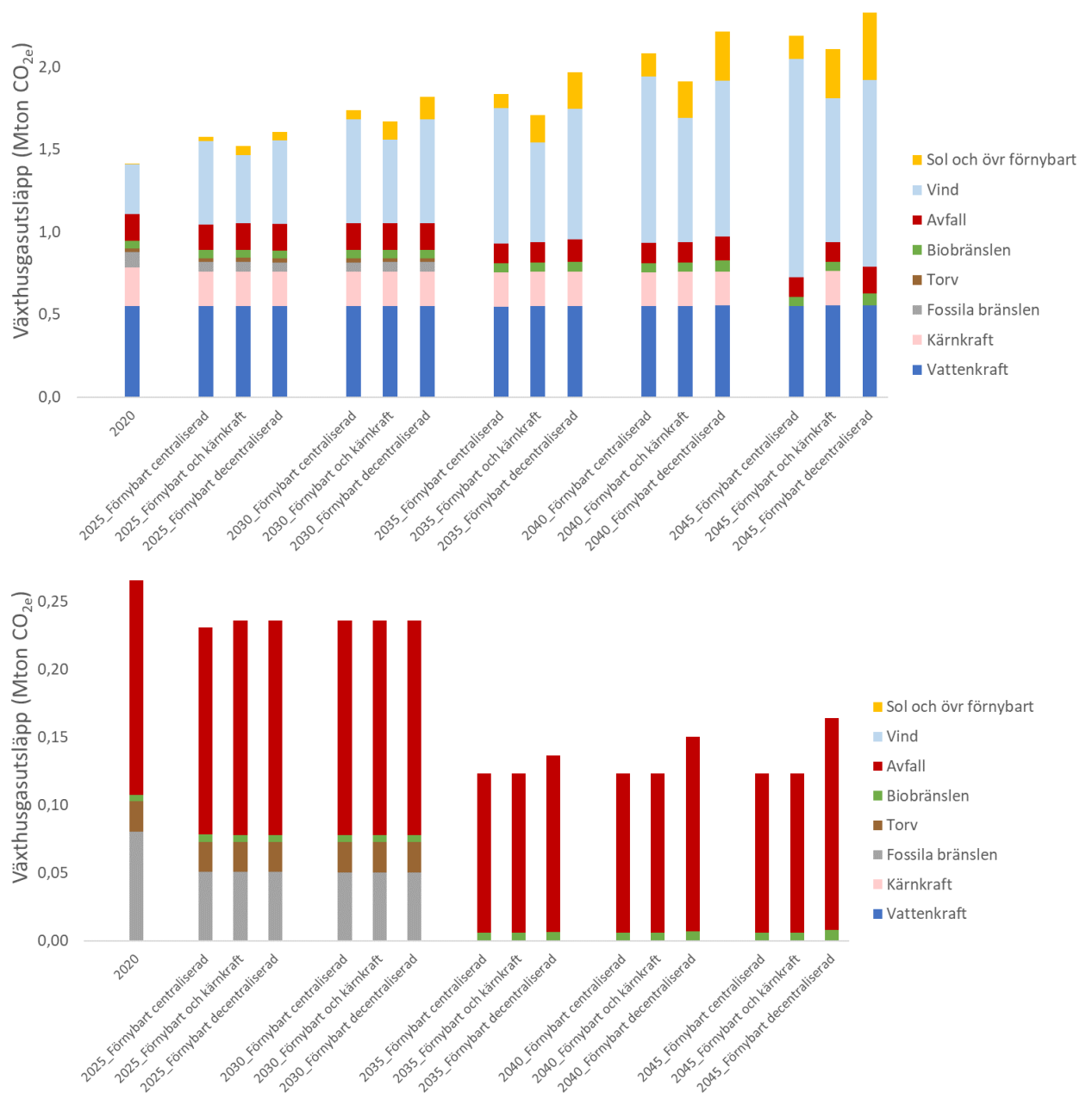
För att sätta klimatpåverkan i lite perspektiv jämförs i Figur 36 den totala emissionsfaktorn för elproduktion dels historiskt, dels i de tre framtida scenarierna. Av figuren framgår tydligt den utveckling som skett sedan 1970 och att de framtida emissionsfaktorerna för elproduktion kommer att vara mycket låga.



Figur 36. Emissionsfaktor för elproduktion historiskt och i de tre scenarierna. Framtidssceniernas värden överlappar. Med denna upplösning på y-axeln går det inte att urskilja skillnaderna mellan de tre framtidsscenierna. För detaljer hänvisas till Figur 35Fe! Hittar inte referenskälla..

De totala utsläppen av växthusgaser från förbränning år 2045 varierar mellan ca 180-240 tusen ton per år, jämfört med ca 9 miljoner ton år 1970 och ca 2 miljoner ton år 2015. Förbränningsutsläppen år 2045 är endast ca 2 % av utsläppen år 1970 trots att elproduktionen samtidigt har mer än fördubblats. De återstående förbränningsemissionerna härrör främst från förbränning av avfall som innehåller plast. Detta visas i Figur 37.

I livscykelperspektiv är utsläppen år 2045 mellan 2,1-2,4 Mton (jämfört med ca 10 Mton år 1970 och 3 Mton år 2015). I Figur 37 framgår källorna till de olika utsläppen i framtidsscenierna. Notera att stora delar av livscykelutsläppen sker från vind- och solkraft i framtidsscenierna, vilket beror på en mycket kraftig ökning av elproduktion från dessa. Det är möjligt att livscykelutsläppen kan bli lägre än vad som framgår av figuren i takt med teknikutveckling med mera. Detta diskuteras längre fram under separat avsnitt. Notera även att livscykelutsläppen från vattenkraften är relativt stora. Majoriteten av dessa utsläpp har redan skett vid utbyggnaden av vattenkraften under 1900-talet. Enligt standardiserad metodik för livscykelanalyser ska dessa utsläpp ändå finnas med i en livscykelanalys. Det kan dock konstateras att de tillkommande utsläppen från vattenkraften kommer att vara ytterst marginella. Detsamma gäller utsläpp kopplade till byggandet av kärnkraftverken och dess avfallsanläggningar (motsvarar en tiondel av kärnkraftens livscykelutsläpp).



Figur 37. Växthusgasutsläppens ursprung i olika scenarier och vid olika tidpunkter i livscykelperspektiv (övre figuren) och endast från förbränning (nedre figuren). Notera att skalorna är helt olika i de två figurerna.

Variationshantering och elöverföring

I arbetet med rapporten har en förutsättning varit att produktionsscenarierna är dimensionerade så att effektbalansen kan hanteras nationellt och att det ska vara nettoexport av el i samtliga scenarier.

De tre scenarierna innehåller därmed, utöver efterfrågeflexibilitet, även en viss andel flexibel kraft som utgör installerad effekt men inte nödvändigtvis nyttja alls under året, se vidare i tidigare avsnitt i rapporten. Denna installerade kapacitet handlar främst om gasturbiner och batterier. Utsläppen från produktion och eventuell användning av dessa kommer inte med i ovanstående beräkningar eftersom de inte finns med i produktionsscenarierna. I projektet har vi inte kunnat kvantifiera klimatpåverkan för enbart byggnationen av gasturbinerna. Vad gäller batterier så finns tillgängliga livscykelanalyser, men det är oklart om dessa är tillämpbara på detta arbete. En fullständig analys av scenariernas klimatpåverkan bör kompletteras med dessa uppgifter.

I projektet har även investeringskostnader i elnätet uppskattats. Det finns en del LCA-data för elöverföring men de går inte att översätta till totala utsläpp med hjälp av investeringskostnader. Det innebär förstås vissa utsläpp även att uppföra, driva och så småningom riva kraftledningar så även detta bör beaktas i en fullständig analys av produktionsscenariernas klimatpåverkan.

Resonemang om framtida utveckling

De livscykelberäkningar som gjorts i projektet utgår från idag kända emissionsfaktorer. Många elproduktionstekniker har dock en potential i framtiden att utvecklas mot lägre klimatpåverkan, men potentialen skiljer sig mycket åt mellan olika kraftslag. Det beror bland annat på bränslets innehåll av kol med fossilt ursprung, potential för minskade utsläpp från ingående material (t.ex. stål och betong), potential för minskade utsläpp från transporter under livscykeln och var i världen tillverkningen sker. I Tabell 7. Resonemang kring möjligheter att minska klimatpåverkan i livscykelperspektiv för olika kraftslag nedan förs ett resonemang om hur klimatpåverkan i livscykelperspektiv kan förändras fram emot 2045.

Tabell 7. Resonemang kring möjligheter att minska klimatpåverkan i livscykelperspektiv för olika kraftslag

Bränsle/energikälla	Väsentlig klimatpåverkan idag under livscykeln	Potential minskning i framtiden	Resonemang
Olja	Bränslets kolinnehåll	Liten	Huvudsaklig klimatpåverkan kommer från bränslets kolinnehåll vilket inte kommer att förändras framöver.
Stenkol	Bränslets kolinnehåll	Liten	Huvudsaklig klimatpåverkan kommer från bränslets kolinnehåll vilket inte kommer att förändras framöver.
Naturgas	Bränslets kolinnehåll	Liten	Huvudsaklig klimatpåverkan kommer från bränslets kolinnehåll vilket inte kommer att förändras framöver.
Torv	Bränslets kolinnehåll	Liten	Huvudsaklig klimatpåverkan kommer från bränslets kolinnehåll vilket inte kommer att förändras framöver. Det finns dock torvmarker som läcker mycket växthusgaser naturligt idag. Om dessa i framtiden används kommer klimatpåverkan att minska.
Övriga träbränslen	Fossilbränsleanvändning vid insamling av råvara och transport till energianläggning	Stor	Väsentlig klimatpåverkan utgörs av fossilbränsleåtgång vid avverkning av skog, insamling av råvara och distribution till värmeverk eller annan slutanvändning. Det är högst sannolikt att dessa utsläpp minskar till 2045 med tanke på Sveriges mål om nettonollemissioner. Emissionsfaktorn för träbränslen borde kunna ligga

			nära noll år 2045. Med tänkbar Bio-CCS kan utsläppen bli negativa.
Avfall	Plastens kolinnehåll	Medel	Väsentlig klimatpåverkan utgörs av CO ₂ -utsläpp från förbränning av plast. Tänkt framtida klimatpåverkan beror bland annat på framtida avfallsmängder (inhemskt och importerat), innehåll av fossil plast i avfallet samt om CCS används. Innehåller av fossil plast i avfallet beror på användningen av plast i samhället, utveckling av materialåtervinningsteknik, lagstiftning m.m. Även om det skulle bli förbud att tillverka ny plast från fossil råvara så kommer det år 2045 fortfarande att finnas gammal plast kvar i samhället. För att bli kvitt dessa utsläpp krävs CCS.
Vindkraft	Stål och betong som behövs vid byggnation av vindkraftverk	Medel	Väsentlig påverkan idag utgörs av utsläpp kopplat till byggnation och rivning av vindkraftverk (främst stål och betong). Om stål och betong produceras med lägre klimatpåverkan blir också vindkraftens klimatpåverkan lägre. Sannolikt också att det byggs större och mer effektiva vindkraftverk.
Vattenkraft	Koldioxidutsläpp vid dämning	Liten	Väsentlig påverkan idag utgörs av koldioxidutsläpp vid dämning som gör att organiskt material oxiderar. Faktorer som skulle kunna påverka framtida klimatpåverkan är effektivisering av t.ex. turbiner (lägre klimatpåverkan), hur anläggningarna driftas med avseende på miljöhänsyn, variationshantering m.m. (högre eller lägre klimatpåverkan).
Kärnkraft	Fossilbränsleanvändning och elanvändning vid utvinning och anrikning av uran	Medel	Väsentlig klimatpåverkan utgörs av utvinning och anrikning av uran. Utsläppen av växthusgaser härstammar från användning av fossila bränslen i elproduktionsprocesser, andra industriprocesser (kemikalier m.m.) och fordon. Uranutvinning och -bearbetning sker inte i Sverige. Det finns potential att minska klimatpåverkan ytterligare förutsatt att de länder Sverige importerar uranbränsle från förbättrar klimatprestanda på el och fordon. Reinvestering vid eventuell livstidsförlängning av kärnkraften kan också påverka emissionsfaktorn.
Solel	Produktion av solceller	Stor	Stor potential för lägre klimatpåverkan genom teknikutveckling. Förbättrad klimatpåverkan på använd el för produktion av solceller kan också bidra starkt till lägre utsläpp, men beror på hur elen produceras i de länder där solcellerna tillverkas.

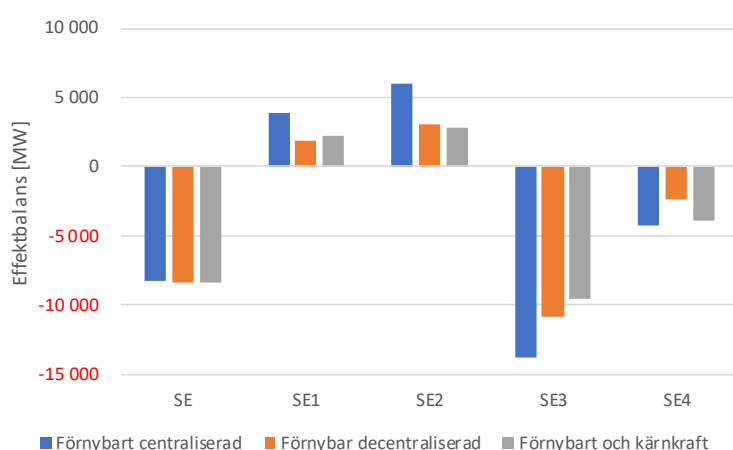
Effektfrågan och robusthet

Kraftsystemet i Sverige är i denna rapport dimensionerat för att klara en vanlig vinter utan att vara beroende av import av el. Det har i analysen även genomförts simuleringar för att studera hur kraftsystemet klarar av en 20-års vinter utan risk för effektbrist. Utvalda veckor vintertid och sommartid har studerats i detalj med Swecos elmarknadsmodell Apollo. Sommartid är problematiken det motsatta med stort överskott av el. Simuleringarna är endast gjorda för ett specifikt väderår för att exemplifiera situationen som kan uppstå en 20-årsvinter. För att uppskatta sannolikheten för effektbrist måste simuleringar göras för ett stort antal väderår och antaganden görs om tillgänglighet för produktion och överföringsförbindelser. Det har inte rymts i omfattningen av detta uppdrag.

Våt- och torrår har inte heller simulerats i denna studie. Under ett torrår kommer vattenkraften att producera mindre, vilket leder till minskad export/ökad import. Lägre magasinsnivåer kan i vissa situationer också leda till minskad förmåga för vattenkraften att producera under topplasttimmar och därmed ett större behov av spetslastproduktion. Under ett våtår kommer exporten att öka/importen minska. Dock kommer inte vattenkraftens förmåga att producera under topplasttimmar att påverkas nämnbart.

Effektbalansen en 20-årsvinter

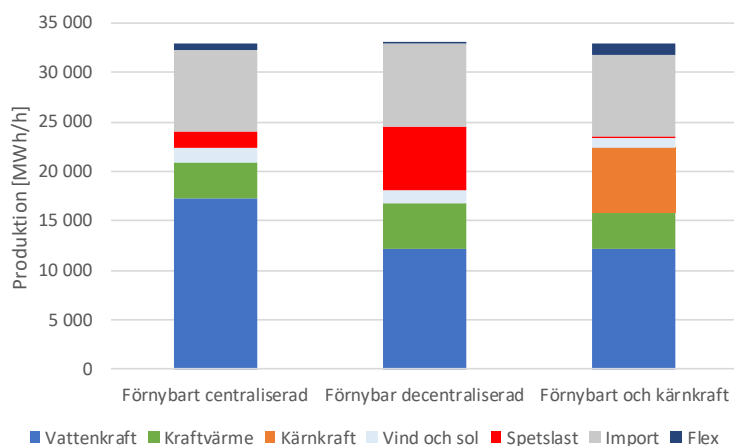
I Figur 38 visas kraftbalansen per elområde för den mest ansträngda timmen under en 20-årsvinter. Kraftbalansen definieras som efterfrågan minus produktion (inklusive spetslast och energilager) och efterfrågefleksibilitet. På nationell nivå skiljer sig inte de olika scenarierna särskilt mycket och nettoimporten är drygt 8 000 MWh/h i samtliga scenarion. Noterbart är dock att de olika scenarierna använder sig av olika mängd spetslast, se Figur 39. Däremot utmärker sig "Förnybart centraliserad" med ett större effektöverskott i norr och en svagare balans i SE3 på grund av att effektutbyggnaden i vattenkraften främst sker i norra Sverige.



Figur 38 Kraftbalans per elområde (produktion-efterfrågan) under den mest ansträngda timmen en 20-årsvinter år 2045

I Figur 39 visas produktion samt import under den mest ansträngda timme 2045 för respektive scenario. Som nämnts ovan så är importen i stort sett lika stor i samtliga scenarier. Däremot skiljer sig pro-

duktionen åt. I det "Förnybart centraliserad" bidrar den utbyggda vattenkraften till att möta efterfrågan tillsammans med ca 1 700 MW spetslastproduktion. I "Förnybart decentraliserad" krävs att nästan 6 400 MW spetslastproduktion används. I denna siffra ingår även energilagrar. I "Förnybart och kärnkraft" behövs endast ca 60 MW spetslastproduktion.



Figur 39 Produktion och import under den mest ansträngda timmen en 20-års vinter 2045

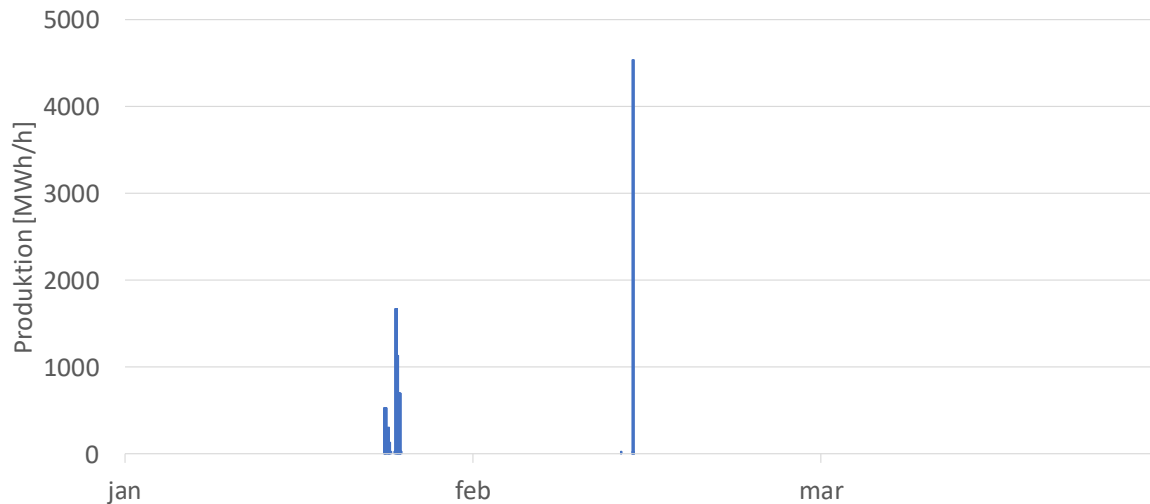
Figur 55 till Figur 57 i bilaga 2 visas mer detaljerat hur produktion samt import/export för den timme då nettolasten är som högst en 20-års vinter. I och med att Sverige är sammankopplat med flera länder är väljer modellen att importera kraft istället för att aktivera spetslastproduktion nationellt. Detta förutsätter att det finns kapacitet i de omgivande länderna vid det tillfället. Inte i något av scenarierna belastas de tre snitten internt i Sverige fullt ut under den mest ansträngda timmen. Däremot är det nästan full import från kontinenten och Norge samt en stor import från Finland i samtliga scenarier under den mest ansträngda timmen. Om detta inte finns tillgängligt kommer nationell spetsproduktion och flexibilitet att utnyttjas.

Spetslastproduktion

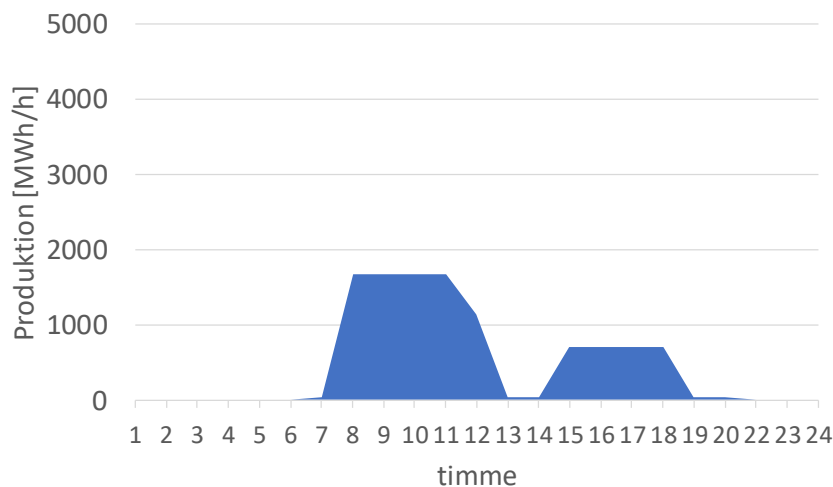
I de olika scenarierna är det installerat spetslastproduktion för att säkerställa att Sverige kan klara effekthållningen under ett normalår. Spetslastproduktionen är modellerad i form av gasturbiner samt aktivering av energilagrar i "Förnybart decentraliserad". Denna spetslastproduktion motsvarar i praktiken dagens effektreserv, om än med en större kapacitet. Spetslastens produktion är mycket låg oavsett studerat scenario. I Tabell 8 visas produktionen från spetslastproduktionen för de tre scenarierna samt 20-års vinter. Den timmen spetslastproduktionen producerar som mest är det på grund en ansträngd effektsituation i Danmark, som medför höga elpriser snarare än en ansträngd situation i Sverige.

Skillnaderna i resultat mellan en vanlig vinter och en kall vinter är stora. Det är möjligt att möta topp-efterfrågan oavsett utan att använda gasturbiner eftersom det är möjligt att importera el från grannländer. Vid en riktigt kall vinterdag är Sverige mer importberoende jämfört med en vanlig vinterdag eftersom efterfrågan på el är högre. Antalet GWh som produceras av spetslastproduktion ökar i alla scenarion. Precis som vid en vanlig vinter producerar spetslastproduktionen som mest när Sverige har gemensamt pris några timmar med Danmark när det blåser väldigt lite.

I "Förnybart centraliserad" används spetslastproduktionen endast vid ett fåtal tillfällen, vilket framgår av Figur 40. Det första tillfället som spetslastproduktionen används är vid en ansträngd situation i Sverige som beskrivits ovan. När hela reserven aktiveras är det en brist i Danmark som skapar höga priser som alltså resulterar till att en betydligt större andel av spetslastproduktionen aktiveras. I Figur 41 visas hur spetslastproduktionen aktiveras under en kall januaridag. Det kan noteras att spetslastproduktionen aktiveras under morgon och eftermiddag då efterfrågan är som störst och att den aktiveras under flera timmar i rad.

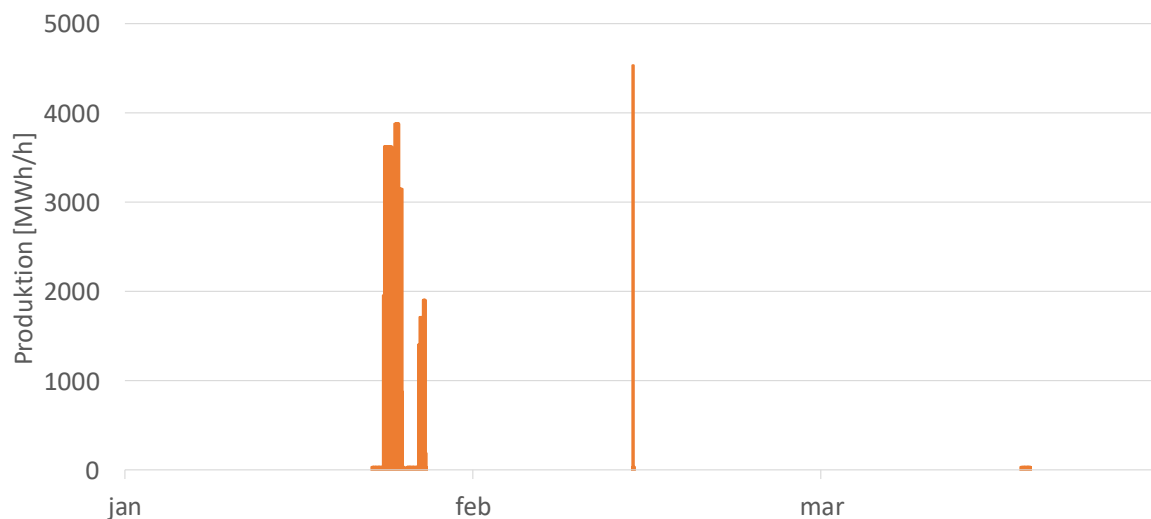


Figur 40 Spetslastproduktion jan-mars en 20-års vinter, "Förnybart centraliserad"

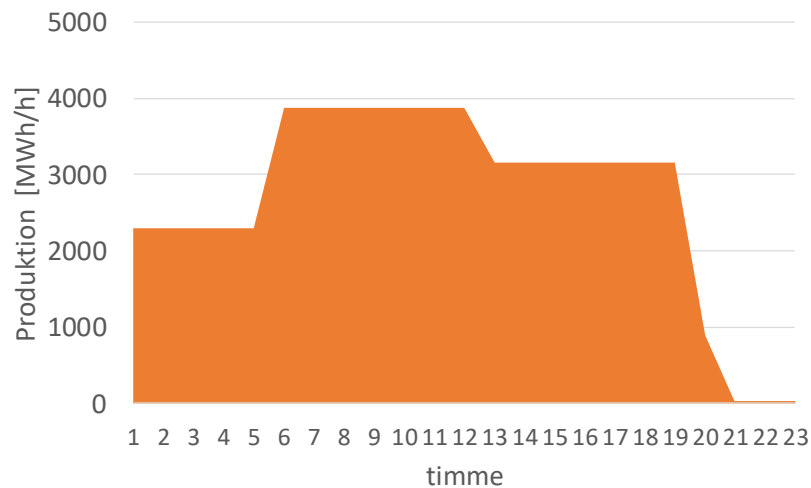


Figur 41 Spetslastproduktion en kall dag i januari, "Förnybart centraliserad"

I "Förnybart decentraliserad" aktiveras betydligt mer spetslastproduktion under den ansträngda perioden i januari. Spetslastproduktionen aktiveras även under i stort sett hela dygnet.

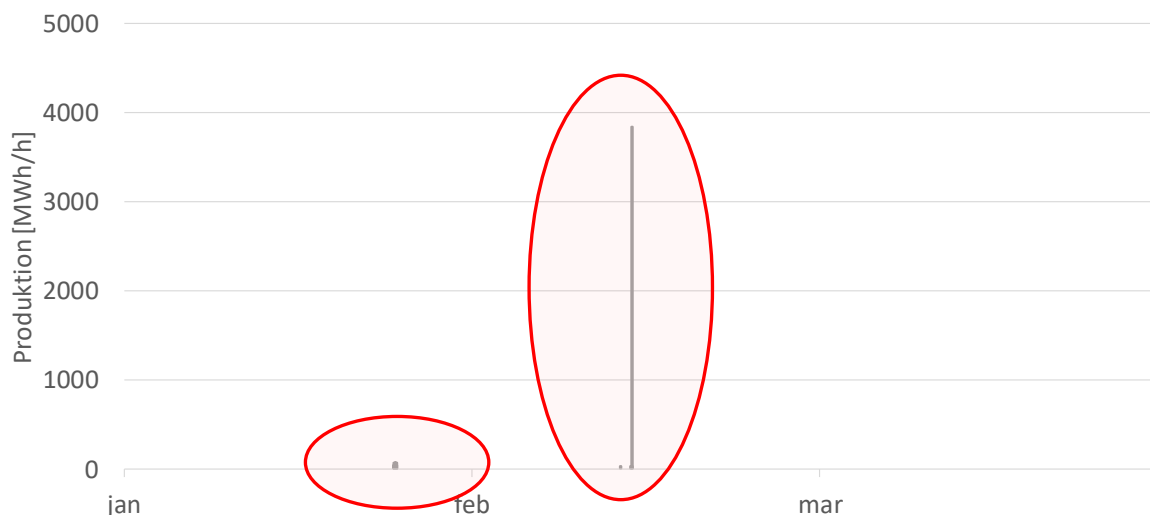


Figur 42 Spetslastproduktion jan-mars en 20-års vinter, "Förnybart decentraliserad"

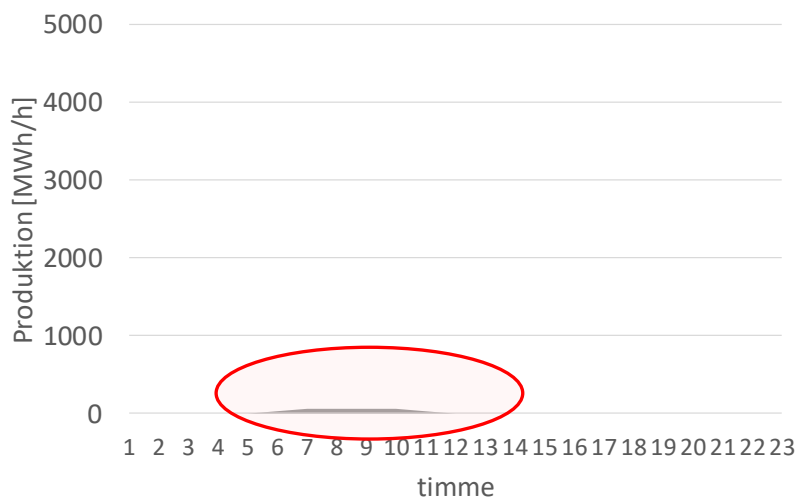


Figur 43 Spetslastproduktion en kall dag i januari, "Förnybart decentraliserad"

I "Förnybart och kärnkraft" aktiveras endast ca 60 MW spetslastproduktion i januari då situationen är ansträngd i Sverige. En något mindre andel aktiveras under de timmar senare på året då det uppstår en bristsituation i Danmark, knappt 4 000 MW jämfört med ca 4 600 MW i de scenarier som inte har tillgång till kärnkraft.



Figur 44 Spetslastproduktion jan-mar en 20-års vinter, "Förnybart och kärnkraft"



Figur 45 Spetslastproduktion en kall dag i januari, "Förnybart och kärnkraft"

Även om en ansenlig mängd spetslast aktiveras under de mest ansträngda timmarna handlar det om relativt små energimängder, se Tabell 8

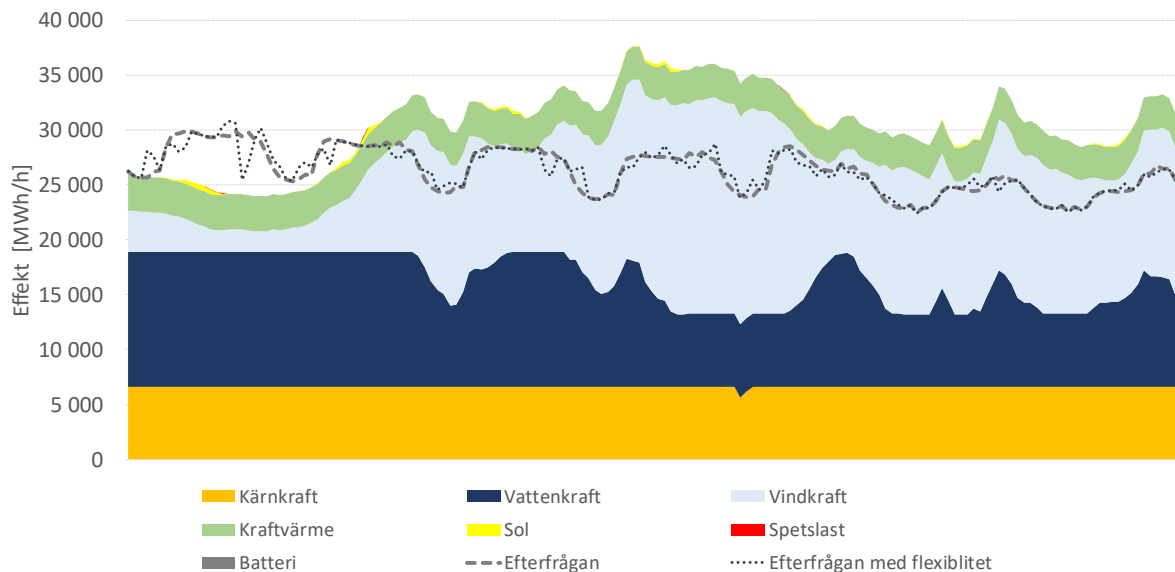
Tabell 8 Produktion 10-års vinter och 20-års vinter

	Vanlig vinter	20-års vinter
"Förnybart centraliserad"	0,3 GWh	20 GWh
"Förnybart decentraliserad"	0,1 GWh	155 GWh
"Förnybart och kärnkraft"	0,01 GWh	4 GWh

Resultat från Elmarknadssimuleringar för utvalda veckor ett normalår

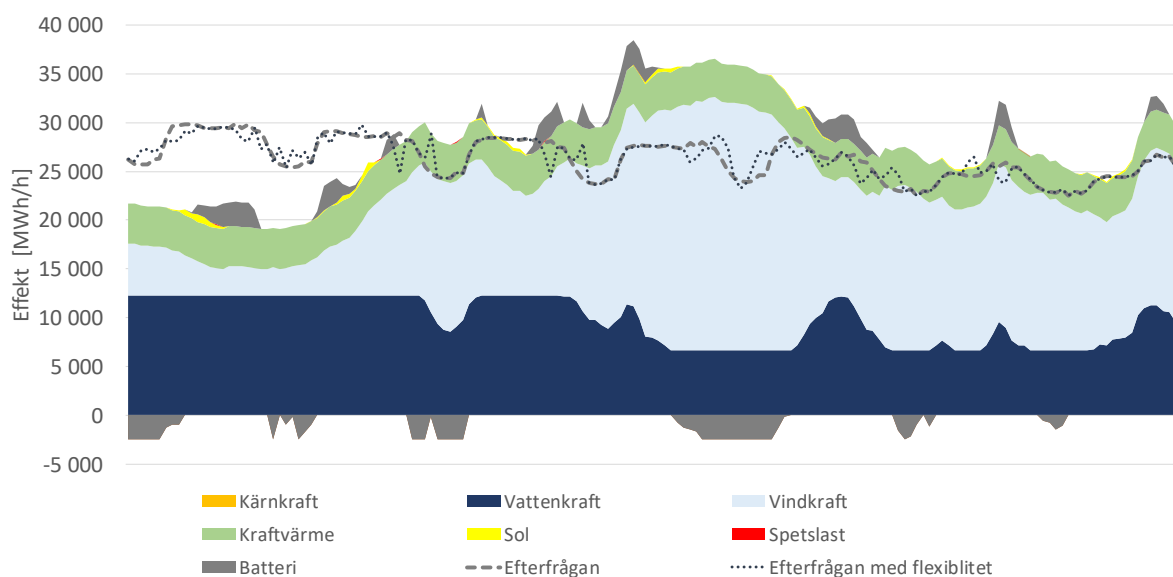
Figur 46 visar produktion och efterfrågan för "Förnybart och kärnkraft" år 2045 för vecka 6, vilket är den vecka då nettolasten är som störst. Nettolasten är den efterfrågan som måste täckas med reglerbara kraftslag. Under inledningen av veckan är importen stor då vindkraftsproduktionen är låg i hela Norden. Sverige importerar då el från angränsande länder. Det finns 5 000 MW installerad effekt gasturbiner i scenariot men de används mycket sällan då det är billigare att importera el. Efterfrågan

visas både med och utan aktiverad efterfrågefleksibilitet. Vid stora prisskillnader minskar efterfrågan under en 6 timmarperiod. Efterfrågefleksibiliteten består av eluppvärmning, och industri består i första hand av vätgasproduktion i HYBRIT. Gasturbinerna producerar enbart några timmar under måndagen när vindkraftsproduktionen är låg. Kärnkraften som har låg flexibilitet producerar för fullt hela veckan som fungerar som basproduktion under veckan. Vattenkraftens produktion är som högst under inledningen av veckan då vindkraftsproduktionen i Sverige är låg. Eftersom vecka 6 inträffar mitt i vintern är solkraftens produktion i princip obefintlig. Som högst är importen av el ca 6 800 MWh/h under vecka 6 och under året som helhet 8 700 MWh/h.



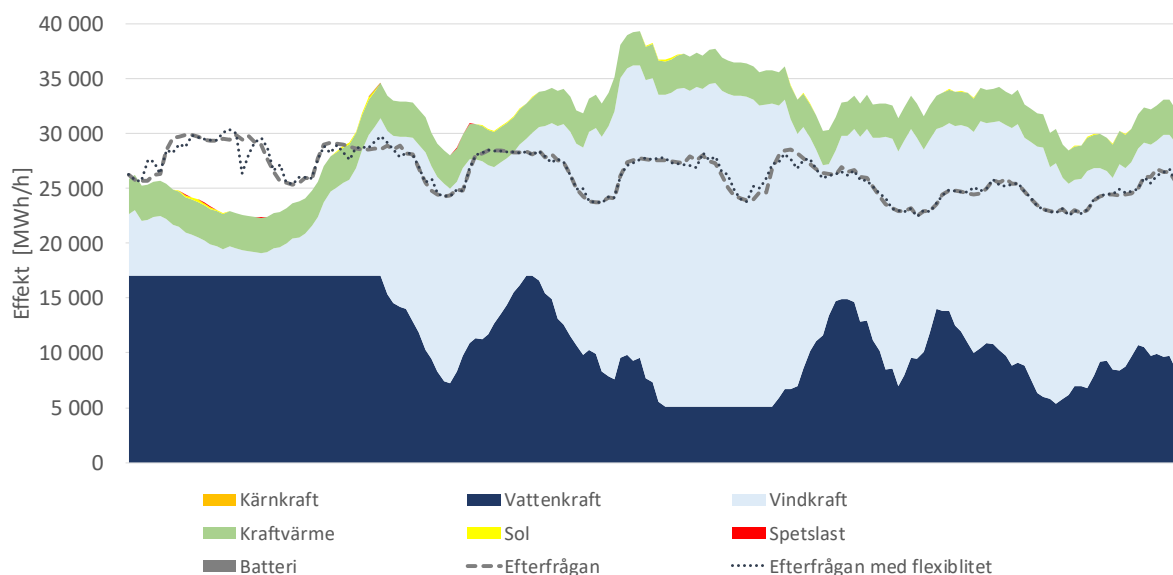
Figur 46: Produktion och efterfrågan vecka 6 "Förnybart och kärnkraft" 2045

Figur 47 visar samma vecka fast för "Förnybart decentraliserad", precis som i "Förnybart och kärnkraft" importerar Sverige el under inledningen av veckan. Batterier motsvarande totalt 2 500 MW är installerade i södra Sverige och dessa batterier bidrar till att balansera efterfrågan. De laddas upp när det finns ett över skott av produktion och laddas ur när behovet av el är stort. Precis som i "Förnybart och kärnkraft" finns det gasturbiner installerade men de producerar obetydligt och inte någon timme med full effekt då det är billigare att importera el. Som högst är importen av el 9 700 MWh/h under vecka 6 och under året som helhet 11 200 MWh/h.



Figur 47: Produktion och efterfrågan vecka 6 "Förnybart decentraliserad" 2045

Figur 48 visar produktion och efterfrågan samma vecka 6 som ovan fast för "Förnybart centraliserad". Den största skillnaden är att vattenkraften producerar med en betydligt högre effekt än i övriga scenarion. Precis som de övriga två scenarierna är produktion från gasturbiner i princip obefintligt då det lönar sig mer att importera el från Sveriges grannländer. I "Förnybart centraliserad" är importen som högst 7 800 MWh/h under vecka 6 och 12 300 MWh/h för året som helhet.

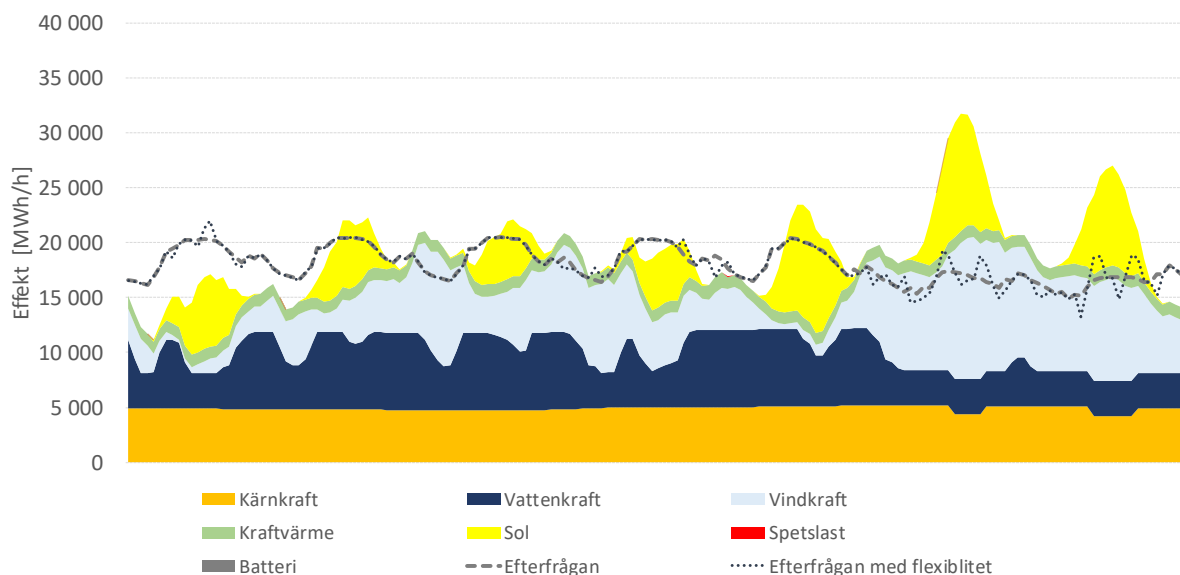


Figur 48: Produktion och efterfrågan vecka 6 "Förnybart centraliserad" 2045

Sommartid är överskottet av produktion stort när solkraft och vindkraft producerar för fullt. Nettolasten är mest negativ i "Förnybart decentraliserad" och överskottet som mest 14 700 MW en enskild timme. I "Förnybart centraliserad" är överskottet som mest 10 700 MW och i "Förnybart och kärnkraft" 6 000 MW. Det kan jämföras med Sveriges exportkapacitet på 13 800 MW år 2045 som är den samma

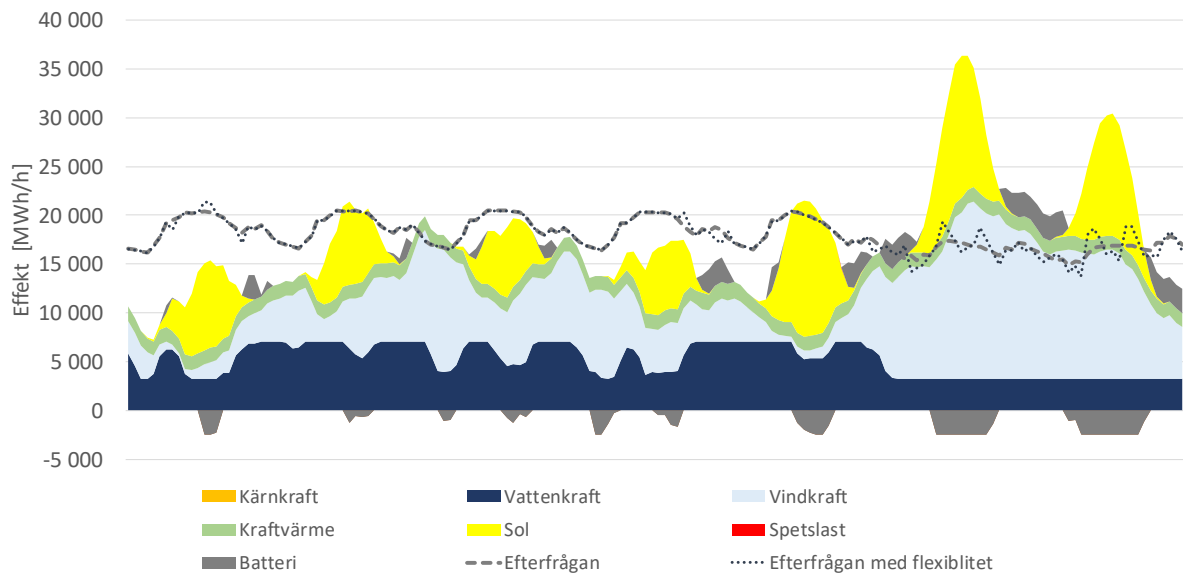
i samtliga scenarion. Det dock inte möjligt att anta att det alltid är möjligt att exportera el vilket elmarknadssimuleringarna visar då elpriset är noll i överskottssituationer. Hög förnybar produktion i Sverige sammanfaller då med hög förnybar produktion i grannländerna. Om det skulle blåst riktigt kraftig den timme då nettolasten är som mest negativ under den aktuella veckan så skulle överskottet varit ännu mycket större.

Vecka 27 är den vecka som Sverige har störst överskott på el i "Förnybart och kärnkraft". Det inträffar sommartid på helgen när solen skiner för fullt och vindkraften producerar med hög effekt. Produktionen är under några timmar så pass hög att elpriset är noll, då det inte möjligt att exportera all el. Då flexibiliteten i kärnkraften är låg producerar den som basproduktion under hela veckan. Elmarknadsmodellen reglerar ned kärnkraften marginellt under de timmar överskottet på el är som störst. Flexibilitet i kärnkraftsproduktion är en form av flexibilitet som sällan nämns. I verkligheten reglerades produktionen i den svenska kärnkraften ned under en period med mycket låga elpriser sommaren år 2015. I Frankrike som har en mycket stor andel kärnkraftsproduktion används kärnkraften för att balansera kraftsystemet i större grad än i många andra länder.



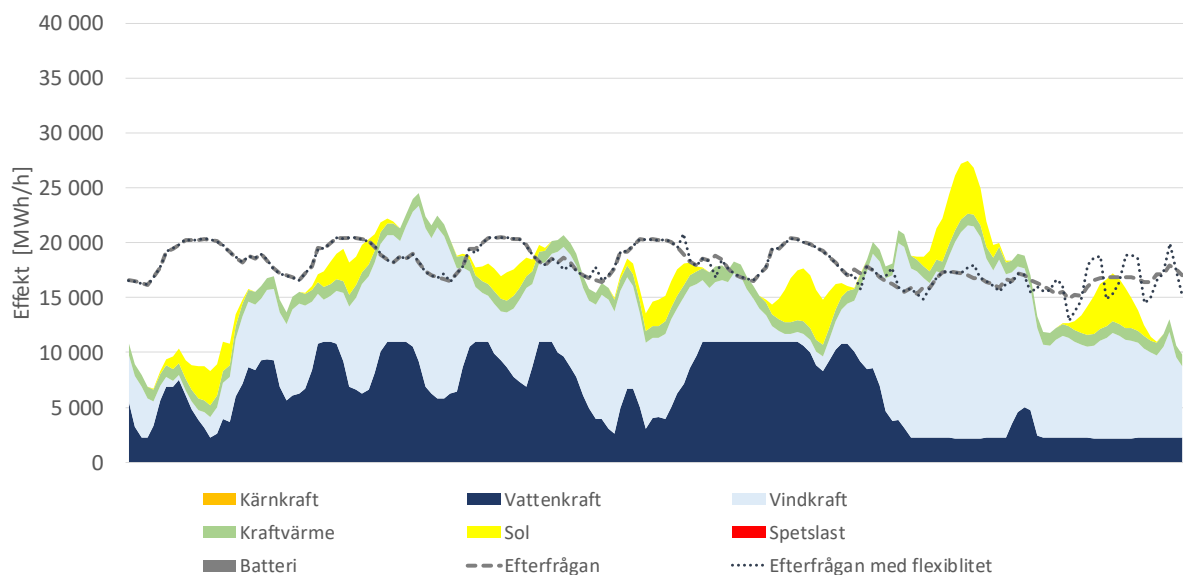
Figur 49: Produktion och efterfrågan vecka 27 "Förnybart och kärnkraft" 2045

I "Förnybart decentraliserad" är överskottet på el störst av samtliga scenarion då den installerade effekten solkraft är högst i det scenariot. Under de timmar överskottet av el är som störst lagras el genom att batterier laddas. Vattenkraften producerar på en minimumnivå under helgen när överskottet är som störst. Under helgen aktiveras även flexibilitet i efterfrågan för att få avsättning för all el. Det är dock inte tillräckligt och det uppstår nollpriser under timmarna som överskottet är som störst.



Figur 50: Produktion och efterfrågan vecka 27 "Förnybart decentraliserad" 2045

I "Förnybart centraliserad" regleras vattenkraftens produktion till en lägre nivå jämfört med andra scenarierna under perioder med stor förnyelsebar produktion från vindkraft och solkraft. Detta möjliggörs genom ökad flexibilitet i vattenkraften. Noterbart är även att vattenkraftens produktionsmönster ändras i det avseende att vattenkraften producerar mer el på natten när solkraftens produktion är obefintlig och mindre el på dagen. Detta är tvärtom jämfört med vattenkraftens produktionsmönster idag då den i första hand balanserar variationer i efterfrågan på el mellan dag och natt.

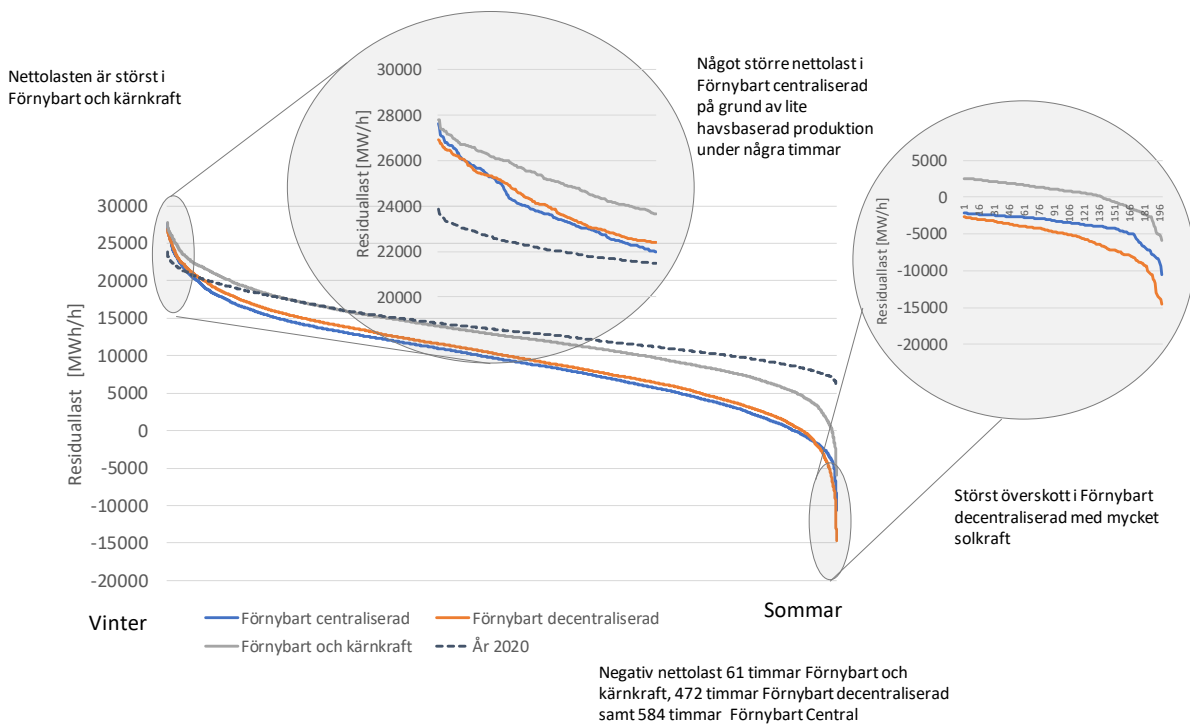


Figur 51: Produktion och efterfrågan vecka 27 "Förnybart decentraliserad" 2045

Faktabox Nettolast

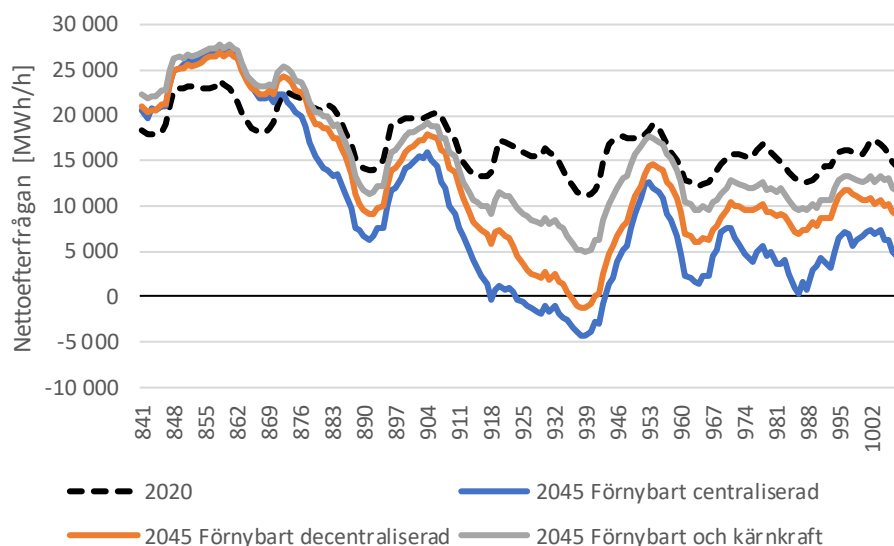
Nettolasten är den efterfrågan som är kvar efter att icke reglerbar produktion, såsom vind- och solkraft dragits av. Nettolasten motsvarar efterfrågan på el som måste täckas med produktion från reglerbara kraftslag eller via import. I framtiden då andelen icke planerbar produktion är större i kraftsystemet kommer flera utmaningar uppstå kopplat till nettolasten. Vintertid när efterfrågan på el är hög och det blåser lite är nettolasten hög och risken för effektbrist ökar. Sommartid är utmaningen det motsatta med hög produktion från solkraft och vindkraft samtidigt som efterfrågan på el är låg. Om nettolasten är negativ så är produktionen av el större än efterfrågan vilket innebär att export är ett måste för att undvika att el spills.

I Figur 52 visas nettolasten i form av en varaktighetskurva för de studerade scenarierna. I "Förnybart centraliserad" och "Förnybart decentraliserad" är överskottet av el störst sommartid. I dessa två scenarier måste man under cirka 500 timmar exportera el eller lagra den i energilagrar. Detta kan jämföras med "Förnybart och kärnkraft" där man endast under drygt 60 timmar har större förnyelsebar produktion än efterfrågan på el. Nettolasten är högst i "Förnybart och kärnkraft", det beror på att den installerade effekten vindkraft och solkraft är lägre. Det ska dock noteras att det i det scenariot också finns mer planerbar produktion att möta en högre nettolast med. Gemensamt för alla scenarier är att nettoefterfrågan kommer att variera betydligt mer än idag vilket är utmaning som måste hanteras av kraftsystemet. I de studerade scenarierna är det en kombination av vattenkraft, flexibilitet i efterfrågan, energilagrar och batterier som balanserar systemet.



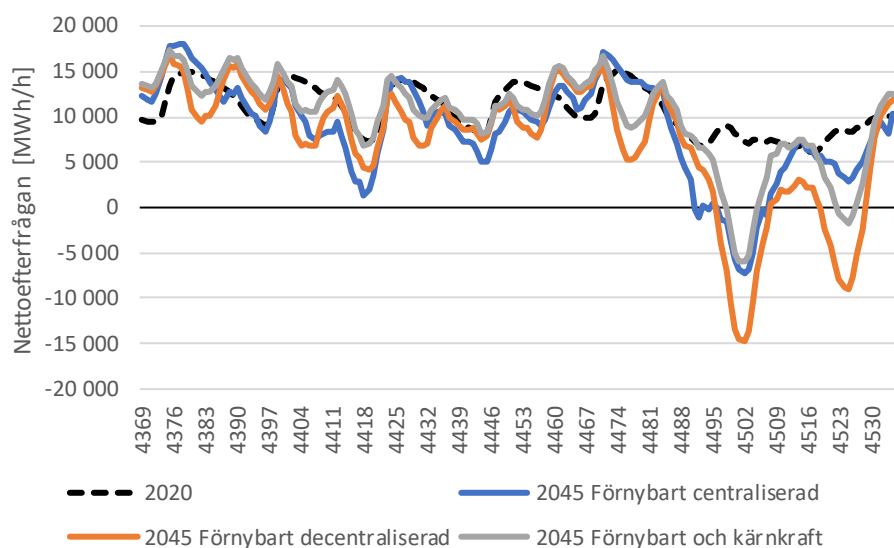
Figur 52: Nettolasten för de tre scenarierna år 2045

I Figur 53 visas nettolasten för vecka 6, vilket är den vecka med högst nettolast med en kombination av hög last och låg produktion av vind och sol. Värt att notera att vindkraftsproduktionen ökar framåt mitten av veckan, vilket leder till en negativ nettolast i "Förnybart centraliserad" och "Förnybart decentraliserad". I "Förnybart och kärnkraft" med mindre vindkraft blir variationen av nettolasten betydligt mindre, vilket indikerar att balanseringsbehovet också är mindre i detta scenario.



Figur 53 Nettolast vecka 6 för år 2020 samt tre scenarier år 2045

I Figur 54 visas nettolasten vecka 27, vilket är en sommarvecka och den vecka då överskottet i Sverige är som störst då en situation med hög vind- och solproduktion sammanfaller med låg förbrukning en helg på sommaren. "Förnybart decentraliserad" har det största överskottet. Att "Förnybart och kärnkraft" ibland har en lägre nettoefterfrågan än "Förnybart centraliserad" beror på att det finns mer solkraft i "Förnybart och kärnkraft".



Figur 54 Nettolast vecka 27 för 2020 samt tre scenarier 2045

Bilaga 1 Beräkningsförutsättningar – Apollomodellen

Utgångspunkt – Times modellens resultat

Times-modellens resultat är använda som input till Sweco elmarknadsmodell Apollo i den mån modellerna är kompatibla. Den framtida vindkraftsproduktionen i TWh är tagen direkt från Times-modellen. Mängden installerad effekt är inte exakt densamma då den beror på antaganden om teknikutveckling, vindlägen och fördelning mellan land och hav. För övriga kraftslag och överföringskapacitet från Sverige till omvärlden har Times-modellens resultat används som en riktlinje hur scenarierna bör utformas. Till exempel är Sverige nettoexportör av el i "Förnybart och kärnkraft" då analysen i Times-modellen visar att det ur ett systemperspektiv är lönsamt att investera produktionskapacitet som gör att Sverige fortsatt är en nettoexportör av el. Då elpriserna förväntas bli högre i kontinental Europa ökar överföringskapaciteten. Times-modellen ger inga förslag på nätförstärkningar internt i Sverige över snitten. Dessa är framtagna genom en iterativ process med Swecos elmarknadsmodell Apollo.

Vattenkraft

Vattenkraften förväntas fortsätta producera cirka 65 TWh/år i alla scenarier. I framtiden resulterar ett varmare klimat att tillrinningen ökar något i volym och får en annan profil, med större tillrinning vintertid. Den ökade tillrinningen bidrar till en mindre produktionsökning i vattenkraften. Nya miljökrav på vattenkraft bedöms dock minska produktionen och nettoeffekten är att vattenkraftens produktion förväntas vara på samma nivå i framtiden som idag, cirka 65 TWh per år. I "Förnybart centraliserad" ökar den installerade effekten i vattenkraften från 16 300 MW idag till 19 525 MW år 2045 genom att flaskhalsar byggs bort i de stora norrlandsälvarna vilket ökar vattenkraftens flexibilitet. Den ökade flexibiliteten bidrar till att vattenkraften kan producera med en högre effekt vintertid när el behövs som mest och lägre sommartid när överskottet av förnyelsebar produktion är som störst.

Kraftvärme

På kort sikt väntas nya skatteregler minska produktionen i fossilt eldade kraftvärmeverk. Kraftvärmens produktion ökar sedan upp till cirka 18 TWh, värdet av att produktion i städer med ansträngd effektsituation ökar vilket förbättrar villkoren för kraftvärmens. Befintliga biokraftvärmeverk förväntas kunna öka sin produktion till cirka 4 000 fullasttimmar vilket är högre än vad många biokraftvärmeverk producerar med idag. I "Förnybart decentraliserad" ökar den installerade effekten kraftvärme sedan successivt så att en årsproduktion på cirka 23 TWh uppnås år 2045. Den ökade installerade effekten består till största delen av biokraftvärme då Sverige redan idag har en större kapacitet avfallseldkraftvärme än det finns avfallsunderlag för.

Sol

Solkraften ökar mest i "Förnybart decentraliserad" där solkraften produktion ökar till 15 TWh per år 2045. I "Förnybart decentraliserad" kombineras solkraften och vindkraften med lokala energilagrar i form av batterier i södra Sverige. Energilagrar i form av batterier passar mycket bra med solkraft då batterierna laddas upp dagtid när solen skiner och laddas kväll/natt/molniga dagar. I framtiden kommer det uppstå ett överskott av elproduktion sommartid när efterfrågan är låg samtidigt vindkraft och solkraft producerar för fullt. Energilagrar är då en del av lösningen som bidrar till att jämna ut produktionen.

Flexibilitet i efterfrågan

Den modellerade flexibiliteten i efterfrågan består av eluppvärmda hus och industrins elanvändning i första hand HYBRIT. Eluppvärma hus kan under tid på året som det finns ett värmebehov flytta delar av sin efterfrågan på el under och använda inom 6 timmar. Vintertid består flexibilitet därmed både av eluppvärmning och industriell användning, men sommartid finns det i första hand enbart flexibilitet i industrins efterfrågan på el. Elanvändningen är den samma i alla scenarier och ökar markant. En stor del av den ökade elanvändningen väntas HYBRIT stå för som är produktion av vätgas som sedan används för stålproduktion. Just nu byggs en pilotanläggning utanför Luleå och målsättningen är en lösning för fossilfri stålproduktion år 2035. Produktion av vätgas är mycket energikrävande kräver stora mängder el, det antas att vätgasproduktionen blir en form av baslast med jämn hög elanvändning. Hybrit antas kunna bidra med efterfrågefleksibilitet i alla scenarion genom att i kortare perioder reducera elanvändningen. Detta är möjligt då det antas finnas vätgaslager som kan användas om produktionen tillfället stoppas. All form av flexibilitet är positivt för kraftsystemet och Hybrids efterfrågefleksibilitet är positiv i perioder med hög vindkraftsproduktion i norra delarna av Sverige. I samtliga alternativ byggs vindkraft Norrland men mest i "Förnybart centraliserad".

Nätinvesteringar

I modellen används Svenska kraftnäts investeringsplan till och med år 2030, därefter är investeringar baserat på modellresultat. Vid stamnätsinvesteringar i form av ökad marknadsintegration genomförs samhällsekonomiska analyser som beaktar en rad olika effekter. Den viktigaste positiva effekten är normalt ökad elmarknadsnytta. I denna studie antas det i tillägg att stora prisskillnader på el internt i Sverige inte är politiskt hållbart i längden. Stamnätet förstärks så pass mycket att prisskillnaderna fortsatt är på samma nivå som idag. Det har inte genomförts fullständiga samhällsekonomiska analyser av enskilda förstärkningar i stamnätet utan prisskillnader mellan elområden är använt som ett mått på behovet av ökad överföringskapacitet.

Faktabox Elmarknadsnytta

Med elmarknadsnytta avses summan av konsumentöverskott, producentöverskott och flaskhalsintäkter. Förändringen i elmarknadsnytta av ökad överföringskapacitet analyseras med elmarknadsmodeller som Swecos Apollo - modell. Förenklat är det normalt lönsamt att öka överföringskapaciteten mellan länder och elområden om det är stora prisskillnader. Konsumentöverskott är skillnaden mellan vad en elanvändare är villig att betala för elen och faktisk betalar. Producentöverskott är skillnaden mellan elpriset och priset producenten är villig att sälja elen till. Flaskhalsintäkter (kapacitetsavgifter) uppstår när det prisskillnad mellan två elområden och är prisskillnaden multiplicerat med överförd el.

Efterfrågeprofiler

Profilerna på efterfrågan av el är baserade på historisk elanvändning som justerats för tillkommande elanvändning. De största skillnaderna är att "smart elbilsladdning" tillkommer baserat på en studie från PUSS-EL projektet samt att ökad efterfrågan på el tillkommer i form av en basefterfrågan på el. Med "smart elbilsladdning" avses här elbilsladdning som i första hand sker nattetid då efterfrågan på el är lägre. Laddningen bidrar till att minska obalanserna istället för att öka dem som hade varit fallet alla laddat sina elbilar när de kommer hem efter jobbet.

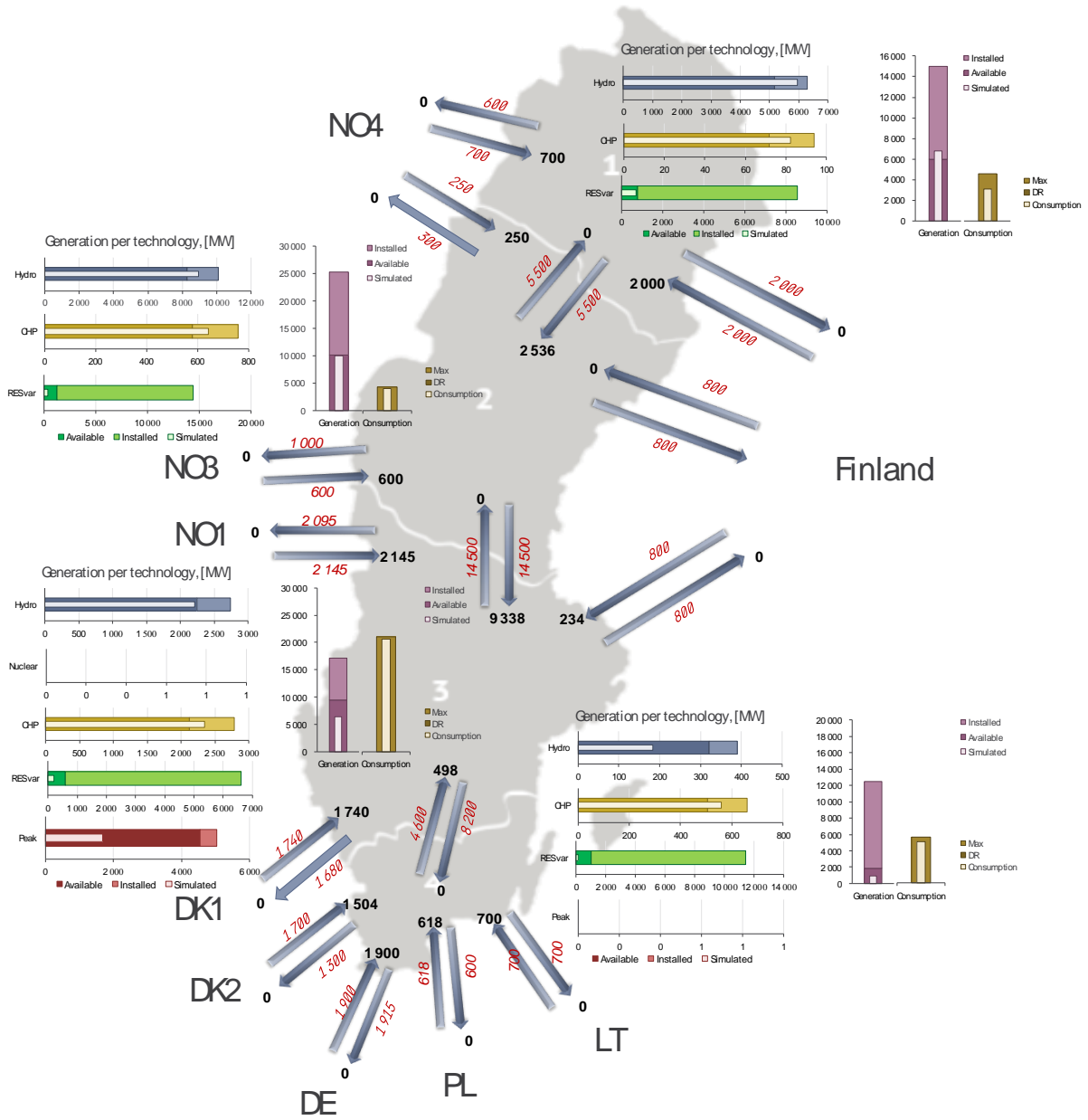
Bränslekostnader

För kraftvärmeverk inkluderas alla kostnader och investeringar och inte bara de som kan kopplas till elproduktion. Inköp av bränsle och utsläppsrätter till kraftproduktion är en relativ liten del av den totala systemkostnaden då marginalkostnaden för fossilt eldade kraftverk är hög och de få som finns kvar används mycket lite. De högsta bränslekostnaderna är i kraftvärmen och kärnkraftverken. I Tabell 9 nedan visas använda bränslepriser och priser på utsläppsrätter. Använda bränslepriser på lång sikt kommer från IEA:s scenarion. För de närmaste åren används terminspriser så långt fram i tiden som handeln är likvid.

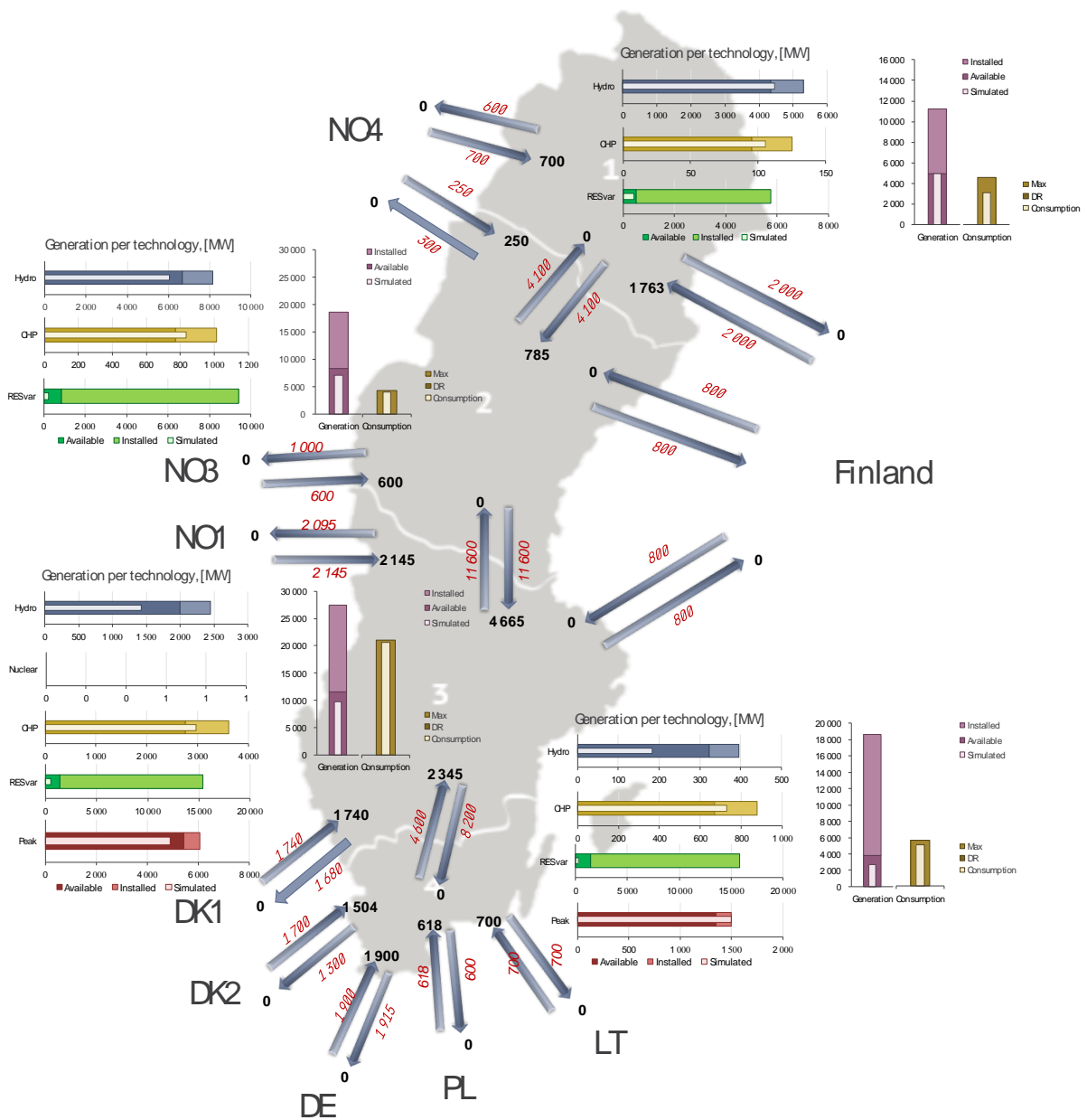
Tabell 9: Använda bränslepriser

	2020	2025	2030	2035	2040	2045
CO2 [EUR/ton]	21	23	29,5	36,4	43,4	52,6
Kol [EUR/MWh]	9	10	10,4	10,5	10,6	10,7
Gas[EUR/MWh]	21	24	26,5	28,1	29,6	31,3
Olja [EUR/MWh]	27	35	40,0	43,9	47,3	51,4
Diesel [EUR/MWh]	42	53	60,3	66,0	71,0	77,0

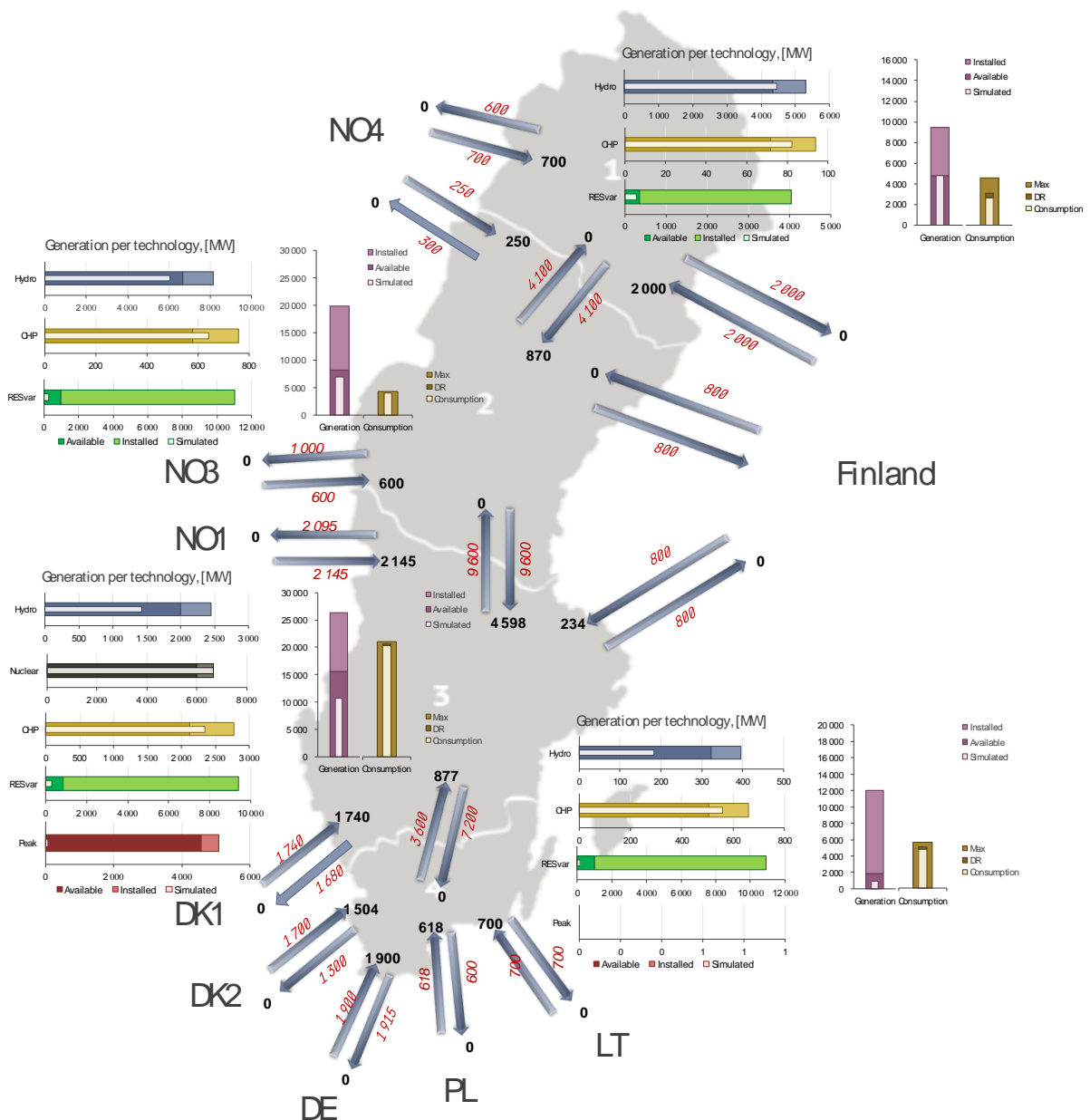
Bilaga 2 Detaljerade beräkningsresultat



Figur 55 Produktion, import och export timmen med högst nettolast en 20 - års vinter i "Förnybart centraliserad"



Figur 56 Produktion, import och export timmen med högst nettolast en 20 - års vinter i "Förnybart decentraliserad"



Figur 57 Produktion, import och export timmen med högst nettolast en 20 - års vinter i "Förnybart och kärnkraft"



North European Energy Perspectives Project



WWW.NEPP.SE