

Nepp

14 slutsatser från rapporten

*Så får industrin tillräckligt
med el till 2035*

Utgångspunkter

Elektrifieringen av industrin, transportsektorn och samhället i stort förväntas leda till en kraftig ökning av elanvändningen. Hur mycket el som kommer att efterfrågas och i vilken takt är centralt för dessa analyser. Vi har utgått från två scenarier, ett med väldigt hög efterfrågan på el fram till 2035 och ett med lägre tillväxttakt. I det lägre scenariot blir den totala elefterfrågan 185 TWh 2035 och i det högre 255 TWh.

Merparten av den tillkommande elefterfrågan kommer från industrin. Utvecklingen är dock mycket svårbedömd och påverkas av en rad faktorer som tillståndsprcesser, nätkapacitet, teknikmognad, konkurrenskraft, och osäkerheter i EU:s klimatmål till 2040.

Ett stort tillskott av elproduktion kan tillkomma med ny kärnkraft, men den kan tidigast vara på plats från 2035. Flera industrier kommer behöva konkurrenskraftig el och positivt besked om nätanslutning innan dess. De kommande årens beslut och ledarskap hos politiken, energibranschen och industrin kommer därför spela stor roll för om det lyckas, eftersom det tar tid att få ny energiinfrastruktur på plats. Syftet med den här rapporten är att belysa hur elsystemet kan se ut 2035 och vad som behöver göras för att möjliggöra detta.

Fyra modellgrupper – Chalmers, Ea Energianalyse, Profu och Quantified Carbon – har svarat för energisystemmodellering. Resultaten visar både gemensamma slutsatser och viktiga skillnader.

Flera tekniker kommer vara viktiga i ett system som ska ge förutsättningar för industrins konkurrenskraft och samhällets olika funktioner. Med utgångspunkten att elsystemet ska leverera industrins behov om minst 185 TWh år 2035 och vara i balans varje timme på året kan 14 slutsatser dras.



1.

Landbaserad vindkraft ökar kraftigt – upp till 90 procent av all ny elproduktion

Landbaserad vindkraft är det kraftslag som enligt modellanalyserna bidrar mest till ny kraftproduktion för att möta den antagna efterfrågeökningen på el till 2035, om kostnaden för elsystemet ska bli så låg som möjligt. Den landbaserade vindkraften växer mest i absoluta tal i scenarierna med högst efterfrågeökning, men då är andelen av tillväxten som lägst, cirka 40 procent, eftersom även havsbaserad vindkraft och solel ökar. Om efterfrågan inte ökar lika kraftigt kan andelen ny landbaserad vindkraft stå för upp till 90 procent av all ny elproduktion.

Men i dag bromsas utbyggnaden av bland annat långa tillståndsprocesser, kommunala veton, och låg lokal acceptans. När många vindkraftverk producerar samtidigt pressas elpriserna ner, vilket är positivt för konsumenterna men minskar samtidigt intäkterna för vindkraftsägarna och därmed incitamenten att investera i nyproduktion.



2.

Långsammare utbyggnad av vindkraft ger högre kostnader och sannolikt även priser

Om landbaserad vindkraft inte byggs i tillräcklig omfattning kommer elpriserna att stiga till dess att annan elproduktion blir lönsam eller till dess att efterfrågan på el stabiliseras. I det korta perspektivet bestäms elpriset av den rörliga kostnaden för det dyraste produktionsslaget vid varje tidpunkt. I ett längre perspektiv måste kraftproducenter även få täckning för fasta kostnader, så totalt sett dyrare produktionsslag bör på sikt leda till högre priser.

Om trenden med låg utbyggnad av landbaserad vindkraft fortsätter samtidigt som efterfrågan av el växer kommer en ökad knapphet på elproduktion alltså leda till ökade elpriser även om den ersätts av andra kraftslag med låg rörlig kostnad.



3.

Elpriserna bedöms stiga och variera mer än i dag

Resultaten från modellanalyserna pekar mot att årsmedelpriset på el år 2035 kommer att vara högre än i dagsläget. I synnerhet om elanvändningen stiger till 250 TWh, i enlighet med det högre scenariot, blir prisökningen markant. Detta gäller speciellt i norra Sverige där elefterfrågan antas växa snabbast. De nuvarande regionala skillnaderna i elpriser minskar också genom att stamnätet byggs ut.

Dagens variationer i elpris kommer bestå eller öka. Utöver en ökad volatilitet på daglig basis kan perioder med höga eller låga elpriser uppstå som resultat av extrema och sällsynta väderhändelser. Variationer i elpriset bestäms av två motriktade krafter, där den ökade andelen väderberoende elproduktion ger mer varierande elpriser medan ökad efterfrågefleksibilitet och mer energilager minskar variationen i elpriset.

En viktig utgångspunkt för bedömningar av framtida elprisnivåer är att det elsystem som då finns är väl anpassat för en elefterfrågan på 185 respektive 250 TWh. Både i modellerna och i verkligheten kommer även mindre obalanser kunna få stor påverkan på elpriset. Hur väl utbyggnaden av ny elproduktion följer utvecklingen av elefterfrågan blir avgörande.



4.

Dimensionering för extremt väder ökar leveranssäkerheten – men även kostnaden

Staten måste göra en avvägning mellan kostnad och nytta av hög leveranssäkerhet, i synnerhet vid extrema väderhändelser. Till exempel visar en analys att årskostnaden för gasturbiner ungefär kan trefaldigas när systemet måste klara kombinationen av ogynnsamt väder och oplanerade bortfall, jämfört med ett normalår. Den årliga fasta kostnaden för gasturbiner kan då stiga från omkring 1–2 miljarder kronor per år i normalfallet till närmare 4 miljarder kronor per år vid de extrema förhållandena, exklusive rörliga kostnader, vilket motsvarar cirka 15 procent av den totala fasta årskostnaden för ny elproduktionskapacitet fram till 2035.

Det är en politisk avvägning i vilken utsträckning systemet ska dimensioneras för sällsynta fall, och hur kostnaden för detta ska fördelas, eftersom det påverkar både leveranssäkerhet, beredskapen och industrins konkurrenskraft.



5.

Gasturbiner har höga investeringsrisker eftersom de används sällan

Modellanalyserna indikerar att gasturbiner sällan skulle behövas under ett normalt väderår, även i scenariot med kraftig ökning av efterfrågan på el. Också under år med både ogynnsamt väder och oplanerade stopp i delar av elsystemet körs en stor del av den installerade kapaciteten gasturbiner bara några timmar under ett år. Det gör investeringsrisken i gasturbiner hög.

Som exempel indikerar modellanalysen att en gasturbin måste köras i storleksordningen 70 timmar per år vid elpriser på 10 kronor per kWh för att nå lönsamhet vid en kapitalkostnad (WACC) på 5 procent. Men om WACC istället är 15 procent är gränsen för lönsamhet cirka 150 körtimmar per år med elpriser över 10 kronor per kWh. Detta illustrerar hur finansieringsrisken snabbt undergräver lönsamheten för en privat aktör.

Slutsatsen är att även om gasturbiner kan vara samhällsekonomiskt motiverade för att säkra effekttillräcklighet, behöver dagens energy-only-marknad sannolikt kompletteras för att få fram tillräckliga investeringar, i synnerhet för att klara leveranssäkerheten även vid extrema förhållanden.



6.

Efterfrågefleks viktigt för att balansera elsystemet – men utvecklingen är osäker

Efterfrågefleksibilitet kommer att spela en central roll för att balansera elsystemet 2035 och kan sänka kostnaden för att balansera elsystemet jämfört med att bara använda gasturbiner. När väderberoende elproduktion byggs ut kraftigt ökar behovet av att anpassa elanvändningen efter produktionens variation.

Men det råder stor osäkerhet om hur stor potentialen och realiserbarheten är i resurser som vätgaslager, värmelager och elanvändarnas förmåga att anpassa sig efter hur stort utbudet av el är vid olika tillfällen.

Det är inte säkert att flexibiliteten används där den gör störst nytta för elsystemet eftersom ägaren av resursen kommer maximera sin egen lönsamhet. Samma flexibilitetsresurs kan användas på flera av elsystemets olika marknader – dagen-före marknaden, intradaghandel, marknader för stödtjänster och eventuella marknader för balansering av lokala elnät, så kallade lokala flexmarknader. Hur elmarknaden inklusive nättariffer utformas, blir därmed avgörande för att säkerställa att flexibiliteten används på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt.



7.

Elsystemet kan sannolikt hållas stabilt med modern teknik till rimlig kostnad

När elsystemet förändras ändras behov och förutsättningar för elsystemets stabilitet. Stabilitet med avseende på frekvens och spänningshållning har traditionellt nyttjat egenskaper och förmågor från synkront ansluten kraftproduktion som kärnkraft, vattenkraft och kraftvärme.

När andelen väderberoende produktion växer ökar behovet av, men även möjligheterna till, nya lösningar. Kraftelektronik, batterier och avancerad styrning kan stå för en del av den stabilitet som synkron produktion tidigare bidragit med och det finns goda möjligheter för ytterligare kompensatoriska åtgärder där det så krävs.

För en fortsatt god systemstabilitet krävs ett fortlöpande arbete med att anpassa kravställning och regelverk samt säkerställa tillräcklighet avseende de nätformande egenskaper och förmågor som erfordras. Tekniken finns och kostnaderna bedöms vara rimliga, och det är mindre troligt att systemstabiliteten i sig är avgörande för vilka vägval och investeringar som bör göras i elförsörjningen i övrigt. Däremot kan förutsättningarna och kraven på systemstabiliteten komma att se olika ut och vara en konsekvens av dessa vägval.



8.

Import- och exportkablar fortsatt viktigt för Sveriges försörjningstrygghet

Det är osäkert hur stor Sveriges framtida export av el blir, men exporten minskar och importen ökar om elefterfrågan ökar kraftigt till 2035. Samtidigt blir import en viktig säkerhetsventil vid extrema situationer som exempelvis perioder med extremt väder som sammanfaller med ett högt effektbehov.

Vintertid, och vid väderår som är särskilt utmanande för elsystemet, kan importen under vissa timmar uppgå till 8–9 GW, vilket motsvarar cirka en fjärdedel av det då totala effektbehovet. Vid andra tillfällen kan importen bli ännu större till följd av mycket god tillgång till väderberoende elproduktion i grannländerna. Sammankopplingen med grannländerna förblir därför en viktig del av försörjningstryggheten.



9.

Flexibel vätgasproduktion nyckel för balansering – men osäker investeringsvilja

Olika uppskattningar visar att industrins efterfrågan på el kan komma att öka från dagens cirka 48 TWh till 114–130 TWh 2035, där vätgasproduktion för att bland annat producera fossilfritt stål står för en betydande del. Modellanalyserna indikerar att flexibel vätgasproduktion i kombination med vätgaslager har en betydande potential att kostnadseffektivt balansera variationer i både efterfrågan och produktion av el.

Om vätgasproduktionen tar hänsyn till elpriset minskar effekttopparna vid höga prisnivåer. Med lager kan toppeffekten reduceras ytterligare och vätgasleveransen upprätthållas även under ansträngda situationer i elsystemet. Det finns dock betydande osäkerheter vad gäller aktörernas vilja att investera i flexibel vätgasproduktion och vätgaslager.



10.

Stort investeringsbehov i elnät – effektivare användning har stor potential

Behovet av att bygga ut elnätet är stort, men det finns även stor potential i att använda det befintliga elnätet mer effektivt. Om kapaciteten i stamnätet skulle öka med 25 procent visar analyserna att det kraftigt skulle minska flaskhalsar och därmed bidra till lägre systemkostnader och mindre prisvariationer. Det bidrar även till ökad vindkraftsutbyggnad, högre nettoexport och något lägre elpriser i Sverige samt minskar behovet av gaseldad kapacitet och produktion i Europa, vilket ger små men positiva klimatvinster.

Modellanalyser av en utbyggd överföringskapacitet i Sverige till 2035 pekar på att det är samhällsekonomiskt lönsamt att stärka förbindelserna mellan SE3 och Danmark, Finland, Estland och Lettland samt i vissa fall från norra Sverige. Ökad kapacitet sänker systemkostnader och gynnar handel, men kan höja svenska elpriser lokalt. Under hög efterfrågan och ogynnsamt väder blir flödet mellan SE3 och SE4 särskilt kritiskt för att möjliggöra import från kontinenten och Baltikum.



11.

Kraftvärmen kan minska till 2035 på grund av högre bränslekostnader

Resultaten visar att kraftvärmens elproduktion kan minska signifikant till 2035, bland annat på grund av ökad efterfrågan på biobränslen från exempelvis drivmedelsproduktion. Biobränslen utgör i dag det viktigaste bränsleslaget inom kraftvärmeproduktionen och långsiktigt högre priser på biobränslen får konsekvenser för fjärrvärmens konkurrenskraft.

Minskad kraftvärme innebär att en del av den planerbara elproduktionen försvagas, inte minst på lokal nivå där kraftvärme idag på flera ställen har stor betydelse för den lokala eleffektbalansen. För kraftvärmens långsiktiga konkurrenskraft är det därmed viktigt med både konkurrenskraftiga bränslepriser och att den lokala nyttan premieras. En negativ utveckling för kraftvärmen gör elsystemet mer beroende av andra flexibilitetskällor och annan planerbar effekt med liknande egenskaper.



12.

Befintlig kärnkrafts potential viktig för total elproduktion och leveranssäkerhet

I rapporten antas att den befintliga kärnkraften fortsatt bidrar med basproduktion och leveranssäkerhet, men att det fram till 2035 inte byggts ny kärnkraft som kan bidra till att möta en ökande efterfrågan på el. Resultaten tyder på en viss, om än liten, negativ effekt på utnyttjandegraden för den befintliga kärnkraften till följd av att den väderberoende elproduktionen fortsatt byggs ut och att perioder med mycket låga elpriser därigenom växer.

Kärnkraft har dock generellt låga rörliga kostnader, typiskt omkring 100 kronor per MWh, vilket gör att tåligheten mot låga elpriser är förhållandevis stor jämfört med annan termisk elproduktion där de rörliga kostnaderna kan vara väsentligt högre. På längre sikt, efter 2035, kan ny kärnkraft spela en betydande roll men är inte i fokus för den här analysen.



13.

Vattenkraftens centrala roll förstärks – men den kan bli dyrare

Den svenska vattenkraften utgör fortsatt ryggraden i elsystemet även efter 2035, inte minst tack vare dess reglerförmåga. I takt med att andelen väderberoende elproduktion ökar blir vattenkraftens roll som balanserande resurs än viktigare.

Samtidigt ställs högre krav på flexibilitet och snabbare reaktioner än i dag, vilket kan innebära både tekniska, underhållsmässiga, ekonomiska och miljömässiga utmaningar. Nya körsätt kan öka slitaget och därmed vattenkraftens driftskostnader. Här behövs fortsatt analys kring hur det påverkar elsystemet och marknaden. Utveckling av och tillgång till framtida reglerförmåga är starkt knuten till utfallet av omprövningarna enligt den nationella planen.



14.

Ledtider och tillståndsprocesser är flaskhalsar som ger högre elpriser

Utbyggnad av ny produktion och elnät tar lång tid, ofta mer än tio år från planering till drift. Om efterfrågan ökar leder fördröjd utbyggnad till högre elpriser. Det innebär att beslut behöver fattas snabbt för att möta en ökad efterfrågan om priserna på el ska hållas nere.

Förseningar i tillståndsprocesser eller politiska beslut riskerar att leda till obalanser, flaskhalsar och högre priser. Tidsperspektivet blir därför en central faktor i planeringen av hela omställningen.

