



Finansdepartementet
Fi 2023:F

Stockholm 2024-12-03
Sylvia Schwaag Serger, VD

Yttrande

Yttrande från Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA) rörande promemorian ”Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft” (Fi 2023:F).

IVA finns ofta bland de organisationer som av regeringskansliet uppmanas yttra sig över betänkanden från statliga utredningar. Beträffande Finansdepartementets promemoria *Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft* (Fi2024/01624) finns IVA dock inte bland de utsedda remissinstanserna. Eftersom det bland akademins ledamöter finns många med djupa kunskaper om Sveriges elförsörjning och kärnkraftens roll vill IVA ändå ta tillfället att yttra sig över promemorians analys och förslag.

Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien, IVA, har tagit del av rubricerat ärende och vill härmed framföra synpunkter enligt nedan.

Vårt yttrande i korthet

IVA anser att utredningen redovisar en intressant analys av olika former för statligt stöd till investeringar i ny kärnkraft men att konsekvenserna för staten och skattebetalarna är otillräckligt belysta och inte jämförda med andra alternativ eller åtgärder med syfte att säkerställa Sveriges långsiktiga försörjning med el. För att bidra till omställningen från fossilberoende, för balans i vårt elenergisystem och för robusthet ser IVA att flera kraftslag har en viktig roll. Yttrandet utgör inget ställningstagande till kärnkraftens roll i det svenska elförsörjningssystemet

Utredningens konsekvensanalys lever inte upp till kraven i *förordningen (2007:1244) om konsekvensutredning vid regelgivning*. Det är sannolikt en följd av en snäv avgränsning av uppdraget och kort utredningstid. Men trots bristen på känslighets- och konsekvensanalys föreslår utredningen att riksdagen snabbt ska anta en lag om finansiering av nya kärnkraft som kan träda ikraft redan den 6 maj 2025.

IVA bedömer att det föreliggande beslutsunderlaget behöver kompletteras i flera avseenden innan riksdagen tar ställning till förslag om statlig medfinansiering/riskavlastning i den storleksordning det nu är

fråga om. Beroende på byggtid och byggkostnader samt på framtida elpris i förhållande till det föreslagna lösenpriset innebär förslaget att staten påtar sig kostnader som potentiellt kan hamna på flera hundra miljarder kronor. Beslut om stöd i en sådan storleksordning måste bygga på en analys av hur hela elförsörjningssystemet påverkas och på överväganden om hur samma nyttor potentiellt säkerställas genom andra åtgärder.

Vi inleder vårt yttrande med en granskning av utredningens motiv för statlig subventionering av ny kärnkraft och diskuterar därefter utformningen av den föreslagna modellen för medfinansiering och riskdelning. Avslutningsvis följer exempel på behov av kompletterande utredning.

Utredningens motiv för att subventionera ny kärnkraft

Vi kommenterar i detta avsnitt de fem skäl som utredningen anser tala för att staten bör stödja investeringar i kärnkraft. Den anger att:

1. **Finansmarknaden inte förmår att effektivt prissätta och allokera riskerna förknippade med kärnkraftsinvesteringar.**
2. **Den som investerar i ny kärnkraft inte vid tillfället för investeringsbeslut kan teckna långsiktiga prissäkringsavtal till rimliga villkor.**

Utredningen analyserar emellertid inte närmare varför marknadens förmodade problem med att hantera stora och finansiellt riskabla projekt leder till ett behov för staten att intervensera beträffande just investeringar i kärnkraft men inte när det handlar om andra stora kommersiella investeringar. Att lönsamheten är dålig eller osäker kan rimligen inte i sig vara ett skäl för statsingripande.

3. **Kärnkraftinvesteringar kan generera läroeffekter med åtföljande kunskapsläckage.**

Detta motiv grundas på ett antagande om förekomst av marknadsmisslyckanden som innebär att den som investerar i ny kärnkraft skapar en positiv externalitet i form av ny kunskap och sänkta kostnader som senare kan nyttjas av andra. Utredningen har dock inte gjort något försök att beräkna hur mycket som uppförande i Sverige av nya stora reaktorer av någon redan existerande typ skulle kunna öka kunskaperna och sänka den långsiktiga kostnaden för ny kärnkraft. Till stor del handlar det rimligen om generella kostnader som inte påverkas av om reaktorerna byggs i Sverige eller någon annanstans. Dock kan det även finnas platsspecifika kostnader som successivt kan reduceras om fler reaktorer av samma typ byggs i Sverige. Men utredningen redovisar ingen sådan analys.

Om kostnaderna för ny kärnkraft avser en satsning på nya typer av reaktorer, t.ex. SMR, kan dock utredningens resonemang i detta avseende tillmätas större vikt. Statligt stöd förekommer ofta i sammanhang där man genom ett tidsbegränsade bidrag vill hjälpa ny teknik över marknadströskeln. Men beträffande SMR krävs en samordnad internationell satsning för att komma upp i ett antal aggregat som är stort nog för att lärandet ska resultera i signifikanta kostnadssänkningar.

4. **Kärnkraft bidrar med systemnyttor avseende spänningshållning, frekvensstabilitet och marknadstilldelad överföringskapacitet mellan elområden som idag inte prissätts.**

Utredningen har inte analyserat i vilken mån som tillräckliga systemnyttor kan upprätthållas i system med olika mängd planerbar kraft och den har inte heller gjort något försök att analysera möjligheterna att ändra förutsättningarna genom att se till att nyttorna prissätts i högre grad än idag. Det handlar dels om den befintliga marknaden för åtgärder som säkerställer spänning och frekvens, dels om åtgärder som över längre tid (timmar, dagar, veckor) kan medverka till att balansera utbud och efterfrågan på el. IVA noterar i detta sammanhang att Svenska kraftnät helst ser att *Lagen (2003:436) om effektreserven* byts ut mot en kapacitetsmarknad.¹ Enligt IVA:s bedömning bör subventioner ses som en näst-bästa åtgärd som bara bör tillgripas om man kan visa att en marknadsimperfektion inte kan undanröjas på annat sätt.

5. Det är osäkert om regeringens planeringsmål för elsystemet kan nås genom enbart en utbyggnad av vindkraft och om ett sådant väderberoende elsystem kan driftsäkras och balanseras till rimliga kostnader

Utredningen anser att det är osäkert om regeringens planeringsmål (300 TWh år 2045) kan nås utan en satsning på ny kärnkraft. Men den redovisar ingen analys av hur stor osäkerheten är och den analyserar inte heller om osäkerheten kan reduceras på annat sätt och till lägre kostnad än genom subventioner av ny kärnkraft.

Utredningens förslag till val av stödform

Utredningen presenterar en utförlig redovisning av olika tänkbara former av stöd till investeringar i ny kärnkraft som utmynnar i förslag om statlig lånefinansiering, ett prissäkringsavtal och en modell för risk- och vinstdelning. Tidigare stöd till ny kraftproduktion, inom och utom landet, har vanligen antingen bestått av ett investeringsbidrag eller någon form av prisgaranti. Men utredningen föreslår nu en modell som innefattar både investeringsstöd och prissäkring och som är avsedd att finansiera ett utbyggnadsprogram som omfattar 4 000–6 000 MW installerad effekt.

Lån hos riksgälden

Utredningen föreslår att bolagen ska få låna hos Riksgäldskontoret upp till tre fjärdedelar av deras lånebehov. Om inga kostnadsöverskridanden sker, beräknas statsskulden som mest att öka med 300 miljarder kronor. Regeringen ska dock bemyndigas att besluta om lån upptill högst 600 miljarder kronor i 2023 års prisnivå för investeringar i ny kärnkraft.

Att finansiera ny kärnkraft genom lån hos Riksgälden, som kortsiktigt ökar statsskulden, behöver inte vara fel. Som Finanspolitiska rådets ordförande Lars Heikensten (ledamot av IVA) och vice ordförande Annika Sundén konstaterar i Dagens Nyheter (2024-09-07) kan det vara rimligt att låta kommande generationer bidra till klimatomställningen genom att skjuta en del kostnader på framtiden. Men då behöver man säkerställa att den nu aktuella finansieringen är kostnadseffektiv jämfört med andra klimatpolitiskt motiverade åtgärder och jämfört med åtgärder inom andra områden som är så viktiga att de kan motivera en ökning av statsskulden. Någon sådan analys har utredningen inte genomfört.

Prissäkringsavtal

Utredningen anser att finansieringen behöver kompletteras med ett prissäkringsavtal som innebär att staten betalar kraftproducenten för mellanskillnaden om marknadspriset är lägre än ett lösenpris som föreslås bli 80 öre per kWh i 2023 års prisnivå under de första 40 åren.

¹ Svenska kraftnät (2023), *Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden*.

Utredningen nämner att de befintliga kärnkraftverken i genomsnitt säljer sin produktion till ett pris som ligger något över snittpriset för SE3 (capture rate nära 1) och anser därför att det oviktade genomsnittspriset utgör en lämplig skattning av den förväntade intäkten. Den föreslår att referenspriset ska utgöras av det årliga genomsnittliga elpriset i producentens elprisområde. Detta kan ifrågasättas.

Utredningen noterar (med referens till Holmberg²) att vindkraftens genomsnittliga intäkt i förhållande till det genomsnittliga elpriset sjunkit. Från att knappt ha varit märkbar för fem år sedan, reducerar den nu vindkraftens intäkter med i storleksordningen 20–30 procent. Statistik från Tyskland visar på samma tendens.³ Enligt utredningen uppskattar Bergman med flera⁴ att snittpriset för landbaserad vindkraft år 2035 kommer att uppgå till 60–70 procent av konsumenternas snittpris. Om produktionen i ett framtida kraftsystem till uppemot hälften består av icke-planerbar kraft med en capture rate på 0,6-0,7 måste den planerbara kraften (vatten- och kärnkraft) ha en mycket hög capture rate för att hela den svenska årsproduktionen sammantaget ska hamna på 1,0.

Om kärnkraftens intäkter sålunda kan förmodas hamna markant över genomsnittspriset på el i ett system som förutom vatten- och kärnkraft innehåller mycket sol- och vindkraft bör prissäkringsavtalet bygga på en jämförelse av kärnkraftverkets faktiska intäkt per försald kWh jämfört med lösenpriset, alltså inte i jämförelse med det genomsnittliga marknadspriset.

Utredningen anger att lösenpriset ska utgå från en antagen referenskapacitet om 89 procent men föreslår att den faktiska referenskapaciteten från det sjätte året ska sättas utifrån medelvärdet av de föregående fem årens kapacitetsfaktor under de timmar elpriserna varit positiva. Den anger att timmar med negativa och nollpriser ska exkluderas från beräkningen av referenskapaciteten för att säkerställa att det inte finns incitament att producera under perioder med negativa priser. Men det innebär att utredningens avsikt är att prissäkringsavtalet ska omfatta produktion vid priser som ligger under kärnkraftverkens rörliga kostnad men är högre än 0 öre per kWh. Utredningen presenterar ingen analys av hur detta påverkar statens kostnader och vad det innebär för den ”merit order” som ligger till grund för in- och fränkoppling av kraftproduktion.

Utredningen föreslår att referenspriset ska baseras på det årliga genomsnittliga elpriset i producentens elprisområde på dagen före-marknaden. Men utredningen anser att kärnkraftsproducenten bör medges viss möjlighet att teckna andra kontrakt för prissäkring, exempelvis power purchase agreements (PPA), och i så fall ska den volym som intecknats i dessa avtal räknas bort från referenskapaciteten. Dock ska, enligt förslaget, andelen el som säljs på de öppna elmarknaderna överstiga 70 procent av produktionen under differenskontraktets giltighetstid. Mot detta kan invändas att om ägaren tecknar andra kontrakt för prissäkring behöver volymen kanske inte begränsas, eftersom den i så fall oavsett storlek inte längre omfattas av prissäkringsavtalet med staten.

Ett potentiellt problem som utredningen inte nämner men som kan försvåra finansiering av ny kärnkraft är att stora effektöverskott under delar av sommaren kan påverka dess intjäningsförmåga negativt. Om större delen av alla planerade sol- och vindkraftsprojekt förverkligas kan överskottstimmarna bli så många att kärnkraften behöver nedregleras sommartid alternativt stängas under längre perioder än vad som motiveras av tid för underhåll och bränslebyten. Enligt branschföreningen Svensk Solenergi⁵ finns finansierade solkraftprojekt om totalt minst 30 000 MW som kan komma att genomföras under

² Pär Holmberg (2024), *The inc-dec game and how to mitigate it*. Energiforskrapport.

³ Svenolof Karlsson, *Vind- och solel får allt sämre betalt*. second-opinion.se 2024-01-22.

⁴ Bergman, L., N. Damsgaard, N-H M. von Der Fehr, P. Holmberg, L. Joelsson, P. Lundström, A. Moritz, M. Nilsson, R. Nilsson, A. Regnell, J. Rönnback, J. Strömbergsson, M. Thorstensson och S. Montin (2022). *Långsiktiga investeringar och handel på framtidens elmarknad*. Energiforskrapport 2022–859.

⁵ Samtal med VD Anna Werner 2024-10-30.

de närmaste åren. Om kärnkraftverkets årliga driftstid skulle komma att reduceras med 1 000 timmar (= 42 dygn vid full effekt) behöver intäkten per kilowattimme öka med ca 15 procent.

Risk- och vinstdelningsmekanismen

Den tredje komponenten är en risk- och vinstdelningsmekanism som ska garantera projektägaren en lägsta avkastning på sin investering. I en situation där kostnaden, trots förmånliga lån under byggtiden, hamnar väsentligt över lösenpriset kan staten tvingas omförhandla avtalet baserat på modellens risk- och vinstdelningsmekanism för att undvika att företaget går i konkurs. Även om ett högre lösenpris än 80 öre per kWh begränsas till en mindre del av de 40 åren kan det medföra en påtagligt ökad kostnad för konsumenterna.

Vinstdelningsmekanismer och möjligheter till utvidgade statliga lån minskar incitamenten att hushålla med resurser. Orsaken är att kärnkraftsföretag kan lämpa över en del av eventuella kostnadsöverskridningar på staten eller att staten får en andel av de kostnadsbesparingar som företagen åstadkommer. Dessa mekanismer riskerar i sig att fördyra kärnkraften, vilket borde ha diskuterats i utredningen.

Statens och konsumenternas kostnad

Baserat på utredningens antagande om ett genomsnittligt marknadspris på 67 öre per kWh kommer prissäkringsavtalet att kosta staten drygt 5 miljarder kronor per år om den berörda effekten uppgår till 5 000 MW och kapacitetsfaktorn till 89 procent. Över 40 år innebär det en kostnad för staten och konsumenterna på cirka 200 miljarder kronor.

Om det skulle visa sig att utredningen överskattat det genomsnittliga framtida elpriset kan kostnaden bli större. I Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys uppskattas elpriset i SE3 uppgå till 44,4–61,3 EUR/MWh år 2045 i 2024 års prisnivå. Vid en kronkurs på 11 kronor motsvarar det 49-68 öre per kWh. Om 5 000 MW ska ersättas och elområdespriset är 49 öre/kWh blir det nödvändiga påslaget, cirka 4 öre per kWh. Därtill kommer den eventuella effekten av en omförhandling baserad på risk- och vinstdelningsmekanismen. I ett tänkbart värsta scenario skulle kostnaden för 5 000 MW över 40 år således kunna hamna på en nivå över 400 miljarder kronor.

Intressant i sammanhanget är att utredningen uppger att en grov uppskattning ger vid handen att på en teknikneutral elmarknad, där alla systemtjänster prissätts, skulle vindkraften behöva betala i storleksordningen 1 öre extra per kWh och mindre kärnkraftsanläggningar få betalt 1 öre per kWh.⁶ Men därtill kommer skillnaden mellan vindkraft och kärnkraft när det gäller systemkostnader för reservkraft.

Relevant för en kostnadsjämförelse är också att utredningen bedömer att en utbyggnad av ny kärnkraft leder till ett mindre volatilt elpris, vilket kan resultera i lägre premier för elprissäkring och lägre kostnader för systemdrift och nätutbyggnad. Den konstaterar dock att den sammantagna effekten på företagens och hushållens elkostnader är svårbedömd.

Författningsförslaget

Utredningen redovisar ett förslag till en mycket kortfattad författningstext som inte innehåller några egentliga regler utan överlåter till regeringen eller den myndighet regeringen bestämmer att med stöd av 8 kap. 7 § regeringsformen meddela ytterligare föreskrifter. Det innebär att praxis kan komma att förändras över tid beroende på de överväganden som kommande regeringar kan komma att göra. För att regeringen ska kunna ingå differenskontrakt krävs dock ett beställningsbemyndigande från riksdagen avseende den period kontraktet ska gälla och de prognostiserade utgifter som det kan förväntas medföra. IVA saknar en analys av de fördelar och risker som en så summarisk rättsakt kan medföra vid praktisk tillämpning.

⁶ Pär Holmberg (2024), *Underlagsrapport, Den svenska elmarknaden* (dnr Fi2024/01606).

Ofullständig konsekvensanalys

Som nämndes inledningsvis har utredningen inte genomfört en konsekvensutredning som uppfyller kraven i *förordningen (2007:1244) om konsekvensutredning vid regelgivning*. Enligt förordningen ska utredningen beskriva problemet och redovisa tänkbara alternativa lösningar. Så har i detta fall inte skett. En uppenbar svårighet ligger i förhållandet att utredningen inte kunnat bedöma kärnkraftens framtida kostnader med någon högre grad av säkerhet eller förmått analysera kostnaden för att stabilisera näten och balansera utbud och efterfrågan genom andra åtgärder. På punkt efter punkt tvingas utredaren därför medge att det saknas underlag för en bedömning av konsekvenserna.

Utredningen konstaterar att kostnaderna för nätutbyggnad, systemdrift och flexibilitet blir högre i en framtid i ett vindkraftsdominerat elsystem än i ett system där även kärnkraften byggs ut. Huruvida dessa kostnader överväger kärnkraftens merkostnader i produktionsledet är det emellertid, enligt utredningen, av flera skäl svårt att säga något bestämt om. Det måste tolkas så att utredningen inte kunnat lämna svar på den centrala frågan om vilka åtgärder som kan lösa problemen till lägsta samhällsekonomiska kostnad. Dess analys behöver således kompletteras genom fortsatt utredning. I de följande avsnitten pekar vi på några viktiga aspekter som behöver bli föremål för fördjupad analys.

Potentiella merkostnader för ett system utan ny kärnkraft

Kärnkraft medför systemnyttor som gör att de kostnader som kraftslaget ger upphov till utöver själva produktionen blir mindre än de tillkommande systemkostnader avseende stabilisering av näten och balansering av utbud och efterfrågan på el som sol- och vindkraft medför. Dessa systemkostnader kan dessutom förmodas stiga på marginalen i takt med att de väder- och årstidsberoende kraftslagens andel av elproduktionen växer.

Att vissa kraftslag eventuellt har högre systemkostnader än kärnkraft är dock inte ett argument i sig för att stödja kärnkraft. I fall alla anläggningar själva betalar de systemkostnader de ger upphov till och får ersättning för de systemnyttor de bidrar med, kommer systemeffekterna återspeglas i anläggningarnas marknadsmässiga värde. Marknaden utvecklas i denna riktning. Den planerade förkortningen av driftsperioderna från 60 till 15 minuter på elmarknaden kommer exempelvis innebära att sol- och vindkraft i framtiden kommer betala en större andel av sina systemkostnader än vad som tidigare varit fallet.

Utredningen nöjer sig med att hänvisa till att analyser utförda av Svenska kraftnät visar att ett vindkraftsdominerat scenario (EF) har större behov av frekvensrelaterade stödtjänster än ett med större inslag av kärnkraft (EP-scenariot). Svenska kraftnät redovisar dock inte någon uppskattning av kostnaderna för att tillfredsställa dessa behov, och utredningen konstaterar att tillgängliga studier indikerar att de inte är särskilt stora.

Beträffande icke-frekvensrelaterade stödtjänster anger Svenska kraftnät att båda scenarierna ställer krav på utveckling av nya förmågor i kraftsystemet för att säkerställa driftsäkerheten. Behoven bedöms dock vara betydligt större i EF än i EP. Men kostnaderna för detta har inte heller analyserats av Svenska kraftnät. Därför har utredningen inte kunnat kvantifiera dem.

Utredningen antar vidare att ny planerbar kraft i södra Sverige genom att bidra till ökade marginaler kan medge ett ökat kapacitetsutnyttjande av befintliga kraftledningar. Men inte heller beträffande denna nytta har utredningen kunnat finna någon beräkning av den troliga storleken.

Kärnkraftens höga tillgänglighet och kapacitetsfaktor leder, allt annat lika, till ett mindre behov av energilagring och styrning av efterfrågan. Men även beträffande denna aspekt behöver man analysera om inte marknaden kan hantera problemet utan att staten subventionerar ny kärnkraft.

För att förstå hur den fortsatta utbyggnaden av sol- och vindkraftverk påverkar effekt- och energibalansen och behovet av kompletterande åtgärder krävs en analys som beaktar tänkbara förändringar i relativpriserna till följd av fortsatt teknikutveckling och effekten på kostnaderna av en växande global produktion av berörda komponenter. Att genomföra en känslighetsanalys baserad på varierade antaganden om teknik- och prisutveckling är viktigt.

Lisa Göransson och Filip Johnsson (ledamot av IVA) har jämfört ett scenario avseende år 2050 i vilket efterfrågan på el och alla former av balanskrav möts till lägsta kostnad med två alternativa scenarier i vilka författarna tvingar in 9 GW ny kärnkraft respektive 22 GW havsbaserad vindkraft.⁷ De finner inga större skillnader mellan scenarierna varken i elpris eller i förmåga att möta efterfrågan och uppfylla övriga krav. Deras analys baseras på optimistiska antaganden om kostnadsutvecklingen (inklusive ny kärnkraft) som i det kostnadsoptimala scenariot leder till ett genomsnittligt elpris på bara 33 öre/kWh.

Författarna baserar sina beräkningar på kostnadsantaganden från danska Energistyrelsen (2012) men anger att de stämmer väl överens med kostnader angivna i IEA World Energy Outlook (2021). Med tanke på att de finner att skillnaden i utfall är liten och horisontåret ligger mer än 25 år bort, kan man förmoda att alternativa kostnadsantaganden skulle kunna förändra bilden. Men någon sådan känslighetsanalys har de inte utfört. I sammanhanget kan det vara särskilt viktigt att variera antagandena beträffande kostnaden för havsbaserad vindkraft och ny kärnkraft samt för elektrolys och vätgaslager.

Det finns därtill pågående forskningsprojekt med fler scenarier och mera detaljerad modellering och analys av det framtida elsystemet som kommer att tillföra ytterligare kunskap. Sådana projekt pågår inom forskningsprogrammen Mistra Electrification⁸ och Nordeuropeiska energiperspektiv (Nepp)⁹ samt inom det nationella kompetenscentret Swedish Electricity Storage and Balancing Center¹⁰.

Effekter på lönsamheten hos övrig kraftproduktion

Utredningen har inte ägnat tillräcklig uppmärksamhet åt de problem som stora subventioner av ett kraftslag kan få för möjligheterna att investera i fortsatt utbyggnad av de övriga. Om marknaden i mitten av 2030-talet till följd av ett omfattande statligt stöd på kort tid tillförs 4 000 till 6 000 MW prissäkrad kärnkraft kommer detta att leda till ett överskott som pressar marknadspriset på el och reducerar de övriga kraftslagets intäkter. Insikten om detta måste rimligen leda till ett påtagligt reducerat intresse för investeringar i ny vindkraft både under åren före och efter 2035.

Konsekvenser av en osäker prognos

Av stor betydelse för behovet av ny kärnkraft är förstås frågan om hur snabbt efterfrågan på el kan komma att växa och på vilken nivå som den kan tänkas plana ut. En brist i den föreliggande promemorian är att utredningen inte genomfört någon känslighetsanalys avseende efterfrågeutvecklingen trots att den nämner att Energimyndigheten bedömer att behovet hamnar mellan 228 och 349 TWh år 2050 och att efterfrågan i Svenska kraftnäts scenarier varierar mellan 200 och 343 TWh år 2045.

Allt annat lika är det lättare att integrera vind- och solkraft i det svenska kraftförsörjningssystemet i måttliga mängder än om det sker i mycket stor omfattning. Skillnaden i marginalkostnad kan bli betydande om årsbehovet blir 50-100 TWh mindre än i det enda av utredningen analyserade scenariot.

⁷ Lisa Göransson och Filip Johnsson, *Ett framtida elsystem med och utan kärnkraft – vad är skillnaden?* Institutionen för Rymd-, geo- och miljövetenskap, avdelning Energiteknik, Chalmers 2023-07-05.

⁸ <https://mistraelectrification.com/>

⁹ <https://energiforsk.se/program/nordeuropeiska-energiperspektiv-nepp/>

¹⁰ <https://www.sesbc.se/>

Merparten av osäkerheten gäller efterfrågan i SE1 och SE3 som förväntas öka med 25–100 TWh respektive 30–70 TWh till år 2045. Störst är osäkerheten beträffande el för produktion av vätgas som bedöms behöva 22–100 TWh. Det mesta av detta avser vätgas för framställning av järnsvamp i Norrbotten.

Om elanvändningen avviker påtagligt från regeringens och utredningens prognos och särskilt om detta i betydande del handlar om verksamheter som behöver kontinuerlig tillförsel av el och som bara i begränsad utsträckning kan anpassa sin elförbrukning blir det viktigt att analysera hur detta påverkar marginalkostnaden för att balansera systemet. Detta har utredningen inte gjort.

Frågan om hur de stora elkrävande projekten i Norrbotten påverkar efterfrågan och behovet av kraftöverföring borde ha varit föremål för analys i utredningens promemoria. Deras efterfrågan på el påverkas dels av hur mycket järnsvamp som ska produceras med hjälp av fossilfri vätgas, dels om elektrolysen sker i Norrbotten eller i någon annan del av världen.

Det förefaller troligt att första etappen av Stegras (f.d. H2GS) stålverk i Boden kommer att genomföras och att LKAB kommer att producera järnsvamp motsvarande SSAB:s behov. Elförbrukningen, inklusive stålverkens egna behov för smältning mm, bedöms komma att uppgå till sammanlagt omkring 30 TWh per år.

Men det är osäkert om och när Stegra kommer att gå vidare med fas 2, och LKAB har nyligen meddelat att företaget skjuter på sina planer att göra järnsvamp av den del av produktionen som går på export till någon gång efter 2040. Det innebär att osäkerhet råder om, och i så fall när, ytterligare 60 TWh el för järnsvampframställning i Norrbotten kan komma att behövas.

Det är inte självklart att det är en god idé att göra järnsvamp av LKAB:s hela produktion baserat på vätgas som framställs genom elektrolys i Norrbotten. Det kan visa sig vara billigare att producera järnsvampen i sydligare delar av Europa med bättre förutsättningar för solkraft och med kortare transportavstånd till konsumenterna.

Beträffande Norrbottenprojekten är det viktigt att notera att deras efterfrågan handlar om leveranser till en verksamhet där intermittent produktion är möjlig. Det kan ske genom investering i en större elektrolyskapacitet (än vad som behövs för kontinuerlig produktion) i kombination med stora berggrum för lagring av vätgas. Ett annat alternativ, om det skulle visa sig vara mindre kostsamt, är att investera för överkapacitet i både elektrolys och järnsvampsproduktion. I ett sådant fall bygger man upp en buffert av järnsvamp som kan användas av stålverket under perioder med lite vind och höga elpriser.

Om de stora projekten i Norrbotten genomförs fullt ut eller begränsas till de volymer som nu är aktuella får stor betydelse inte bara för elbalansen i Norrbotten utan även för behovet av förstärkt överföringskapacitet.

Balans mellan produktion och efterfrågan

För att klara balansen mellan efterfrågan och produktion under perioder med svaga vindar kan man tillgripa reservkraftverk, import eller utnyttjande av lagrad energi. En ytterligare möjlighet är frångående av stora förbrukare. Utredningen konstaterar alla sådana former av flexibilitet kostar. Och möjligheten till någon mera omfattande nettoimport kan vara liten om grannländernas framtida produktionsmix liknar vår egen.

Möjligheten till intermittent produktion av vätgas har berörts ovan och Svenska kraftnät bedömer i scenarier med stor utbyggnad av vätgas att bidraget från sådan produktion till balanseringen av elproduktion och förbrukning kan bli ungefär lika stort som vattenkraftens bidrag.¹¹

För att klara efterfrågan som inte utan stora kostnader kan reduceras genom bortkoppling eller tidsmässig förskjutning kommer reservkraft att behövas. Kostnaden påverkas dels av behovets storlek, dels av vilka former av kompletterande kraft man väljer. En möjlighet är biogas och/eller vätgas i gasturbiner och det kan i så fall på sikt bli fråga om flera tusen megawatt om man ska ta höjd för nederbördsfattiga år. En annan möjlighet kan vara att investera i pumpkraftverk.

Även vid investeringar i ny kärnkraft måste hänsyn tas till den reservkapacitet som behövs vid oplanerade bortfall av effekt och att stora reaktorer kräver mer balanskapacitet än små. Utredningen har inte analyserat hur stort behovet av och kostnaden för reservkraft kan bli i system med olika stort inslag av kärnkraft respektive av sol- och vindkraft.

Höjda säkerhetskrav på ny kärnkraft?

Den föreliggande promemorian/remissen diskuterar inte vilka säkerhetskrav som kan komma att behöva ställas på nya reaktorer. Regeringen planerar långsiktigt att lägga omkring 200 miljarder kronor på militärt och civilt försvar per år på grund av den ökade risk för krig som blivit följden av Rysslands pågående försök att ockupera Ukraina. I ett sådant läge förefaller det rimligt att se till att nya kärnkraftverk förses med förstärkt skalskydd och system för en längre tid av restkyllning av reaktorerna än vad som hittills har krävts (inklusive de förändringar som följde på olyckan i Fukushima).

Höjda säkerhetskrav kommer att vara kostnadsdrivande, och då uppkommer frågan om vem som ska stå för notan. Möjligen skulle en fördyring orsakat av yttre faktorer kunna utgöra skäl för staten att dela kostnaden med kraftbolagen. I detta sammanhang kan man notera att det bör vara lättare att underjords- eller bergrumsförlägga SMR än stora reaktorer (men kanske ändå totalt sett dyrare till följd av fler aggregat per GW).

Val av tidpunkt

Regeringen vill bygga ut minst 2 500 MW ny kärnkraft till 2035, och utredningen föreslår att beslut om statligt stöd till en sådan utbyggnad ska fattas redan i början 2025. Men då måste man ställa sig frågan om det är så bråttom att man inte kan avvakta ett mera komplett beslutsunderlag.

De återstående kärnreaktorerna har stor betydelse för Sveriges elförsörjning genom att årligen tillföra omkring 50 TWh med hög tillgänglighet. I sammanhanget är det viktigt att inse att samtliga driftsattes inom loppet av fyra år (1981-85) och att de år 2035 kommer att ha passerat 50 år. Vattenfall har emellertid nyligen fattat ett inriktningsbeslut om att söka förlänga drifttiden för de fem befintliga reaktorerna i Forsmark och Ringhals från 60 år till 80 år. Företaget uppskattar de nödvändiga investeringskostnaderna till 40–50 miljarder kronor, vilket räknat per MW motsvarar ungefär en tiondel av kostnaden för ny kärnkraft. En avgörande fråga är emellertid om det kommer att vara möjligt att driva reaktorerna så länge utan att påfrestningarna under den långa drifttiden leder till sprickbildning eller materialutmattning i delar som inte utan mycket höga kostnader kan bytas ut. Det finns ingenstans i världen några stora lättvattenreaktorer som ännu hunnit bli mer än knappt 60 år gamla.

Förhållandet att de nuvarande reaktorerna åldras och att deras tillgänglighet kan komma att minska under de närmaste årtiondena talar, enligt IVA:s bedömning, för att det kan finnas anledning att

¹¹ Svenska kraftnät (2024). *Långsiktig marknadsanalys: Scenarier för kraftsystemets utveckling fram till 2050*.

överväga investeringar i ny kärnkraft. En pessimistisk bedömning av reaktorernas återstående driftstid skulle kunna vara ett skäl till brådska, men den aspekten tas varken upp i direktiven eller av utredningen.

Enligt utredningens bedömning förväntas Sveriges totala elproduktion uppgå till 194 TWh år 2027. Trots att etableringen av havsbaserad vindkraft ser ut att komma att försenas (eller utebli) till följd av regeringens beslut om att inte betala några förbindelser mellan fälten och land och försvarets invändningar mot havsbaserad vindkraft i Östersjön, kommer elproduktionen 2030 av allt att döma att överskrida 200 TWh. Under 2023 förbrukades 135 TWh, så det finns utrymme för en betydande efterfrågetillväxt.

Om regeringen och oppositionspartierna kan enas om en modell där staten betalar en del av kostnaden för den havsbaserade vindkraftens landanslutning kan några tusen MW av förhållandevis stabil kraftproduktion tillföras det svenska elförsörjningssystemet från fält i Nordsjön. Och det bör kunna ske före mitten av 2030-talet.

Under de närmaste åren bör behovet av elenergi kunna hållas tillbaka genom en fortsatt satsning på effektivisering. Industrins behov är mindre idag än för 30 år sedan. Och efterfrågan på el för bostäder och lokaler har planat ut ungefär på 1990 års nivå trots att befolkningen vuxit med 20 procent. Det är till betydande del en följd av att effektiva värmepumpar ersatt direktverkande elvärme. Den på sin tid omstridda teknikupphandlingstävling som NUTEK genomförde under 1990-talet bidrog till teknikutvecklingen och medverkade till göra svensk industri världsledande inom detta område. Statligt stöd till innovationer som stödjer energilagring och ett flexibelt utnyttjande av resurserna kan visa sig vara lika viktigt som stöd till ny kärnkraft. Regeringens fokus behöver vara bredare än en satsning på enbart ny kärnkraft.

För att minimera kostnaderna och undvika allvarliga misstag är det viktigt att behålla en hög grad av handlingsfrihet och att inte lättvindigt avfärda några alternativ. Beslut om stora investeringar bör fattas vid rätt tidpunkt och baseras på kostnadseffektiva lösningar och så långt möjligt på marknadens villkor. Det är därför viktigt att alla aspekter analyseras och värderas. Vi avslutar remissvaret med att upprepa att IVAs yttrande inte utgör ett ställningstagande till kärnkraftens roll i det svenska elförsörjningssystemet.

Akademiens beredning av ärendet

Ärendet har handlagts av projektledare Hampus Lindh, med bistånd av policychef Michael Jacobs, projektledare Karin Byman och enhetschef Staffan Eriksson. I ärendets beredning har representanter från flera av IVAs avdelningar deltagit: Per Kågeson, Arne Kaijser, Filip Johnsson och Thomas Tangerås. Synpunkter har även inhämtats från Cecilia Hermansson och Lars Josefsson. Beslut i ärendet har fattats av verkställande direktör Sylvia Schwaag Serger.