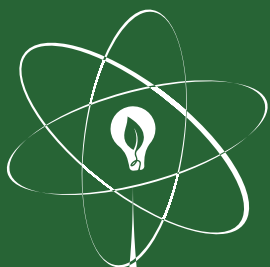


MARKNADSKRAFTER

NY KÄRNKRAFT I SVERIGE



SIMON WAKTER
HANNA STENEGREN
MAJ 2024

Timbro är Nordens främsta marknadsliberala tanke- medja. Sedan starten 1978 är uppdraget att långsiktigt bilda opinion för marknadsekonomi, fri företagsamhet, individuell frihet och ett öppet samhälle.

© Timbro
MAJ 2024
www.timbro.se
info@timbro.se
Sättning: Simon Wakter & Erik Johnsson
Omslag: Erik Johnsson

OM FÖRFATTARNA



Simon Wakter är expert inom klimat-, miljö- och energifrågor. Han är utbildad civilingenjör inom kärnenergiteknik. Tillsammans med Hanna Stenegren leder han Timbro Miljöinstitut.

Hanna Stenegren är programansvarig för klimat-, miljö- och energifrågor. Hon är utbildad statsvetare med en bakgrund som politiskt sakkunnig för Centerpartiet i Europaparlamentet och riksdagen.



SAMMANFATTNING

Ett av politikens hetaste ämnen är hur och när ny kärnkraft kan realiseras i Sverige. Med sex lanserade utredningar har regeringen tydligt signalerat kärnkraftens prioritet i energipolitiken.

Denna rapport presenterar förslag på hur finansiering av ny kärnkraft i Sverige kan realiseras, baserat på marknadsmässiga principer. Rapporten tar avstamp i Sveriges historiska kärnkraftsexpansion, där landet unikt positionerade sig som en ledande nation i utvecklingen av egen kärnkraftsteknologi utan utländska licenser. Det privata näringslivets avgörande roll i denna utveckling understryker marknadskrafternas och ett fritt näringslivs

betydelse för kärnkraftens nybyggnation.

I boken *Nationernas välstånd* skriver Adam Smith att:

Det är inte från slaktarens, bryggerens eller bagarens välvilja som vi förväntar oss vår middag, utan från deras hänsyn till sitt eget intresse. Vi vänder oss inte till deras mänsklighet utan till deras självkärlek, och vi talar aldrig med dem om våra egna behov utan om deras fördelar.

Detta citat framhäver marknadsekonomin drivkrafter som, när de nyttjas korrekt, främjar innovation och effektivitet. Denna insikt

är särskilt relevant för kärnkraft, där storskaliga investeringar och långsiktiga finansiella åtaganden är nödvändiga. Sverige har idag ett större kraftsystem – mätt i installerad effekt, total elproduktion och antal kilometer elledningar – än någonsin tidigare. Samtidigt gör begränsningar i kraftsystemet att det är svårare än någonsin tidigare att ansluta ny produktion och konsumtion. Dessa begränsningar medför omfattande praktiska och samhällsekonomiska effekter. Kärnkraften kan, genom sina systemkritiska förmågor, bidra till att inom en överskådlig framtid återställa Sveriges kraftsystem till att åter vara världens bästa. Men efter mer än 40 år av en energipolitik som präglats av kärnkraftsmotstånd är det ingen enkel sak att bygga upp den industri som under lång tid varit både bortglömd och motarbetad.

Den politiska risken är idag så hög att den i praktiken omöjliggör investeringar av det slag som krävs. År 2014 avbröt en nyttillträdd regering långtgående planer på två nya reaktorer efter investeringar på flera hundra miljoner kronor. Sedan Miljöpartiets kongress i november 2023 har de otaliga gånger upprepat att ny kärnkraft utgör en absolut röd linje för ett regerings-samarbete med Socialdemokraterna.

Det kommer därför bli nödvändigt med någon form av direkt stöd för att få till stånd en utbyggnad inom överskådlig tid. Detta är, tillsammans med förtida nedläggningar av fungerande reaktorer, kostnaden för decennier av dogmatisk anti-kärnkraftspolitik. Men detta är långt ifrån tillräckligt. Gemensamt för samtliga stödsystem är att de endast behandlar symptomen av en elmarknad som inte fungerar. Dagens ”energy-only-marknad” ger inte tillräckliga incitament för den kraftiga utbyggnad som krävs för att möta industrins behov av el för omställningen. Den ger inte heller tillräckliga incitament för att säkerställa ett kraftsystem som är samhällsekonomiskt effektivt.

För att komma till rätta med detta problem presenterar rapporten ett nytt koncept för att premiera kraftslag för deras systemkritiska bidrag – systemcertifikat. Systemet baseras på tre principer:

- Risk bör bäras av den aktör som kan hantera den.
- Kostnadseffektivitet genom marknadsbaserad utformning.
- Stöd bör finansieras av de som gynnas och ska inte förstärka ojämlikheter.

De kraftslag som bidrar med systemkritiska förmågor och tjänster ska, i likhet med elcertifikatsystemet, tilldelas certifikat för varje producerad megawattimme (MWh). Systemet kan finansieras på tre sätt: som ett bonusmalussystem, likvärdigt av hela kundkollektivet eller genom att konsumenterna köper systemcertifikat i förhållande till deras effektuttag.

Genom ett flexibelt finansierings-system, som bygger på befintliga

strukturer från elcertifikatsystemet, kombineras marknadsmekanismer med en snabb implementeringsförmåga. Denna lösning behöver sannolikt inte heller utredas med hänsyn till statsstödsregler. Tillsammans med marknadskrafter och andra kompletterande åtgärder som ökar kärnkraftens ekonomiska bärighet utgör systemcertifikaten en grund för en framtidssäker och samhällsekonomiskt hållbar energiomställning i Sverige.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

FEM FUNDAMENTALA FRÅGOR.....	8
NÄRINGSLIV OCH NATURSKYDDSVÄNNER RÄDDAR DRÖMMEN OM DEN BLÅGULA ATOMEN	12
KÄRNKRAFTENS UTVECKLING I SVERIGE & GLOBALT	26
KÄRNKRAFTEN ÄR ETT EUROPEISKT PROJEKT	40
KÄRNKRAFT ÄR EN HÅLLBAR INVESTERING	44
VARFÖR NY KÄRNKRAFT?	48
VAD KOSTAR NY KÄRNKRAFT?	70
FINANSIERINGS-MODELLER FÖR NY KÄRNKRAFT	88
MINSKA BEHOVET AV STÖD.....	108
GRUNDLÄGGANDE PRINCIPER OCH EN NY FINANSIERINGSMODELL.....	114
SLUTSATSER.....	120



FEM FUNDAMENTALA FRÅGOR

Kärnkraften är fortsatt ett av politikens hetaste diskussionsämnen. Men numera handlar diskussionen inte om att vara för eller emot kärnkraft. I stället är frågan om Sverige kommer att få till stånd ny kärnkraft, och i så fall hur?

Den nya regeringen har sedan 2022 investerat stor prestige i frågan. Kärnkraften är den centrala lösningen för ett fungerande kraftsystem, som i sin tur är den centrala lösningen på klimatutmaningen.

På kort tid har sex olika utredningar och tre regeringsuppdrag tillsetts inom området. Bland annat:

- Finansiering och riskdelning vid investeringar i nya kärnkraftsreaktorer med utredare Mats Dillén som ska redovisas 12 augusti 2024.
- Elmarknadens utformning med utredare Bo Diczfalusy som ska redovisas 25 april 2025.
- En särskild utredare, Carl Berglöf, har i rollen som nationell kärnkraftssamordnare utsetts att stödja regeringens arbete för ny kärnkraft. Uppdraget redovisas kontinuerligt med slutredovisning 31 december 2026.

Utredningarna illustrerar hur högt prioriterad och aktuell kärnkraftsfrågan är, både i regeringens handlingsplaner och i den politiska debatten.

Det rekordstora stödet för ny kärnkraft visar på en betydande förändring med ökad acceptans.

Inför komplexiteten och utmaningarna med nya kärnkraftsprojekt, blir det relevant att reflektera över Sveriges tidigare erfarenheter från den rekordsnabba kärnkraftsutbyggnaden mellan 1965 och 1985. Händelser, beslut, åtgärder, organisationer, förfaranden och processer från perioden 1965 till 1985 kan ge insyn i vad som krävs idag. Även om en direkt implementering av dåtidens åtgärder inte är möjlig eller önskvärd finns flera värdefulla insikter för hur man kan navigera i dagens komplexa landskap.

Den viktigaste lärdomen är kanske att det faktiskt var möjligt på 70- och 80-talet. Och det handlade inte om tur.

Perioden var osedvanligt händelserik ur flera avseenden. Sverige såg på kort tid en uppbyggnad av resurser och kompetens som troligen saknar motstycke både nationellt och globalt. Det fattades en rad tunga och svåra beslut, vilket är synnerligen imponerande givet den politiskt turbulenta period som präglade 1970- och 80-talet. Särskilt vad gäller kärnkraften.

Det är värt att fundera över varför allt går så mycket långsammare nu, trots alla tekniska hjälpmedel. Om det då gick utan datorer och miniräknare

borde vi klara det idag? En fråga vi behöver ställa oss är om vi lyckats göra det mer komplicerat än vad det behöver vara?

En klok person med betydande erfarenhet från kärnkraftsutbyggnad i Sverige förklarade en gång att bygga kärnkraft handlar om "fem fundamentala frågor". Kan man svara "ja" på samtliga frågor så klarar man av att bygga kärnkraft. Dessa fem frågor är:

1. Vill vi?
2. Får vi?
3. Kan vi?
4. Är vi säkra på det?
5. Klarar vi att ta beslutet?

Svaret på dessa frågor påverkas naturligtvis av en rad omvärldsfaktorer.

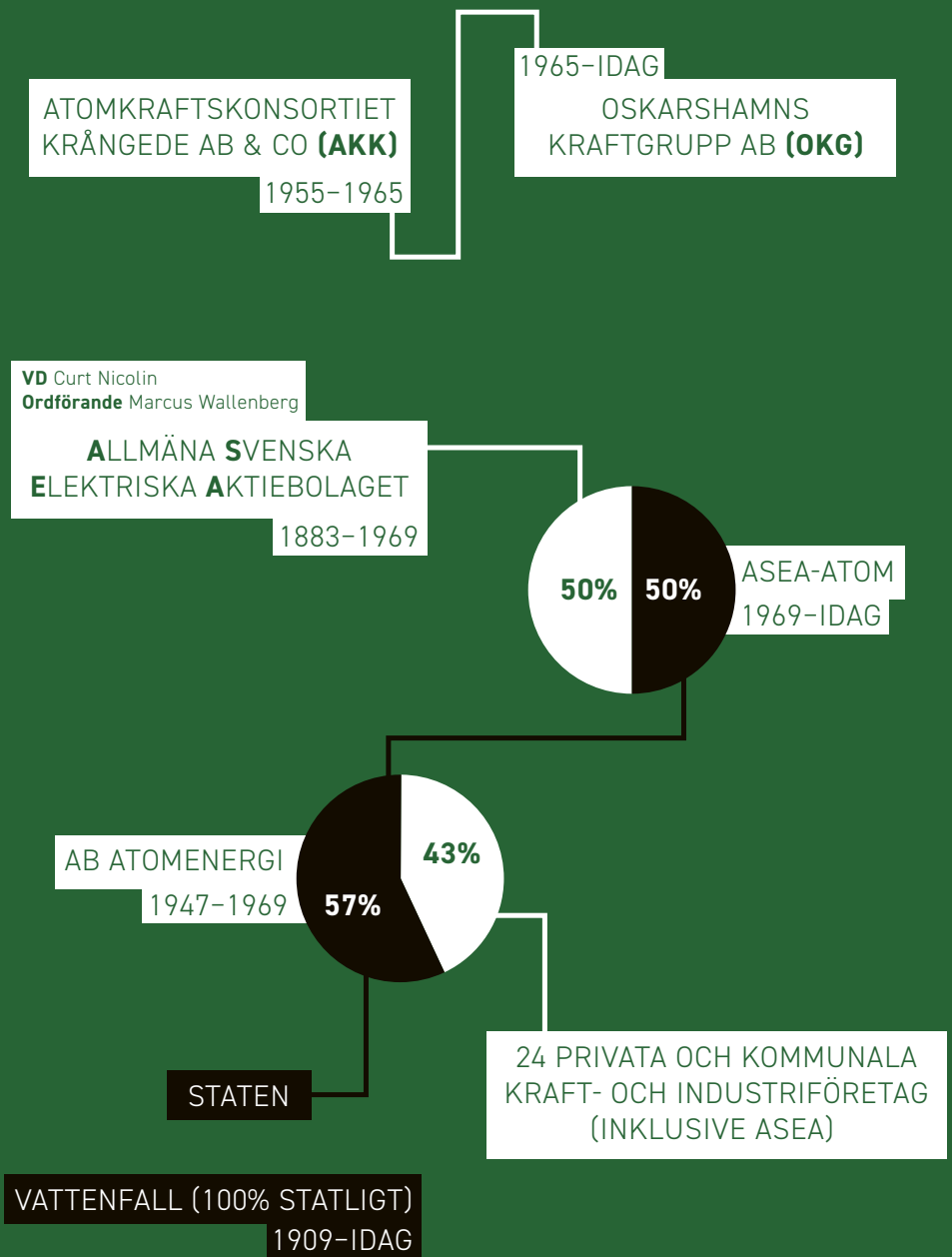
För att kickstarta ny kärnkraftsutbyggnad krävs i sin tur fem fundamentala komponenter: långsiktiga förutsättningar, finansiering, författningar och regelverk, kompetenta leverantörer samt infrastruktur.

Denna rapport fokuserar på finansieringsfrågan – en kritisk faktor efter decennier med en energipolitik som dominerats av kärnkraftsmotstånd.

Precis som under 1970- och 80-talet, när privata företag och pionjärer spelade en central roll i kärnkraftsutbyggnaden, har marknadskrafterna idag en avgörande roll för att driva på en effektiv och hållbar utveckling av kärnkraften i Sverige.



NÄRINGSLIV OCH NATURSKYDDSVÄNNER RÄDDAR DRÖMMEN OM DEN BLÅGULA ATOMEN



FRÅN ATOM TILL KÄRNKRAFT

Klockan 18:59 den 13 juli 1954 uppnår Reaktor 1 (R1) under KTH:s lokaler på Drottning Kristinas väg i Stockholm för första gången kriticitet, vilket betyder en självuppehållande kedjereaktion. Med starten av R1 tar Sverige sitt första riktiga steg in i atomåldern.

Bara 16 år senare, den 12 december 1972, startas Oskarshamn 1 för första gången. Sverige blir därmed det tredje landet i världen, efter USA och Sovjetunionen, som utvecklat egna lättvattenreaktorer utan utländska licenser.

Den tidiga utvecklingen av kärnkraften i Sverige framställs ofta som ett framgångsexempel på teknologisk utveckling i symbios mellan stat, näringsliv och akademi. Det är riktigt att statligt stöd, både genom nationella forskningssatsningar och internationella samarbetsinitiativ, spelade roll. Men det var snarare trots än tack vare statlig inblandning som kärnkraften genom privata företags initiativ kom att kommersialiseras och implementeras på stor skala i Sverige. Även den dåvarande miljörelsen var starkt pådrivande för kärnkraften.

Konflikter uppstod tidigt. På ena sidan i konflikten fanns staten och statliga bolag som Atomenergi, som grundats för forskning och som regeringens expertorgan i kärnenergifrågor, samt Vattenfall. På den andra sidan av

konflikten fanns privata aktörer som Asea och AKK (Atomkraftskonsortiet, Krångede AB & Co).

Kärnan i konflikten var en ideologisk skillnad i synen på statens roll i kärnkraftens utveckling. Socialdemokraterna ville ge Atomenergi ansvar att utveckla och bygga reaktorer som Vattenfall skulle driva. Olof Palme, då sekreterare till statsminister Tage Erlander, ville se ett fullständig förstatligande. I *PM om atomer* skrev Palme år 1955 att staten måste ta initiativet för att inte riskera att bli omkörd av industrin tekniskt och opinionsmässigt.

Detta motiverades dels av att Palme ansåg att kärnkraften endast skulle kunna bedrivas som ett monopol som "ej bör överlämnas åt privata intressen", dels av hänsyn till försvarets eventuella framtida behov av kärnvapen.

På andra sidan fanns bland annat Asea som ansåg att Atomenergi var dåligt lämpat för affärsutveckling och kommersialisering av kärnkraftstekniken. Både privata och kommunala kraftbolag stämde in i den kritiken, som såg en risk i avsaknaden av konkurrens ifall statliga Atomenergi skulle bygga reaktorer åt statliga Vattenfall, samtidigt som Atomenergi agerade rådgivare till regeringen.

Trots detta var konflikten inte helt renodlad mellan stat och näringsliv och allianserna skiftade även över tid. En grupp västsvenska företag bildade gemensam front med staten för att bryta det framträdande industriföretaget Aseas monopol. Dessa företag såg sig som framtida underleverantörer till Atomenergi eller till utländska bolag som ville bygga kärnkraft i Sverige.

Samtidigt fanns det motsättningar mellan de statliga aktörerna, särskilt mellan Atomenergi och Vattenfall. En anledning till motsättningarna var att Vattenfall var organiserat under kommunikationsdepartementet medan Atomenergi låg under handelsdepartementet. Dessutom hade Asea och Vattenfall ett väl utvecklat samarbete och goda relationer. Inom Vattenfall fanns också flera personer som såg det statligt majoritetsägda Atomenergi som en inkräktare på Vattenfalls revir.

Det fanns dessutom interna motsättningar på Vattenfall, där en del såg kärnkraften som ett potentiellt hot mot vattenkraften. Denna interna motsättning eldades på utifrån av naturskyddsvänner som såg positivt på kärnkraften som ett alternativ till fortsatt utbyggnad av vattenkraften.

DEN SVENSKA LINJEN

I takt med utvecklingen kom konflikten att vidgas till att även omfatta en teknisk dimension där två olika reaktortyper, tungvattenreaktorer och lättvattenreaktorer, ställdes mot varandra.

Tungvattenreaktorer använder naturligt uran som bränsle och tungt vatten som moderator. Lättvattenreaktorer använder i stället anrikat uran som bränsle och vanligt vatten som moderator. Alternativen kan sammanfattas som att det antingen krävs anrikat uran och naturligt (lätt) vatten eller naturligt uran och anrikat (tungt) vatten.

Staten var pådrivande för tungvattenreaktorer genom vad som kom att kallas "den svenska linjen". Detta motiverades utifrån två huvudsakliga argument. Det första argumentet var självförsörjning. Eftersom Sverige saknade förmåga att anrika uran skulle lättvattenreaktorer innebära ett importberoende, medan tungvattenreaktorer skulle kunna drivas med naturligt uran som utvanns i Sverige. Det andra argumentet var att tungvattenreaktorer även kunde producera vapenplutonium och genom Försvarets forskningsanstalt (FOA), planerade Sverige att helt självständigt kunna tillverka kärnvapen.

De privata aktörerna, som var helt ointresserade av kärnvapen, kom i

stället fram till att lättvattenreaktorer var lämpligare både ur kommersiell och teknisk synpunkt. Asea deltog till en början i Atomenergis arbete men började redan 1954 bygga upp en egen avdelning med kärnkraftskompetens.

Det fanns två problem för lättvattenreaktorerna. Dels saknades teknisk information, dels saknades möjligheten att köpa anrikat bränsle internationellt och Sverige hade ingen egen anrikningskapacitet. Lösningen på båda dessa problem kom genom den amerikanske presidenten Dwight Eisenhowers tal "Atoms for Peace" år 1953.

Talet möjliggjorde, tillsammans med skicklig diplomati, tre förändringar som fundamentalt ändrade förutsättningarna och framtidsutsikterna för kärnkraften världen över.

För det första etablerades ett internationellt atomenergiorgan (International Atomic Energy Agency, IAEA). För det andra beslutade en rad länder vid konferensen "The Peaceful Uses of Atomic Energy" i augusti 1955 att frigöra en stor mängd värdefull teknisk och vetenskaplig information kring lättvattenreaktorer (som är synnerligen illa lämpade för produktion av kärnvapen). Slutligen beslutade USA mot slutet av 1950-talet att ställa kärnbränsle till förfogande för andra

länder. Villkoret var att all hantering ställdes under strikt FN-kontroll.

Därmed blev också kommersiella lättvattenreaktorer ett högst realistiskt alternativ till tungvattenreaktorn, som riksdagen 1956 beslutat att satsa på genom den svenska linjen.

AKK KÖPER IN SIG I ÅGESTAPROJEKTET

Ett av AKK:s huvudsakliga utvecklingsspår var ett värmeverk i samverkan med Stockholms stad. Projektet konkretiserades under 50-talet och 1956 träffades en överenskommelse med Atomenergi för att projektera en anläggning, kallad Reaktor 3 (R3). Vid samma tidpunkt stoppades Vattenfalls projekt "Adam" i Västerås och en samslagning blev nu aktuell. Projektet på Södertörn fick namnet R3/Adam och förläggningsplatsen blev Ågesta. Vattenfall, Atomenergi och Asea blev ansvariga för reaktordelen och Stockholm stad för turbindelen och fjärrvärmesystemet.

AKK stod dock utanför samarbetet. För att få in en fot i projektet förhandlades ett avtal fram där AKK under tio år skulle bidra till driften av Ågestaverket genom att köpa elkraft till ett visst överpris motsvarande ett bidrag på 1 miljon kronor per år. I gengäld fick AKK möjlighet att ha personal i projekt- och driftsorganisationen,

vilket skulle visa sig vara en mycket nyttig investering som gav avgörande praktiska erfarenheter vad gällde uppstart och drift av anläggningen.

AKK UTSÄTTS FÖR POLITISK UTPRESSNING

Under 1960-talet fortsätter AKK:s arbete för att uppföra en lättvattenreaktor utanför Oskarshamn. För detta får AKK under 1960-talet utstå omfattande kritik både från kraftindustrin och politiken, främst för att de ansågs gå emot det officiella svenska atomprogrammet. AKK hade tidigt förordat lättvattenreaktorer, vilket även Vattenfall nu kom att stödja.

Med detta blossar en strid om importerade lättvattenreaktorer upp i Sverige. AKK fick flera inbjudningar till samarbete från Vattenfall genom att delta med en minoritetsandel i olika projekt med villkoret att Vattenfall ansvarade för planläggning, konstruktion, byggande och drift. Från AKK:s sida uppfattades detta som ett försök till utpressning från staten. Dessutom fanns det en risk att staten i efterhand skulle ändra villkor i ett redan träffat avtal. Marcus Wallenberg, styrelseordförande i Skandinaviska Elverk som var delägare i AKK, framhöll att man skulle tappa konkurrensfördelar och effektivitet vid ett samgående.

Olle Gimstedt, vd för AKK, hyste stora tvivel kring den svenska reaktorlinjen som enligt honom varken var tekniskt eller ekonomiskt tillfredsställande. De politiska förutsättningarna i form av statligt monopolföretagande och en tvetydig inställning till kärnvapen var ett ytterligare orosmoment. Gimstedt konstaterade att politisk verksamhet följer sina egna lagar och enligt honom dominerades den politiska debatten "av den princip som i engelsk parlamentarisk debatt uttrycks med 'these are the conclusions upon which I base my facts'". Gimstedts slutsats, i avsaknad av kunnighet och erfarenhet på det politiska området, blev att återgå till ingenjörsmässiga grunder: sammanställning av fakta, analys och syntes.

Regeringen, som inte var intresserad av en importreaktor, beslutade i november 1959 att Vattenfall inte skulle ges några medel för detta ändamål. Därmed konstaterade AKK att förhandlingarna inte skulle komma längre och övergick till att helt fokusera på arbetet med en anläggning vid Simpevarp utanför Oskarshamn.

SVERIGES FÖRSTA KOMMERSIELLA KÄRNKRAFTVERK

Den 5 april 1965 inkommer Asea med ett bindande anbud till AKK för uppförande av Oskarshamn 1 (O1). Drygt två månader senare bildar företag från AKK kärnkraftsbolaget Oskarshamns Kraftgrupp, OKG. Efter förhandlingar med olika aktörer säkras finansieringen för O1 i januari 1966 från de tre affärsbankerna Enskilda Banken, Handelsbanken och Skandinavbanken.

Den 17 mars 1966 godkänner Atomdelegationen OKG:s koncessionsansökan och samma dag skriver Asea och OKG under det slutliga avtalet om Oskarshamn 1. I april 1966 meddelar regeringen tillstånd att uppföra och ta i drift Oskarshamn 1 samt att anskaffa och svara för bränslet och den 7 juni 1966 utlöste landshövdingen Ivar Persson den första sprängsalvan. Bygget löper därefter på relativt odramatiskt och den 19 augusti 1971 färdigställs turbinen för första gången in på nätet.

Den 18 maj 1972 invigs Oskarshamnsverket av kung Gustav VI Adolf.

STATLIGT TRUBBEL

Marvikenreaktorn, som Asea skulle vara huvudleverantör för enligt det avtal som ingåtts i maj 1963, var en reaktor efter den svenska linjen med

tungvatten och naturligt uran. Redan under 1963 framfördes tung kritik från Asea och Ingenjörsvetenskapsakademiens energikommitté. Asea meddelade Atomenergi att man inte kunde ta på sig den risk som Marvikenreaktorns konstruktion ansågs medföra. Ett nytt avtal 1965 innebar att Asea fri-skrev sig från allt ansvar för reaktorns utformning. I stället skulle Atomenergi ansvara för konstruktionen och ge instruktioner till Asea. Vattenfall, som delade Asea och IVA:s oro, valde att inte heller delta i konstruktionsarbetet av Marviken.

Olle Gimstedt noterar i sin bok *Från Atom till Kärnkraft* att

argumenten mot denna presenterade sig dessutom själva. Det räckte med att visa Marviken-projektets organisationsplan, som var så komplicerad att den måste åskådliggöras i en 3-dimensionell bild. Ingen med erfarenhet av projektadministration kunde annat än hysa en stor tveksamhet inför en sådan uppläggning.

Atomdelegationen, som var regeringens rådgivande organ på kärnkraftsområdet, blundade för kritiken mot Marvikenprojektet. I stället hävdades att tungvattentekniken skulle bli intressant för export och för detta syfte hade Atomenergi tagit kontakt med

Indien och Egypten, bägge länder som var intresserade av den svenska tungvattenlinjen och kärnvapen. Statsrådet Gunnar Lange (S) framhöll att Indien och Pakistan nu var intresserade av den svenska tungvattenlinjen och att Sverige hade lämnat ett anbud till Pakistan i hopp om en beställning.

Därefter händer mycket på kort tid och utvecklingen av kärnkraft i Sverige drivs framåt av både privata och statliga aktörer. Men 1967 förändras något då Socialdemokraterna inleder en näringspolitisk offensiv, ”Den nya näringspolitiken”, i syfte att ge staten en mer central roll i näringslivets utveckling. Krister Wickman (S) fick ansvar från 1969 som Sveriges första industriminister. Staten stod då för cirka fem procent av ägandet i näringslivet, men Wickman ansåg att en andel på 25 procent ”helt eller delvis i samhällets ägo” kunde vara rimlig. Detta gällde inte minst inom tekniskt avancerade områden.

År 1968 inser regeringen till slut att Marvikenprojektet, som drivits på av regeringen och Atomenergi, är en återvändsgränd. Projektet stoppas endast någon månad innan planerad bränsleladdning. Mot bakgrund av den nya näringspolitiska satsningen var det dock politiskt omöjligt att erkänna att staten hade misslyckats

inom kärntekniken. Här gällde i stället att efter bästa förmåga dölja reträtten.

Staten bjöd därför in Asea till ”förhandlingar” om att slå samman Atomenergis konstruktions- och kärnbränsleverksamhet med Aseas kärnkraftsverksamhet. Även om Asea haft nytta av det tidigare frivilliga samarbetet med Atomenergi och fått värdefulla erfarenheter fanns inget tekniskt eller affärsmässigt intresse i en sammanslagning med Atomenergi. Vid denna tidpunkt hade Asea flertalet beställningar på lättvattenreaktorer och hade förhoppningar om att få en stark ställning även på den internationella marknaden. Men regeringen gav nu Asea ”an offer you can’t refuse”.

Vattenfall hade under lång tid planerat ett kraftverk i Ringhals norr om Varberg men hade avvaktat då ett oljeeldat kraftverk verkade billigare. Till slut bestämde Vattenfall sig och meddelade regeringen att man avsåg beställa två reaktorer. Valet stod mellan två leverantörer, Asea och Westinghouse.

Asea var oroliga att gå miste om beställningen från statliga Vattenfall, men regeringen lovade att Asea skulle få leverera den första reaktorn till Ringhals om de gick samman med Atomenergi i ett gemensamt bolag, Asea-Atom.

Curt Nicolin har om detta sagt att:

För att uttrycka mig klart kallas detta inom affärslivet för utpressning. Vi vill gärna förhandla under snyggare former.

Både Nicolin och Wallenberg, vd respektive ordförande i Asea, såg sig dock tvungna att gå in i en förhandling. Asea ville behålla en majoritet av aktierna, men staten krävde att det gemensamma bolaget skulle ägas 50/50. Asea såg sig till slut tvingade att gå med på upplägget och den 3 juli 1968 ingick staten och Asea ett avtal om att bilda Asea-Atom. Den 5 juli beställde Vattenfall den första reaktorn från Asea och en andra reaktor från Westinghouse.

År 1969 får Atomenergi en ny vd och riksdagen har nu uttalat att kärnvapen inte längre är aktuellt för svenskt försvar. Samma år ratificerades icke-spridningsavtalet som Sverige undertecknat året innan. Den svenska tungvattensatsningen har nått ett definitiva slut och den svenska linjen är död.

Regeringen hade, efter bästa förmoda, lyckats dölja misslyckandet med den svenska linjen. I förordet till regeringens vitbok *Svensk atomenergipolitik – motiv och riktlinjer för statens insatser på atomenergiområdet 1947-1970* som gavs

ut i november 1970 cementerade industriminister Krister Wickman regeringens version:

När det gäller det industripolitiska målet att bygga upp en industriell kapacitet på reaktor- och bränsleområdet kan man konstatera att vi hittills haft framgång. Med bildandet av Asea-Atom för två år sedan tog vi det avgörande steget mot att skapa en självständig och konkurrenskraftig reaktorindustri.

Genom att slå samman resurser från Asea och Atomenergi har vi fått ett företag med goda förutsättningar att etablera sig på den snabbt växande men mycket hårda reaktormarknaden. Jag vill särskilt påpeka att Asea-Atom är ett av de få företag i världen som kan leverera hela reaktorsystem utan beroende av utländska licenser

Allt detta var lika sant om Asea självt som det var om Asea-Atom. Statens roll i Asea-Atoms fortsatta verksamhet var passiv och begränsad.

Den 6 februari 1972 överlämnades Oskarshamn I till OKG. Under perioden 1969-1973 påbörjades ytterligare sju reaktorbyggen. Förutom Oskarshamn 1 och Ringhals 1 även Oskarshamn 2, Ringhals 2, 3 och 4, Forsmark 1 samt Barsebäck 1 och 2.

Sverige byggde, utöver Ågesta, totalt 12 reaktorer. Av dessa är nio lättvattenreaktorer levererade av Asea-Atom. Sammanlagt levererade Asea-Atom elva reaktorer, varav nio i Sverige och två till kärnkraftverket Olkiluoto i Finland. Ytterligare försök gjordes att sälja reaktorer utomlands utan framgång.

NATURSKYDDSVÄNNER FÖR KÄRNKRAFT

Naturskyddsrelsens pådrivande roll för kärnkraftsutvecklingen i Sverige är märkbar, speciellt under debatten om vattenkraft under 1950- och 1960-talen. Redan tidigt ifrågasatte naturskyddsvänner storskaliga vattenkraftsprojekt på grund av deras miljöpåverkan. Dessutom ville de skydda kulturella och historiska platser som de 4 000 år gamla hällristningarna i Nämforsen i Ångermanälven. Detta motstånd bidrog till att Vattenfall och andra intressenter såg kärnkraft som ett mindre miljöskadligt alternativ.

När Vattenfalls vd Åke Rusck år 1955 beklagar sig över miljörelsens kritik startar han samtidigt Vattenfalls atomkraftsbyrå, vilket markerar början på ett allvarligt intresse för kärnkraft som alternativ till vattenkraft. Naturskyddsföreningen och Svenska Turistföreningen drev på för kärnkraft

som ett miljövänligare alternativ till vattenkraften.

Under 1960-talet växte den allmänna opinionen mot storskalig vattenkraft, delvis tack vare publiceringen av Rachel Carsons *Tyst vår* på svenska 1963. Detta ledde till en starkare miljörelse som aktivt påverkade energipolitiken.

Under början av 1960-talet ville Vattenfall inte bara dra sig ur projektet i Ågesta och Marviken utan tvekade också fram till 1966 om det planerade kraftverket i Ringhals skulle drivas med olja eller uran som bränsle.

Det var snart bara industrin, främst genom Asea och Wallenbergsfären, och naturskyddsvännerna med älvräddarna i spetsen som såg positivt på en snabb utbyggnad av kärnkraften. Miljörelsens stöd för kärnkraft blev avgörande för att främja och legitimera utbyggnaden av kärnkraft i Sverige, vilket ledde till beslutet att skydda de fyra orörda älvarna samt bidrog till beslutet om en storskalig utbyggnad av kärnkraften.

STÖKIG VÄG TILL OSKARHAMN 3

Tillkomsten av Oskarshamn 3 är en särskilt stökig historia som präglas av politisk turbulens och omfattande debatter. Riksdagen tvekade initialt kring en ytterligare kärnkraftsutbygg-

nad men godkände till sist år 1971 ett program med totalt 11 reaktorer.

Kort därefter försökte staten, genom Industridepartementet, tvinga igenom delägarship i samtliga reaktorer och kärnkraftsbolag. I syfte att förbereda en ny budget försökte de därför fördröja investeringsbeslutet för O₃ till efter valet 1976. Detta skapade oro hos OKG, som befarade ineffektivitet och en genomgripande omorganisation ifall ett statligt samgående skulle bli verklighet. Därför fortsatte OKG på egen hand med projektet och beställde den 14 maj 1976 reaktorn Oskarshamn 3 (O₃) från konsortiet Asea-Atom/Stal-Laval.

I efterhand, med kännedom om det energipolitiska kaos som skulle uppstå efter Harrisburg-olyckan, med tre regeringsskiften på fyra år, kan man konstatera att O₃ aldrig hade byggts vid en senareläggning av beställningen. Två Fälldinregeringar och en Ullstensregering skulle visa sig oförmögna att bedriva en konsekvent energipolitik. Även Socialdemokraterna var splittrade i energifrågan och perioden 1976 till 1980 kan, som Olle Gimstedt beskrivit det, *”utan överdrift kallas den stora oredans tid”*.

Efter 1976 års val minskade risken för statligt påtvingat delägarship, men kärnkraftens roll i energipolitiken ifrågasattes alltmer.

På grund av den betydande politiska osäkerheten beslöt OKG och Sydkraft att kräva statliga garantier för de kostnader som skulle uppkomma vid en eventuell försening. AP-fonderna hade redan ställt krav på statliga garantier för finansieringen av bland annat Forsmark. Därmed tyckte OKG att det vore lämpligt om staten även ställde garantier för finansieringen av O₃.

Byggandet av O₃ försenades därefter ytterligare på grund av en politisk manöver där Fälldin-regeringen tog tillståndsprocessen som gisslan genom att inte godkänna stadsplanen för projektet. I och med detta förlorade projektet ledningen till Forsmark 3 som därmed blev reaktor nummer 11 i utbyggnadsprogrammet.

Ett nytt politiskt krav från Centerpartiet om att maximalt tio reaktorer ska tillåtas försenar utbyggnaden av de nya reaktorerna ytterligare, och leder till att Fälldins regering faller.

Efter ett politiskt spel om det exakta antalet reaktorer lättar det under vårvintern 1979 äntligen för Oskarshamn 3. Regeringen meddelar att 12 reaktorer ska tillåtas och stadsplanen som nu hållits gisslan i fem år godkänns till slut.

Men den 28 mars 1979 inträffar Harrisburg-olyckan i USA. Den resulterande folkomröstningen 23 mars 1980 blir ett nationellt trauma

för Sverige. Samtliga tre alternativ innebär en avveckling av kärnkraften, antingen direkt (linje 3) eller på sikt (linje 1 och 2). Slutresultatet blev 58 procent för en långsammare avveckling (linje 1 och 2) och 39 procent för direkt avveckling (linje 3), och därmed övervikt till kärnkraftens fördel. Situationen för Oskarshamn 3 var därmed återställd.

Två orosmoln återstod dock. Det första gällde kravet på ”samhällelig dominans” som framgick av baksidan på valsedlarna för linje 2. Detta löstes kreativt genom att uppnå över 50 procent ägarandel från företag som i sin tur hade minst 50 procent ägande av stat eller kommun. Det andra oros-

molnet gällde finansieringen. Denna räddades genom att AP-fonderna, trots politisk turbulens, meddelade att de var beredda att köpa obligationer. Hambros Bank i London samt SEB och Handelsbanken löste tillsammans en stor del av den resterande finansieringen.

Till skillnad från Oskarshamn 1, som var en turn-key-leverans (eller totalentreprenad), beställdes Oskarshamn 2 och 3 med delad upphandling av reaktor, turbinanläggning samt byggnadsarbeten. Projektet genomfördes föredömligt och den 3 mars 1985 fasades Oskarshamn 3 in på nätet för första gången, sju månader före utsatt plan.

REFERENSER

- Anshelm, Jonas, 1999. Mellan frälsning och domedag. Om kärnkraftens politiska idéhistoria i Sverige 1945–1999
- Bergqvist, Sven, 1985. De heta åren – en rapport från insidan!. Tankesmedjan Timbro
- Bladh, Mats, 2020. Vägskäl i svensk energihistoria, den ena omställningen efter den andra
- Brandel, Magnus, 2015. Översiktlig sammanställning/analys av energipolitiska beslut mellan 1975 och 2009 i Sverige. Underlagsrapport till Energikommissionen.
- Gimstedt, Olle, 1985. Från Atom till Kärnkraft – bilder ur OKG:s historia
- Gimstedt, Olle, 1991. Oskarshamnsverket I en svensk pionjärsats i svensk kärnkraftutbyggnad, Daedalus 1991
- Glete, Jan, 1983. ASEA under hundra år 1883–1983
- Industridepartementet, 1970. Svensk atomenergipolitik – Motiv och riktlinjer för statens insatser på atomenergiområdet 1947–1970
- Johnson, Anders, 2021. Curt Nicolin – Ingenjör, direktör, debattör. Förlaget Näringslivshistoria
- Johnson, Anders, 2021. Hur Sverige blev världens tredje kärnkraftsnation, Timbro förlag
- Leijonhufvud, Sigfrid, 1994. (Parentes? – En historia om svensk kärnkraft
- Pershagen, Bengt, 2017. Blågul Atom – Sveriges väg till fossilfri elproduktion
- Sundqvist, Cnut & Tenerz, Erland, 1992. Utvecklingen av den svenska kokarreaktorn, Daedalus 1992
- Vattenfall, 1986. Kärnenergin och jag – Erik Grafström summerar utvecklingen av kärnkraften i Sverige och i Vattenfall
- Vedung, Evert & Brandel, Magnus, 2001. Vattenkraften, staten och de politiska partierna

Visst var det, men det blev också bättre reaktorer än General Electrics. Världen byggdes inte av pessimister!

– Curt Nicolin, då vd för Asea, som svar på frågan "var det inte en stor risk?" att satsa på egen reaktorutveckling.

KÄRNKRAFTENS UTVECKLING I SVERIGE & GLOBALT

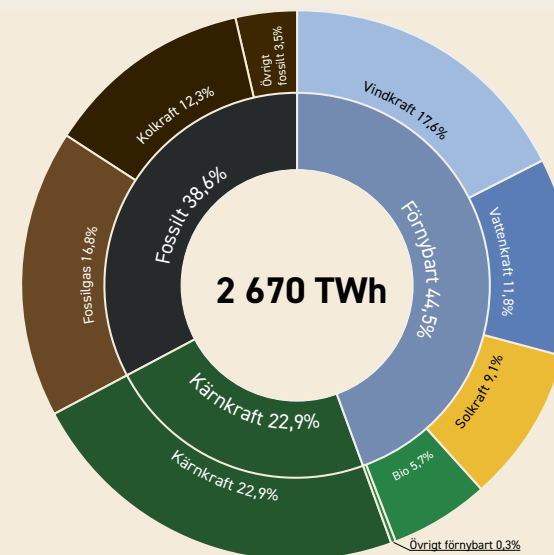
EUROPAS STÖRSTA KRAFTSLAG STAGNERAR

Kärnkraften har tjänat Sverige, Europa och världen väl. Den står idag för cirka 10 procent av världens elproduktion vilket är en minskning i andel från de 17 procent som kärnkraften stod för när andelen var som störst år 1997. Genom Kyotoprotokollet som under-tecknade samma år konkretiserades för första gången specifika utsläppsmål och ett robust rapporterings-system upprättades. Kärnkraften har sedan dess inte minskat i absoluta tal, minskningen som andel är en effekt av att den globala elkonsumtionen har fördubblats medan kärnkraftens pro-duktion stagnerat. Detta är en följd av

politiskt beslutade förtida nedstäng-ningar i länder som Tyskland, Sverige, Belgien och USA samt de avställda reaktorerna i Japan. Även Frankrike har stängt ned reaktorer med politiska beslut. Nedstängningarna har kom-penserats genom nybyggnation, sär-skilt i Kina.

Sedan 1997 har världens totala elproduktion mer än fördubblats, från 14 000 TWh till knappt 29 000 TWh år 2022. Under samma tid har andelen fossilfri elproduktion endast ökat med 3 blygsamma procentenheter, från 36 till 39 procent enligt data från Ember och Energy Institute (enligt IEA är andelen lägre och har ökat från 30 till 33 procent). Förnybara kraftslag som

Diagram 1. Elproduktion i EU, 2023.



Källa: Eurostat.

vattenkraft, sol, vind och biomassa har ökat med 11 procentenheter, vilket kompenserar kärnkraftens minskade andel (stagnation i absoluta tal) och totalt ökat andelen fossilfritt med 3 procentenheter. Omvänt har andelen fossil elproduktion globalt minskat 3 procentenheter, men mer än fördubblats i absoluta tal.

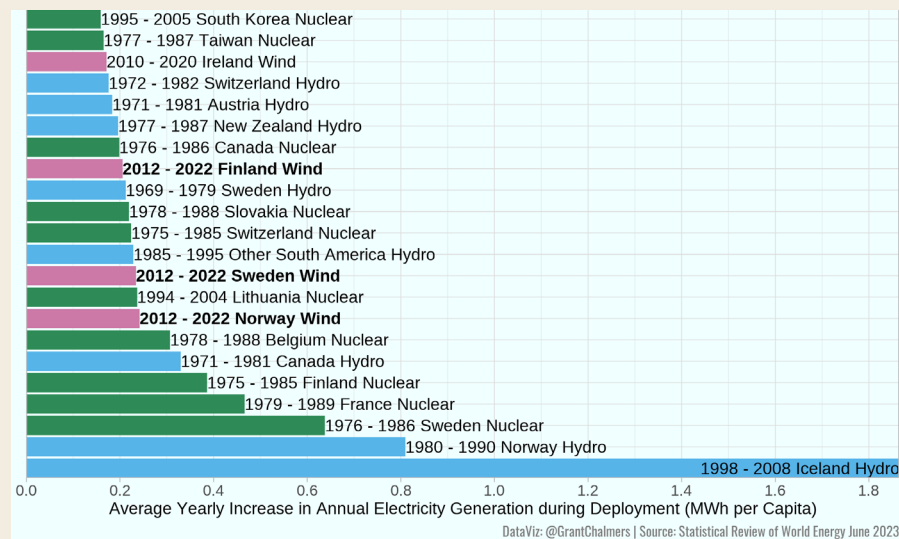
Inom EU är kärnkraften det största enskilda kraftslaget och står för cirka en fjärdedel av all elproduktion. I USA är kärnkraften det största fossilfria kraftslaget, och står för omkring hälften av den fossilfria samt en femtedel av den totala elproduktionen.

SVENSK EXPANSION VÄNDTS TILL UTFASNINGSPOLITIK

De senaste 100 åren har Sverige genomgått en omvälvande förändring, från fattigt bondesamhälle på 1800-talet till uppbyggnaden av en industriell ekonomi och välfärdsstat under 1900-talet. En stor del av denna tillväxt kan tillskrivas välfungerande institutioner och tillgången på naturresurser som malm och skog. Sverige har även lyckats materialisera sina goda förutsättningar för elproduktion.

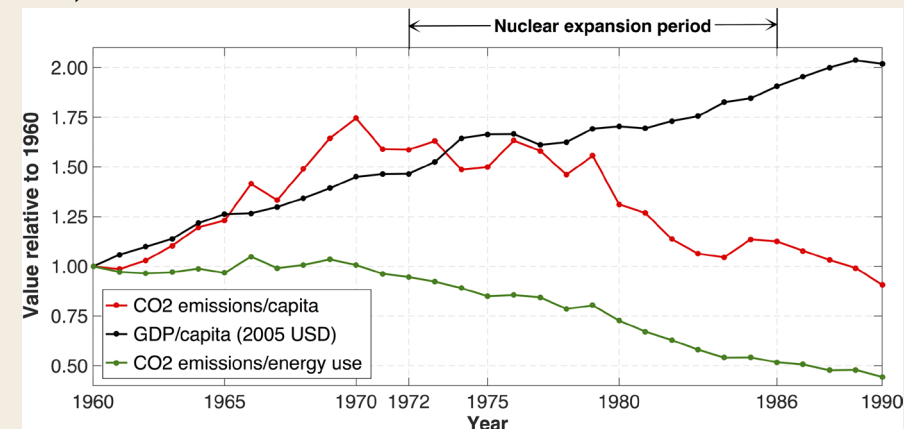
Den tidiga utbyggnaden av vattenkraft lade grunden för vår tillgång till billig, fossilfri elektricitet. Men en annan viktig faktor är tillgången till utbildning och kunskap

Diagram 2. Störst utbyggnad av fossilfri elproduktion under en 10-årsperiod.



Källa: Grant Chalmers, baserat på BP Statistical Review of World Energy 2023.

Diagram 3. Sveriges totala koldioxidutsläpp samt BNP per capita från 1960-1990, normaliserat till 1960 års nivå.



Källa: Qvist, Staffan & Brook, Barry W, 2015,

(humankapital), där Sverige tidigt lyckats bygga och utveckla avancerad teknik som högspänningsledningar för att transportera vattenkraften söderut där majoriteten av befolkningen bodde.

Redan under efterkrigstiden nådde vattenkraften i princip sin maxkapacitet, och stora protester utbröt mot att även ta de sista fyra älvarna i anspråk för vattenkraftsproduktion. Samtidigt som efterfrågan på elektricitet kraftigt steg inträffade en rad torrår under slutet av 1940-talet. Detta ledde till ransoneringsåtgärder när vattenkraften under 1947 och 1948 inte räckte till. För att överkomma detta började Sverige bygga ut kraftvärmen, men vikten av försörjningstrygghet gjorde

sig ständigt påmind. Suez-krisen 1956, som gjorde det svårt att få tag på bränsle till värmekraftverken, bidrog dessutom med insikten att inte göra sig beroende av fossila bränslen från utlandet. Vid samma tidpunkt dök en ny teknik upp på världskartan, kärnkraften. Tack vare politikernas och företagsledares försyn tog Sverige tidiga steg mot ett kärnkraftsprogram som under 1970 och 80-talet växte till ett mycket omfattande projekt i samverkan mellan staten och kapitalet (även om det fanns delade meningar om vilken kärnkraftsteknik som var bäst lämpad). Pådrivet av företagsledare kom den första beställningen av en kärnkraftsreaktor, Oskarshamn 1,

redan i juli 1965, som ett privat initiativ, utan statlig finansiering.

Genom detta kärnkraftsprogram skulle Sverige komma att slutföra totalt 12 stora reaktorer för kraftproduktion på 15 år. Som mest var åtta reaktorer under uppförande samtidigt, eller en reaktor för varje miljon invånare. Den totala byggtiden från första spadtag vid Oskarshamn 1 år 1966 till driftsättning av den sista reaktorn, Forsmark 3 år 1985 var 19 år – trots politiska förseningar genom det laddningsförbud av nya reaktorer som infördes genom den så kallade Villkorslagen. Än idag är det den tredje snabbaste utbyggnaden i världen av elproduktion (i MWh per capita) under en tioårsperiod. Enbart

Norges och Islands vattenkraftsutbyggnad var snabbare. Utbyggnaden av kärnkraft visade sig snart vara ett klokt beslut under oljekriserna på 70-talet, och lade därefter grunden både för en utfasning av fossila bränslen och för en fortsatt konkurrenskraftig industri tack vare låga elpriser och med det den svenska välfärdsstaten.

Därefter skulle kärnkraften – som denna rapport visat – bli en omstridd fråga i svensk inrikespolitik som kulminerade i folkomröstningen 1980. Då reaktorerna från början antogs drivas i 25 år fattade riksdagen efter folkomröstningen beslut om att alla reaktorer skulle vara avvecklade till 2010. Under 1990-talet pekade ett

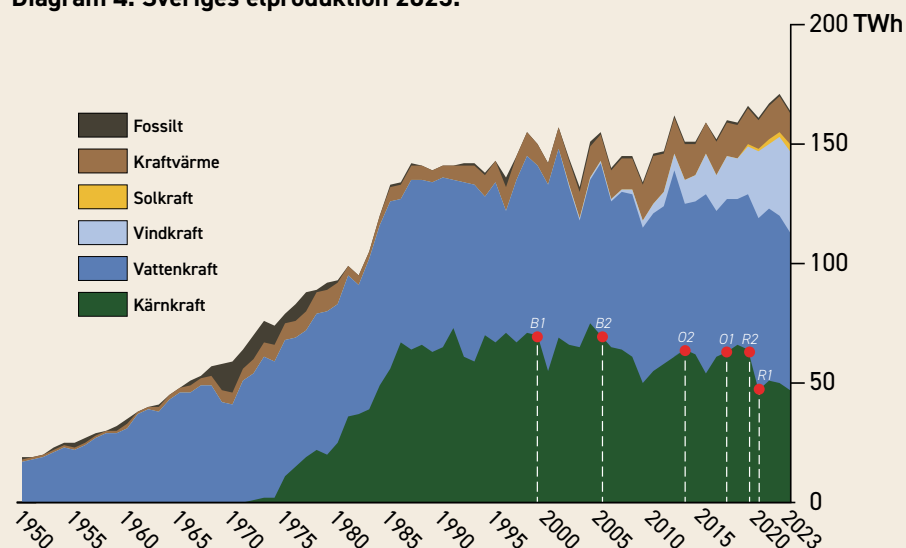
antal utredningar på att det inte skulle vara möjligt att avveckla kärnkraften som tänkt. År 1991 träffades en energipolitisk överenskommelse mellan Socialdemokraterna, Folkpartiet och Centerpartiet som huvudsakligen inriktade sig på energihushållning och en stegvis introduktion av förnybar energi. År 1996 bjöds det därefter in till överläggningar om energipolitiken och 1997 träffades en ytterligare energipolitisk överenskommelse mellan Socialdemokraterna, Centerpartiet och Vänsterpartiet. Överenskommelsen stipulerade att rätten att driva reaktorer kunde upphävas av regeringen, som alltså tilldelades mandat att stänga reaktorer. Eftersom Barsebäcks lokalisering ansågs olämplig beslutade regeringen att reaktorerna där skulle bli de första att stängas. Genom överenskommelsen avskaffades 2010 som slutår för kärnkraften.

Tanken då var att den första reaktorn skulle stängas senast 1 juli 1998 efter förhandlingar mellan Vattenfall och dåvarande Sydkraft. Barsebäck 2 skulle stängas 1 juli 2001. Det visade sig dock inte vara möjligt att stänga reaktorerna som tänkt, och Barsebäck 1 stängdes i stället 1999 och Barsebäck 2 stängdes i maj 2005 efter en överenskommelse mellan Socialdemokraterna, Centerpartiet och Vänsterpartiet.

Kraftproduktionen från Barsebäck kom att ersättas genom effekthöjningar i den övriga kärnkraften. Fram till stängningen av Ringhals 1 och 2 vid slutet av 2020 respektive 2019 var kärnkraftsproduktionen i princip helt stabil, trots förtida stängningar av fyra reaktorer.

Efter valet 2006 beslöt riksdagen 2009 att tillåta uppförande av nya reaktorer, dock maximalt tio stycken och enbart på befintliga platser. Lagändringen kom dock att träda i kraft först 1 januari 2011 eftersom Centerpartiet inom ramen för alliansens samarbete fått igenom en kompromiss som innebär att förbudet mot nya reaktorer inte skulle upphävas under mandatperioden. Redan samma år inledde Vattenfall ett stort arbete för etablering av ny kärnkraft vid Ringhals som ersättning för Ringhals 1 och 2 som då var tänkta att drivas till 2025/26. I arbetet deltog ett 40-tal personer från Vattenfall som även betalade in 100 miljoner kronor i ansökningsavgift till Strålsäkerhetsmyndigheten (SSM) för uppförande av en ny reaktor. Därtill påbörjade Vattenfall uppköp av ytterligare mark runt Ringhals och inledde även samråd lokalt i kommunen. SSM nyrekryterade och 16 personer arbetade med att behandla Vattenfalls ansökan. Efter riksdagsvalet 2014 avbröts Vattenfalls arbete genom att regeringen, bestå-

Diagram 4. Sveriges elproduktion 2023.



Källa: Energimyndigheten/SCB. En del kraftvärme är fossil, inte minst genom avfallseldning.

ende av Socialdemokraterna och Miljöpartiet, träffade en politisk överenskommelse och tog ”ett helhetsgrepp” om styrningen av Vattenfall.

Runt den här tiden hade Oskarshamn 1 problem med tillförlitlighet i driften och som den minsta reaktorn började detta bli problematiskt för lönsamheten. Ägarna meddelade därför under 2013/14 att de övervägde att stänga reaktorn.

År 2015 beslutade regeringen att kraftigt höja den så kallade kärnkraftsskatten, en speciell skatt på den installerade termiska effekten i kärnkraftsreaktorer, utan direkt relation till den faktiska produktionen. Detta ledde till att de fyra minsta reaktorerna, Oskarshamn 1 och 2 samt Ringhals 1 och 2, omedelbart kom att hotas av nedläggning. 2015 fattades nedläggningsbeslut för dessa fyra reaktorer, även om Fortum (minoritetsägare i samtliga reaktorer) motsatte sig nedläggningen av Oskarshamn 1 och 2 samtidigt som Uniper (som fått ett minoritetsägarande i Ringhals som betalning för stängningen av Barsebäck 1 och 2) motsatte sig stängningen av Ringhals 1 och 2. Oskarshamn 2 höll på att effekthöjas och moderniseras till en kostnad på 8 miljarder kronor sedan 2013 men arbetet avbröts och reaktorn lades i stället ned utan att återstartas.

Samtidigt var elpriserna mycket låga och året därpå, 2016, gick Vattenfall ut och varnade för att samtliga reaktorer hotades av förtida nedläggning. Efter som fyra reaktorer nu stängde i förtid blev det också aktuellt att höja avgiften för avveckling och avfallshantering.

TVÅ RENÄSSANSER KOMMER AV SIG I USA OCH FRANKRIKE

Utöver Sverige fanns tydligt uttalade och ambitiösa planer på en kraftig utbyggnad av kärnkraften även i Frankrike och USA. Som reaktion på oljekrisen 1973 svarade båda länderna med initiativ för att kraftigt expandera kärnkraftens roll i energisystemet. Richard Nixon lanserade i november 1973 ”Project Independence” som syftade till att bryta USA:s beroende av import av olja genom energieffektivisering och en satsning på alternativa energikällor, inklusive ett enormt kärnkraftsprogram med målet att bygga 1 000 reaktorer till och med år 2000. Trots initiativen ökade dock USA:s importberoende från 36 till 50 procent mellan år 1973 och 1979.

I Frankrike lanserade premiärminister Pierre Messmer i mars 1974 vad som senare skulle bli känt som ”Messmerplanen”, en massiv expansion av kärnkraft, under parollen ”I Frankrike har vi inte olja, men vi har idéer.” Planen visualiserade en utbyggnad

av cirka 80 reaktorer till 1985 och 170 reaktorer till år 2000. Samma år påbörjades tre kärnkraftverk vid Tricastin, Gravelines och Dampierre – under de kommande 15 åren färdigställde Frankrike totalt 56 reaktorer. Under slutet av 1980-talet stod det dock klart att planen om 170 reaktorer inte var genomförbar. Frankrike hade däremot lyckats med målet om att kraftigt minska beroendet av importerade fossila bränslen och därmed fanns inget behov av att fortsätta utbyggnaden enligt Messmerplanen.

I USA byggdes över 100 reaktorer till år 2000 men landet kom aldrig i närheten av att nå det ambitiösa målet om 1000 reaktorer. Till viss del grusades planerna av olyckan i Three Mile Island i mars 1979, men den spelade relativt liten roll för kärnkraftsutbyggnaden. Desto större påverkan hade de kraftigt förändrade ekonomiska förutsättningar som kom med de kraftiga räntehöjningarna under slutet av 70-talet och början av 80-talet. Från och med 70-talet började utvinningen av olja och gas minska i USA, vilket ledde till omfattande satsningar på en ökad inhemsk utvinning av fossila bränslen för att öka sin försörjningstrygghet. Satsningen på så kallad ”fracking/fracking” började sakta ge resultat under 1990-talet och början på 2000-talet.

Under 1980-, 90- och början av 2000-talet var kärnkraften i USA utsatt för stark konkurrens. I stället för nybyggnation fokuserade ägarna därför på effekthöjningar och optimering av driften. Satsningarna gav resultat och den amerikanska reaktorflottan drivs idag med absolut högst tillgänglighet i världen, omkring 93 procent.

Hittills har över 165 effekthöjningar genomförts, motsvarande ungefär 8 GW. Under tiden från 1990 till 2010 motsvarar den ökade produktionen 29 reaktorer på 1 000 MW vardera.

Under 2000-talet tar en ny kärnkraftsrenässans vid. År 2005 antar Frankrike en lag med målet att utveckla en ny reaktor, European Pressurized Reactor (EPR), som till år 2015 ska göra det möjligt att besluta om en satsning på 40 nya reaktorer för att över tid ersätta befintliga reaktorer. År 2008 inrättas genom presidentdekret ett kärnkraftspolitiskt råd på toppnivå (Conseil Politique Nucléaire, CPN) för att understryka kärnkraftens betydelse för Frankrikes ekonomiska styrka och elförsörjning.

Men 2012 sker en snabb politisk vändning när François Hollande blir president. Inför parlamentsvalet hade Hollande lovat att minska kärnkraftens andel av elproduktionen till 50 procent som en del av en uppgörelse

mellan socialisterna och de gröna. Frankrike får därmed, i likhet med andra länder som Tyskland, Belgien, Schweiz, Sverige och Spanien, brottas politiskt med kärnkraftens vara eller icke vara.

År 2015 blir förslaget lag och Frankrike förbinds att minska kärnkraftens andel från dåvarande 75 procent till 50 procent år 2025. Dessutom införs en effektbegränsning på kärnkraften om maximalt 63,2 MW. För det statliga energibolaget EdF, som vid det här laget påbörjat bygget av en ny reaktor, en EPR med namnet Flammanville 3, innebär det att minst 1650 MW kärnkraft måste stängas för att kunna starta den nya reaktorn.

År 2017 inser franska politiker att det inte kommer vara möjligt att minska kärnkraftens andel som tänkt. Efter att Emmanuel Macron blir president skjuter Frankrike i november 2018 upp utfasningen med 2035 som det nya måldatumet. Samtidigt presenteras en konkret plan för att stänga 14 reaktorer, varav fyra till sex reaktorer ska stängas till 2030. Under 2020 släpps ett dokument på remiss där Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines och Tricastin nämns som de kraftverk där de planerade stängningarna ska ske. Ett beslut för fortsatta nedstängningar planeras till 2023, efter att nedstängningen

av de två reaktorerna vid Fessenheim slutförs år 2020. Stängningen av reaktorerna i Fessenheim beslutades 2012 och var ett helt politiskt beslut, som senare kom att motiveras av begränsningen på maximalt 63,2 GW kärnkraft.

År 2021 sker så ytterligare en helomvändning i fransk kärnkraftspolitik när Macron meddelar att det planeras för byggnation av nya reaktorer. Planen förtydligas under 2022 med en målsättning om att bygga sex reaktorer baserade på en ny reaktor, EPR2. I januari 2023 röstar den franska senaten igenom att ta bort målet om att minska kärnkraftens andel och i stället anta en målsättning om att bygga nya reaktorer, tillsammans med förändrade regler i syfte att underlätta för nybyggnation. Bland annat ska nya reaktorer undantas från krav på plan- och bygglov och dessutom ska det omedelbart gå att överta nödvändig mark för att anlägga nya reaktorer. I mars 2023 antas regeringens investeringsplan formellt med överväldigande majoritet. Planen omfattar en investering på 52 miljarder euro för att bygga sex EPR2 på tre olika platser. Den första reaktorn ska påbörjas innan slutet på nuvarande mandatperiod, alltså maj 2027.

Även i USA sker under början på 2000-talet en ny kärnkraftsrenässans.

George W. Bush lanserar "Nuclear Power 2010 Program" med statliga subventioner till nya reaktorer. Mellan 2007 och 2009 ansöker 13 företag om att bygga 25 nya reaktorer. Detta inträffar precis samtidigt som finanskrisen får verkligt globala effekter. Kombinationen av dyrare finansiering och en vikande efterfrågan på energi gör att nästan alla projekt avbryts. Enbart två reaktorer, vid Vogtle, slutförs. Vogtle hade 2010 fått en federal lånegaranti från Obama-administrationen motsvarande 8,3 miljarder dollar genom U.S. Energy Policy Act of 2005 (EPACT).

Efter 2010 ger satsningen på ökad utvinning av fossila bränslen utdelning genom fracking-revolutionen. År 2018 blir USA världens största oljeproducent och sedan 2023 även världens största producent av fossilgas. Både innan och efter millennieskiftet går flera kraftbolag i konkurs, eller är nära att gå i konkurs, efter att satsningar på kärnkraft inte går i hamn. Nybyggnation av kärnkraft blir i princip omöjliga under 2010-talet och nybyggnation av kärnkraftverk blir kända som "utility killers". USA fortsätter dock satsa på forskning och runt 2020 inleds en tredje kärnkraftsrenässans, denna gång i första hand motiverad av klimat- och miljöskäl. Förutom de större reaktorer som nu

redan finns licensierade har i princip samtliga företag övergått till en satsning på mindre reaktorer, så kallade små modulära reaktorer (SMR). De mindre reaktorerna medför genom sin mindre storlek två avgörande fördelar. Dels blir reaktorerna enklare att utforma med passiv säkerhet, eftersom effekten blir lägre än i en större reaktor. Dels blir den totala investeringen mindre och byggtiden kortare. Därigenom minskar finansieringsrisken samt finansieringskostnaden. Med en lägre finansieringskostnad minskar även den totala kostnaden räknat per producerad megawattimme.

Genom nyligen beslutade Inflation Reduction Act (IRA) och Production Tax Credit (PTC) finns numera även omfattande investeringsstöd till både ny kärnkraft samt till uppgraderingar och livstidsförlängningar av existerande reaktorer i USA. Eftersom flera projekt redan har färdiga tillstånd för att bygga är det troligt att flera projekt återupptas inom en snar framtid.

NEDSTÄNGNING I JAPAN OCH UTFASNING I TYSKLAND

År 2000 beslutade Tyskland att fasa ut kärnkraften genom en uppgörelse mellan Socialdemokraterna (SPD) och de gröna. Utfasningen blev lag 2002 och två reaktorer hann stänga innan Angela Merkel och Kristdemo-

kraterna år 2010 beslutade att skjuta upp utfasningen. I mars 2011 inträffar sedan en mycket kraftig jordbävning i Japan och tre reaktorer vid kärnkraftverket Fukushima Daiichi havererar. Tyskland, som bara ett år tidigare beslutat att inte fasa ut kärnkraften, tvärvänder och beslutar om en påskyndad utfasning till 2022. Den 6 augusti 2011 stängs de åtta äldsta reaktorer omedelbart. Japan stänger samtidigt ned samtliga reaktorer, vilket gör landet mycket kraftigt importberoende av fossila bränslen. Både Tyskland och Japan har väsentligen ökat sitt beroende av fossila bränslen som följd av nedstängningar av kärnkraft.

Energikrisen 2022 gör att Tyskland omprövar utfasningen och flera partier, bland annat tyska Liberalerna och Kristdemokraterna, vill se en för-

längd drift av de sista sex (senare tre) reaktorerna. Debatten utmynnar bara i en förlängning i driften av de sista på några månader och idag är alla tyska reaktorer nedlagda.

Japan har samtidigt återstartat ett flertal reaktorer. Sedan energikrisen 2022 har regeringen antagit en policy om att samtliga reaktorer ska återstartas så snart det är möjligt med hänsyn till tekniska och säkerhetsmässiga utmaningar.

SATSNINGAR I KINA OCH RYSSLAND

Två länder som fortsatt med omfattande satsningar på kärnkraft är Ryssland och Kina. Det är de enda två länderna i världen som kan leverera en fullständig "one-stop shop" vilket bidragit till framgångsrika nybyggnads-

program. Kina har, efter en paus för nya säkerhetsbedömningar efter haveriet i Fukushima Daiichi, antagit en målsättning om att bygga tio reaktorer per år efter 2020.

Ryssland har samtidigt vuxit till världens största exportör av reaktorer, men inledningen av det fullskaliga invasionskriget mot Ukraina 2022 har lett till att kärnkraftsprogrammet har kraftigt minskade resurser och flera köpare har dragit sig ur eller omprövar sina förhandlingar. Finland stoppade Fennovoima-projektet, bygget av en rysk reaktor på Hanhikivi-halvön utanför Pyhäjoki. De ryska exporterna går dock fortsatt starkt med exporter till bland annat Indien, Kina, Bangladesh, Turkiet och Egypten.

EN TREDJE RENÄSSANS

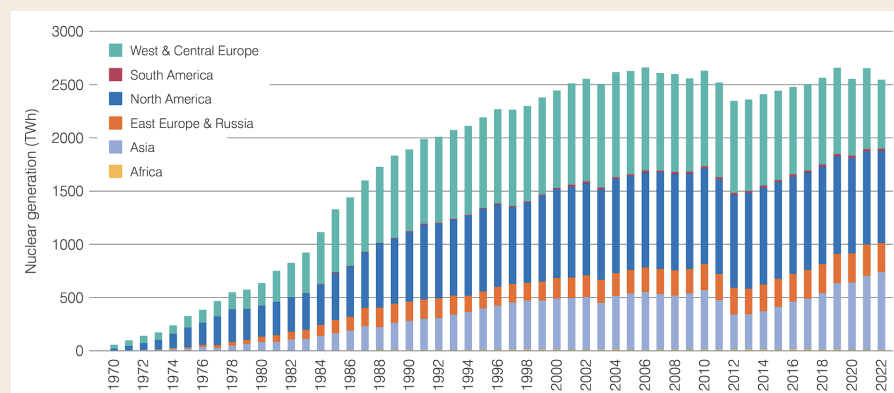
Ett par länder har på senare tid vänt från avvecklingspolitik till utbyggnadspolitik. På klimatkonferensen COP28 år 2023 deklarerade mer än 20 länder en gemensam intention att tredubbla kärnkraften till 2050. Denna ambition förtydligades under Nuclear Energy Summit 2024 i Bryssel av 32 länder som gemensamt vill "frigöra kärnkraftens verkliga potential". De 32 länderna motsvarar tillsammans 72 procent av världens totala BNP, 70 procent av all energikonsumtion samt 70 procent av alla koldioxidutsläpp.

Till dessa länder hör bland annat Sydkorea, som med bytet av president 2022 helt lagt om sin politik till en historiskt stor satsning på kärnkraft, inklusive export av reaktorer.

Kanada förde aldrig en utfasningspolitik men tvekade under en längre tid kring kärnkraftens framtid. Denna tvekan har under de senaste åren övergått i framtidshopp med investeringar motsvarande hundratals miljarder kronor både i livstidsförlängningar av befintliga reaktorer och i nya reaktorer, främst små modulära reaktorer. Dessutom finns ett omfattande program för avancerade reaktorer för att ersätta oljekraft i samhällen som ligger långt ute i vildmarken samt för gruvindustrin. Kanada anses generellt ha ett av de mest ambitiösa och pragmatiska programmen för ny kärnkraft i världen.

Inom EU finns en ny, tydligt uttalad ambition i frågan kring kärnkraft. Innan Brexit kunde det, något förenklat, sägas att 14 länder var för och 14 länder emot kärnkraft. Denna maktbalans rubbades när Storbritannien lämnade EU. Därefter har ett antal länder, bland annat Sverige, ändrat sin inställning till kärnkraften så att det numera finns en tydlig majoritet för kärnkraft i EU. En rad länder som Estland, Finland, Frankrike, Polen, Rumänien och Sverige bedriver en aktiv främjande

Diagram 5. Kärnkraftsproduktion globalt, 2023.



Källa: World Nuclear Association baserat på IAEA Power Reactor Information Service (PRIS).

politik både på nationell och internationell nivå.

Globalt satsar en rad länder på ny kärnkraft. Bland annat bygger Ukraina, Storbritannien, USA, Indien, Turkiet, Bangladesh, Egypten och Förenade Arabemiraten ny kärnkraft och har uttalat omfattande ambitioner. Utöver redan nämnda Japan, Frank-

rike och USA satsar även Storbritannien stort på kärnkraft i form av både nya stora och små modulära reaktorer.

Mot bakgrund av en global omprövning av kärnkraftspolitiken går kärnkraften nu mot en stark tillväxt och ny rekordproduktion. I vilken mån denna tredje "renässans" materialiseras återstår att se.

REFERENSER

- Qvist, Staffan & Brook, Barry W, 2015.
Potential for Worldwide Displacement of Fossil-Fuel Electricity by Nuclear Energy in Three Decades Based on Extrapolation of Regional Deployment Data. PLOS ONE 10(5)



KÄRNKRAFTEN ÄR ETT EUROPEISKT PROJEKT

Den 25 mars 1957 grundades den Europeiska atomenergigemenskapen (Euratom), samtidigt som den Europeiska ekonomiska gemenskapen (EEG) och vid sidan av den Europeiska kol- och stålgemenskapen (EKSG). Genom detta läggs grunden för kärnkraften som ett europeiskt samarbetsprojekt och som en del av det europeiska fredsprojektet.

Euratom skapades av de sex grundarstaterna Belgien, Frankrike, Italien, Luxemburg, Nederländerna och Tyskland med målet att främja och utveckla kärnkraftsindustrin inom en gemensam marknad, och därmed säkerställa regionens energioberoende. Euratom, som både är ett fördrag och en egen organisation, är strikt begränsat till fredlig användning av kärnkraftsteknik.

I fördragets inledning fastställs Euratoms övergripande bakgrund och mål. Där slår medlemsländerna fast att kärnenergi utgör en oumbärlig energikälla för att säkerställa industrins utveckling samt för fredsarbetet. Därför ska Euratomgemenskapen skapa förutsättningar för en livskraftig kärnkraftsindustri som kan öka energiproduktionen och bidra till ökat välbefinnande.

För att nå målen åläggs Euratom åtta särskilda uppgifter, bland annat att främja forskning och delning av teknisk information, etablera gemensamma standarder, säkerställa tillgången till bränsle och uppmuntra investeringar i kärnkraft genom en aktiv främjandepolitik och genom att underlätta internationellt samarbete.

Utöver Euratomfördraget har EU:s medlemsstater självbestämmanderätt över sin energiförsörjning. De fem grundpelarna i Energiunionen har ett tydligt fokus på försörjningstrygghet, konkurrenskraft och hållbarhet samt energieffektivisering och en effektiv inre marknad.

Euratomfördraget kom aldrig att leva upp till den från början högt ställda målsättningen, formulerad av Euratoms första president Louis Armand som ”att skapa en industri som kan producera riklig energi så att Europa kan återfå sitt oberoende och återbygga sin ekonomi”. Orsakerna bakom atomgemenskapens misslyckande är flertaliga. Nya ekonomiska realiteter efter upptäckten av kolfyndigheter i Väst Europa och ett sjunkande oljepris under 60-talet är en huvudsaklig förklaring. Dessutom präglades tidiga år av en ”atomnationalism”, där medlemsländernas egna nationella intressen ofta gick före det gemensamma projektet.

Frankrikes initiala entusiasm avtog till exempel snabbt på grund av oro över ett överstatligt system som kunde begränsa nationell suveränitet, vilket

var oacceptabelt för Charles de Gaulle. Det fanns också en generell fransk misstro mot en områdesuppdelning som begränsade det egna handlingsutrymmet.

I Tyskland, där kärnkraftsindustrin leddes av privata företag, fanns en stor misstänksamhet mot den franska, statligt ägda kärnkraftsindustrin. De tyska industrialisterna var djupt skeptiska till vad de såg som protektionistiska tendenser och en överstatlig, industriell *dirigisme*.

Medlemsländerna hade också olika förutsättningar. Länder som Belgien och Nederländerna saknade kapacitet för att utveckla helt egna kärnkraftsprogram och hörde till de länder som var mest entusiastiska förespråkare av atomgemenskapen. Italien hade å sin sida mestadels kortsiktiga mål, medan Tyskland hade mer långsiktiga mål i form av grundforskning, hälsoskydd och omhändertagande av radioaktivt avfall. Dessa skillnader i ambitionsnivå och målbild gjorde det svårt att komma överens. Samtliga länder såg dessutom Euratom som en konkurrent till sina nationella forskningsprogram. Sovjetunionen genomförde även en propagandakampanj mot Euratom i syfte att väcka rädsla i Västeuropa att organisationen skulle möjliggöra för Västtyskland att utveckla kärnvapen.

Efter att Euratom 1958 ingått ett samarbetsavtal med USA för främjande av forskning på området inträffar organisationens första kris. Genom avtalet garanterade USA tillgång till anrikat kärnbränsle för europeiska länder och erbjöd även finansiering för nya reaktorer. Euratoms kommission föreslog en egen finansieringsmekanism till nya projekt, men saknade budget för ändamålet. Frankrike såg det hela som en subvention av utländsk teknologi och motsatte sig förslaget. De fick dock se sig överkörda i Euratoms råd, men svarade genom att vägra åternominera Euratoms andre president, fransmannen Etienne Hirsch, till en andra period.

Idag lever medlemsländerna fortfarande inte upp till Euratomfördraget. EU-länderna samt dess institutioner förhåller sig inte heller till de grundpelare som etablerades genom den så kallade "Energiunionen" år 2015. I stället har EU sammanblandat mål med medel och prioriterat en utbyggnad av enskilda kraftslag framför att minska utsläpp av koldioxid. Genom detta har EU, med klimatet som ursäkt, inkräktat avsevärt på länders självbestämmanderätt över sin egen energiförsörjning. Detta gäller särskilt ett allt för ensidigt fokus på utbyggnad av förnybar energi, där förnybartdirektivet (RED) har blivit ett av EU:s

huvudsakliga verktyg för att begränsa klimatförändringar.

Här krävs en fundamental omläggning av Sveriges och EU:s politik för att leva upp till de stadgar och fördrag som medlemsländerna har kommit överens om, samt för att möta utmaningarna i omställningen bort från fossil energi.

REFERENSER

- Armand, Louis et al., 1957. A Target for EURATOM
- EU, 2008. Konsoliderad version av fördraget om Europeiska unionens funktionssätt – Artikel 194, Europeiska unionens officiella tidning nr 115, 09/05/2008 s. 0134
- EU, 2015. En ramstrategi för en motståndskraftig energiunion med en framåtblickande klimatpolitik, COM/2015/080 final
- EU, 2023. "Förnybartdirektivet", Direktiv (EU) 2023/2413
- Nieburg, H.L., 1963. Euratom: A Study in Coalition Politics
- SOU 1964:1817, 1964. Översättning av fördrag angående upprättandet av Europeiska Atomenergigemenskapen (EURATOM) och tillhörande dokument
- Södersten, Anna, 2018. Euratom at the Crossroads

KÄRNKRAFT ÄR EN HÅLLBAR INVESTERING

Huruvida kärnkraften är hållbar eller inte är ett hett debattämne som ofta är uppe för diskussion. Under de senaste åren har ämnet varit uppe på högsta nivå när EU skulle avgöra vilka investeringar som kan betraktas som hållbara enligt den nya taxonomin för hållbara investeringar. För att ingå i taxonomin ska en verksamhet bidra till minst ett av EU:s sex miljömål utan att orsaka betydande skada på övriga miljömål (på engelska Do No Significant Harm, DNSH). Eftersom kärnkraften genom låga utsläpp av växthusgaser bidrar till att begränsa klimatförändringar handlade bedömningen om kärnkraftens eventuella påverkan på övriga miljömål. Bedömningen innefattar hela livscykeln, från uranbrytning och byggnation till rivning och slutförvar av avfall, och baseras på att ett antal villkor, kallade tekniska acceptanskriterier, ska uppfyllas.

Efter utmaningar hos den ekonomiska expertgruppen att nå konsensus om kärnkraftens plats i denna taxonomi gav EU-kommissionen där för i uppdrag till EU:s Joint Research Center (JRC) att utreda frågan och jämföra kärnkraftens påverkan med andra kraftslag som sol och vind för att slå fast hur miljöpåverkan förhåller sig jämte dessa. I en omfattande rapport på 387 sidor från 2021 slår JRC fast att det inte finns några vetenskapligt

grundade bevis för att kärnkraft skulle orsaka större skada på människor eller miljö än andra kraftslag som sol, vind eller vattenkraft. JRC konstaterar i rapporten att:

- Utsläppen av växthusgaser och föroreningar är låga respektive mycket låga och jämförbara med vindkraft och vattenkraft.
- Markanvändning är mycket låg, betydligt lägre än för sol- och vindkraft.
- Den relativa olycksrisken, uttryckt som dödsfall per producerad energienhet, är bland de lägsta för alla kraftslag.
- Det finns metoder för att omhänderta det radioaktiva avfallet på ett säkert sätt.

Slutsatsen baseras på en mycket omfattande genomgång av tillgängliga studier kring olika kraftslags påverkan på miljö, klimat och människors hälsa.

Vad gäller kärnkraftens utsläpp av koldioxid har ett flertal livscykelanalyser – där allt från byggnation, gruvdrift, drift av kraftverket, rivning och slutförvar inkluderas – slagit fast att utsläppen är mycket låga, omkring 5–10 gram CO₂e/kWh. FN:s klimatpanels (IPCC) genomgång av studier på ämnet i AR5 slår fast ett medelvärde på 12 gram CO₂e/kWh, men IPCC:s

process gör att flera studier är utdate-
rade. Detta eftersom de bygger på gas-
diffusion för anrikning av uran, som
idag helt har övergetts till fördel för
anrikning genom centrifugering. Vat-
tenfalls senaste Environmental Pro-
duct Declaration (EPD), genomförd
enligt en vedertagen metodik (ISO
14025), kommer fram till att utsläp-
pen från kärnkraft, inklusive leverans
av el till slutkund, är 5,71 gCO₂e/
kWh. För vattenkraft och vindkraft är
utsläppen 7,26 respektive 15,6 gCO₂e/
kWh. Liknande resultat för kärnkraft
nås av bland annat FN:s ekonomiska
kommission för Europa (UNECE),
som kommer fram till utsläpp på 5,13
gCO₂e/kWh. I en ny studie från 2023
som går igenom metodiken i olika
livscykelanalyser kommer författarna
fram till att variationerna mellan olika
studier i princip helt domineras av
olika antaganden kring anrikningsme-
tod, och att de genomsnittliga utsläp-
pen från kärnkraft är 6,1 gram CO₂e/
kWh.

Ett anekdotiskt exempel på den
stora påverkan som antaganden kring
anrikningen har på de totala utsläp-

pen är den franska anrikningsanlägg-
ningen Eurodif. Den använde gasdif-
fusion och drog astronomiska 2 700
MW när den var i drift. För att försörja
den byggdes kärnkraftverket Tricastin
med fyra reaktorer på 900 MW. Tre av
reaktorerna var till för gasdiffusions-
anläggningen. Eurodif ersattes med ny
teknik genom centrifuganläggningen
Georges Besse som i stället kräver 50
MW – en energieffektivisering på över
92 procent. Samma gäller för den nu
nedlagda anrikningsanläggningen i
Portsmouth i USA som förbrukade 2
100 MW när den var i drift.

Kärnkraftens hållbarhet har nyli-
gen stärkts genom att flera företag
har ställt ut gröna obligationer för
finansiering av kärnkraft. Den danska
klimatfonden Climentum Capital
genomförde en stor granskning för
att säkerställa att kärnkraften lever
upp till Artikel 9 i EU:s taxonomi för
hållbara investeringar, det som kallas
”deep green”, innan de investerade i
det svenska kärnkraftsbolaget Kärn-
full Next.

REFERENSER

- Dagens industri, 2023. Svenskt kärnkraftsbolag
tar in nytt kapital
- Environdec/Vattenfall, 2022. S-P-00923 EPD
Electricity from Vattenfall’s Nuclear Power
Plants 2022
- EU JRC, 2020. Technical assessment of nuclear
energy with respect to the ‘do no significant
harm’ criteria of Regulation (EU) 2020/852
(‘Taxonomy Regulation’)
- Energiforsk, 2024. Kärnkraft – En del i EU:s
gröna omställning, Rapport 2024:1004
- Gibon, Thomas & Hahn Menacho, Álvaro,
2023. Parametric Life Cycle Assessment
of Nuclear Power for Simplified Models.
Environmental Science & Technology 2023
57 (38), 14194-14205
- IPCC, 2014. IPCC AR5 Climate Change 2014:
Mitigation of Climate Change, Figur 7.6
- UNECE, 2021. Carbon Neutrality in the
UNECE Region: Integrated Life-cycle
Assessment of Electricity Sources

VARFÖR NY KÄRNKRAFT?

STARKT FOLKLIGT STÖD

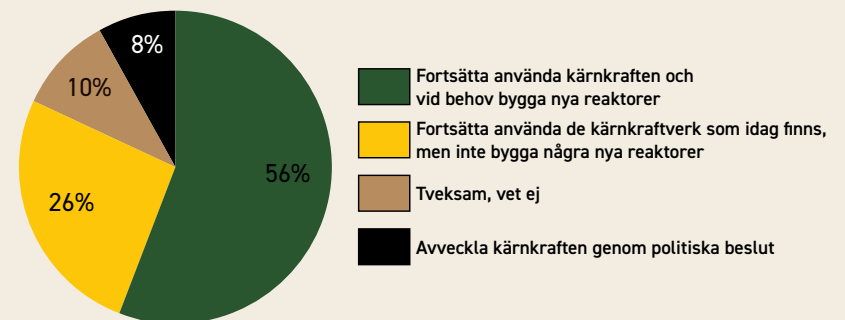
Stödet för kärnkraft har aldrig varit starkare. I skuggan av globala utmaningar – från energikrisen till följd av Rysslands anfallskrig mot Ukraina till den pågående klimatkrisen – växer stödet för kärnkraft på ett sätt som saknar motsvarighet i historien. Över hela världen blir röster som tidigare tvivlade nu alltmer övertygade om kärnkraftens potentiella bidrag för att säkra vår energiframtid. Globalt syns ett markant skifte. Länder som Finland och Norge, där gröna partier en gång motsatte sig kärnkraft, bär nu fram den som en lösning. I en lång rad länder finns nu ett tydligt stöd för kärnkraft bland en majoritet av befolkningen. I flera länder går stödet över partigränser och överskrider de tradi-

tionella partimässiga motsättningar som tidigare kunnat identifieras.

Denna förändring reflekteras även bland miljöorganisationer. Greenpeace i Finland uttalar sig inte längre negativt om kärnkraft. I Sverige har Naturskyddsförningen (som från början stödde kärnkraftsutbyggnaden för att skydda de sista älvarna) släppt sitt motstånd och sina nedläggningskrav på befintlig kärnkraft, men tar fortfarande ställning mot nya kärnkraftverk. Samtidigt växer nya, progressiva miljöorganisationer fram globalt som i stället aktivt tar ställning för kärnkraften. Ett sådant exempel är WePlanet som grundats i Europa men som nu har nationella organisationer i omkring 20 länder, inklusive Australien, Uganda och Ukraina. I USA har den

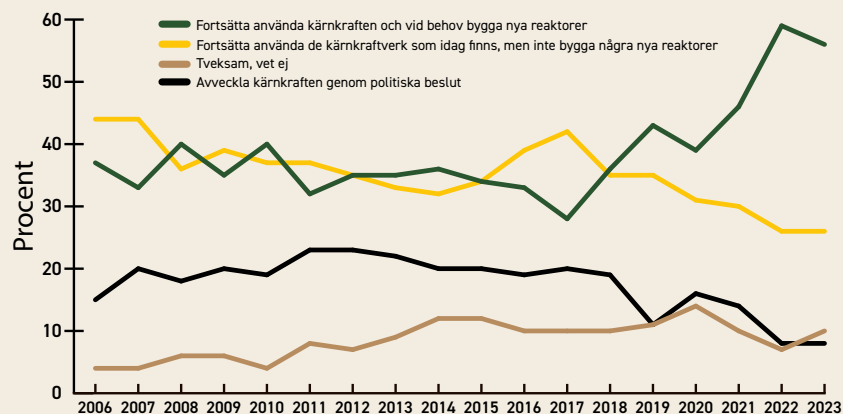
Diagram 6. Kärnkraftsopinionen i Sverige, november 2023.

Vilken är din personliga åsikt om den framtida användningen av kärnkraft som energikälla i Sverige? Ska vi...



Källa: Novus för Analysgruppen.

Diagram 7. Kärnkraftsopinionen i Sverige 2006–2023.



Källa: Novus för Analysgruppen.

progressiva och liberala tankesmedjan Breakthrough Institute, som tydligt tar ställning för kärnkraft, etablerat ett starkt fäste. Ett globalt nätverk av organisationer som främst eller enbart fokuserar på att stödja kärnkraft har också vuxit fram, med kampanjer som ”Stand Up 4 Nuclear” som kämpar mot nedstängningar av kärnkraftverk runt om i hela världen.

Anledningen bakom detta skifte ligger i en ökad insikt om kärnkraftens verkliga risker och fördelar, men också i erkännandet av dess roll i kampen mot klimatförändringar. Att på ostadig vetenskaplig grund argumentera emot kärnkraft har också kommit att uppfattas som hyckleri från politiker och organisationer som samtidigt lyf-

ter klimat och miljö som sina främsta frågor. Kärnkraftens bidrag till en trygg elförsörjning och lägre elpriser lyfts ofta som andra viktiga aspekter.

En sak är säker, det växande stödet är inte en fluga utan har bekräftats i en rad opinionsundersökningar. I Sverige bland annat från SOM-institutet, Novus och Demoskop. För första gången sedan mätningar av opinionen påbörjades regelbundet finns en tydlig majoritet för nybyggnation av kärnkraft. Generellt är stödet globalt sett högre bland yngre personer (framför allt är färre negativt inställda till kärnkraft), men i Sverige är stödet liknande bland både förstagsväljare och allmänheten i stort. Stödet för kärnkraft är nu mycket starkt, vilket bekräftats

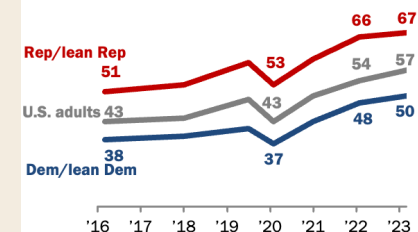
i en rad opinionsundersökningar. En skillnad som framgår av Demoskop's undersökningar är att allmänheten är betydligt mer positivt inställd till kärnkraft jämfört med politiker, särskilt på lokal och regional nivå. Speciellt Vänsterpartiets och Centerpartiets kommunpolitiker är betydligt mer negativt inställda jämfört med deras sympatisörer i allmänhet. Det visar att politiker är ur takt med den allmänna opinionen.

En annan slutsats som går att dra från opinionen är att det finns potential för stödet att växa ytterligare, särskilt på global nivå. Två faktorer talar för detta. Den första är att äldre personer generellt är något mer negativa, och dessutom betydligt mer bestämda i sina uppfattningar, oavsett om det är för eller emot. Särskilt hos yngre finns alltså en potential för fler som inte bestämt sig att ändra uppfattning åt det positiva hållet. Den andra faktor som kan spela roll är det förvånansvärt låga kunskapsläget. I flera undersökningar svarar omkring hälften att de tror att kärnkraften ger upphov till betydande utsläpp av koldioxid. Trots detta är en stor andel av samma personer positivt inställda till kärnkraft eftersom den uppfattas som billig och leveranssäker. Detta pekar

Diagram 8. Kärnkraftsopinion i USA.

Support for nuclear power is up among both Democrats and Republicans

% of U.S. adults who say they favor more nuclear power plants to generate electricity in the country



Note: Respondents who gave other responses or did not give an answer are not shown.
Source: Survey conducted May 30-June 4, 2023.

PEW RESEARCH CENTER

Källa: PEW Research Center.

på att det med ökad kunskap finns en stor potential i ökat stöd, vilket också syns i det starka stöd hos de kommuner där kärnkraftverken är belägna.

En skillnad mellan Sverige och andra länder är att stödet utomlands ofta går över blockgränser. I USA är kärnkraften det minst polariserade kraftslaget av alla och dessutom det enda med växande stöd bland både republikaner och demokrater.

Sammantaget kan man säga att stödet på global nivå generellt är högre hos allmänheten än bland politiker. I Sverige överensstämmer stödet bland politiker och allmänhet relativt bra på nationell nivå men inte på lokal nivå.

KÄRNKRAFT BEHÖVS FÖR ATT MÖTA ELBEHOV PÅ KORT OCH LÅNG SIKT

Sverige står idag inför en stor utmaning i att möta den efterfrågan som motiveras för omställningen av framför allt industri och transporter bort från fossil. Det finns en lång rad scenarier som pekar på olika framtida behov, men det finns idag i princip konsensus kring att ett framtida behov på omkring 250 till 350 TWh är vad som krävs för omställningen av Sverige till en fossilfri välfärdsstat (se diagram 10). Det finns naturligtvis stora osäkerheter, inte minst vad gäller de stora industriprojekt som planeras. Samtidigt finns en rad sektorer som inte är inkluderade i scenarierna, till exempel behovet av fossilfritt fartygsbränsle och flygbränsle. Dessa sektorer kommer innebära ett mycket stort tillkommande behov även om en stor del av behovet möts av biobränslen (eftersom andra sektorer, exempelvis lastbilstransporter och maskiner, då behöver elektrifieras i högre grad).

Gemensamt för alla scenarier, förutom det ungefärliga intervall de landar i, är att de alla har utvecklats mot allt högre prognoser vart efter olika industriplaner blivit kända.

Att möta ett behov på omkring 300 TWh till 2045, motsvarande en ungefärlig dubbling jämfört med idag,

utgör en omfattande utmaning enbart vad gäller att i praktiken bygga ut tillräcklig elproduktion för att möta konsumtionen. Denna utmaning komplieras väsentligt av en rad andra faktorer, som att få till stånd nätutbyggnad och ett system som medger att den nya konsumtionen kan anslutas som planerat. Stora mängder variabel/flexibel produktion och konsumtion ställer stora krav på ett starkt nät för att klara av variationer i konsumtion och produktion som kan ligga på tiotals GW.

En, om möjligt, större utmaning utgörs av att i princip hela den svenska produktionsflottan kan komma att behöva bytas ut under en period mellan år 2045 och 2060. Detta till följd av den historiska utbyggnaden av de största kraftslagen:

- Vattenkraften som byggdes ut fram till 1960-talet har en ungefärlig livslängd på 100 år innan betongkonstruktioner måste renoveras omkring 2050.
- Kärnkraften som byggdes ut på 1970- och 80-talet drivs idag med investeringsbeslut som utgår ifrån 60 års drift, till 2045. Det finns goda förutsättningar för 80 års drift, vilket i så fall ger ytterligare 20 år.
- Vindkraften som expanderat under 2010- och 2020-talet har en livslängd på omkring 25 år.

Även dagens kraftvärme kommer med all sannolikhet behöva bytas ut runt 2050, inte minst med hänsyn till att det sannolikt inte kommer gå att elda avfall eller biomassa (som det kommer råda stor konkurrens om, även till material) på samma sätt i framtiden.

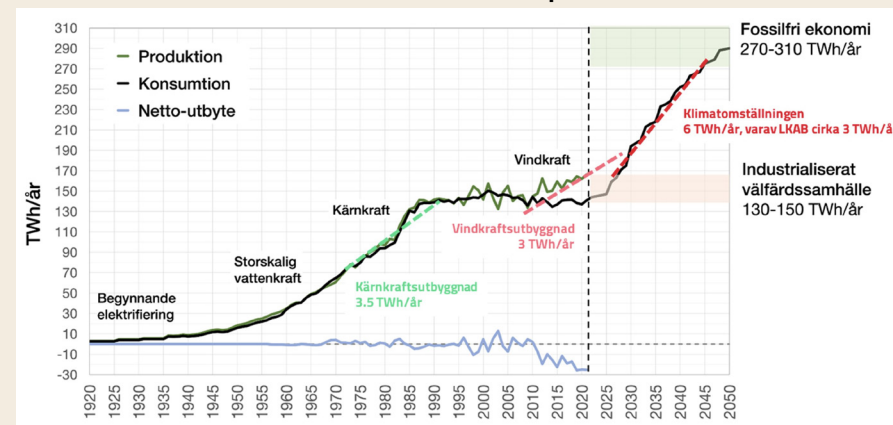
Vi riskerar alltså att omkring 2050 stå inför en lika stor utbyggnad som idag när dagens anläggningar går i ålderspension, potentiellt på ännu kortare tid. Diagram 9 nedan illustrerar dagens utmaning att möta ett behov på 270 till 310 TWh till år 2050. Denna utmaning är inte alls omöjlig. Att möta det uppskattade framtida behovet för omställningen beräknas kräva omkring 6 TWh tillkommande produktion per år. Historiskt har Sve-

rige byggt ut mer elproduktion än så, om än inte samtidigt, genom kärnkraftsutbyggnaden och vindkraftsutbyggnaden som uppgick till cirka 3,5 respektive 3 TWh per år. Periodvis ökade produktion och konsumtion betydligt mer.

Om vi även inkluderar alla de befintliga anläggningar som behöver ersättas under period från år 2045 till 2060 växer utmaningen betänkligt.

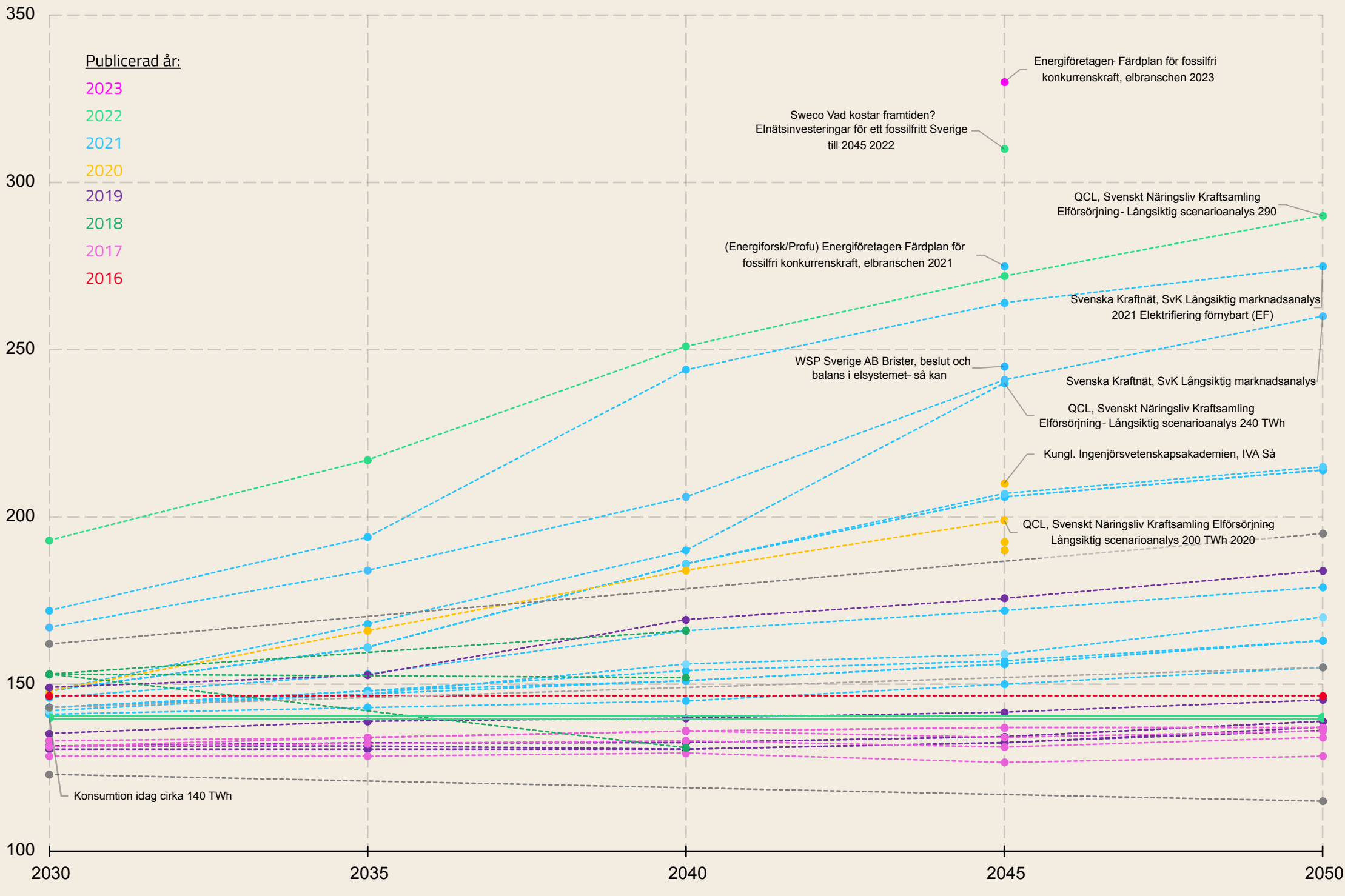
Omställningen kräver avsevärda mängder ny elproduktion, i rätt mängd och mix, på rätt ställe, i rätt tid med nödvändiga tillstånd och kraftigt uppgraderade och expanderade kraftnät med en aggressiv teknikutveckling på flera områden.

Diagram 9. Historisk utbyggnad av olika kraftslag och tillkommande framtida behov för en fossilfri ekonomi med konsumtion på 270 till 310 TWh.



Källa: Från publik analys av konsultbolaget QuantifiedCarbon utförd åt LKAB, data från SCB.

Diagram 10. Olika scenarier för Sveriges framtida elbehov 2030–2050 [TWh].



BAKGRUND TILL DE SVENSKA ELPRISOMRÅDEN

Uppdelningen i elprisområden har sitt ursprung i nedläggningen av Bar-sebäck 1 & 2. Efter nedläggningen hanterade SvK begränsningar i överföring av kraft genom att begränsa handel med utlandet, samt genom bygget av en ny kraftledning – Syd-västlänken – till södra Sverige.

Nedan följer en tidslinje över vad som ledde fram till uppdelningen av Sverige i elprisområden.

- 2003 – Den danska organisationen Foreningen for Slutbrugere av Energi (FSE) anmäler SvK till EU-kommissionen, men kommissionen vidtar ingen åtgärd.
- 2006 – Även Dansk Energi anmäler SvK till kommissionen, denna gång för att ha brutit mot EU:s konkurrensregler genom sin hantering av interna flaskhalsar. Enligt Dansk Energi innebar hanteringen att SvK prioriterat svenska konsumenter framför danska. Sidan Energinet.dk publi-

cerar en rapport om kostnaderna för danska kunder och får stöd från den norska organisationen Energibedriftenes Landsforening (EBL).

- September 2008 – Nordiska ministerrådet antar en accelererad handlingsplan för påskynda en nordisk elmarknad, med en uppmaning om ytterligare uppdelning i elprisområden.
- 2009 – EU-kommissionen gör den preliminära bedömningen att SvK:s hantering av flaskhalsar bryter mot artikel 82 (numera 102) i EU-fördraget. SvK instrueras av den svenska regeringen att påbörja en indelning av Sverige i elprisområden. SvK för ett frivilligt åtagande att dela upp Sverige i två eller fler elprisområden till den första juli 2011.
- 24 maj 2010 – SvK beslutar att dela upp Sverige i fyra nya elprisområden, från och med 1 november 2011.

Elområden i Sverige och Norden

Bildkälla: Svenska Kraftnät



ETT KRAFTSYSTEM I OBALANS UTAN KÄRNKRAFT

Sverige har idag ett större kraftsystem – mätt i installerad effekt, total elproduktion och antal kilometer elledningar – än någonsin tidigare i historien. Samtidigt är marginalerna i kraftsystemet mindre än någonsin tidigare och systemoperatören Svenska Kraftnät (SvK) har under de senaste fem till tio åren allt oftare tvingats begränsa driften av nätet för att klara driftsäkerheten.

Vi har alltså mer produktionskapacitet och mer nät än någonsin tidigare, men det är samtidigt svårare än någonsin att ansluta ny produktion och konsumtion. Dessa begränsningar har omfattande praktiska och samhälls-ekonomiska effekter. Först och främst leder begränsningarna till att det på flera platser i Sverige varken går att ansluta ny produktion eller konsumtion. Detta begränsar i sin tur kraftigt den svenska omställningstakten när investeringar inte kan genomföras.

Grundorsaken till detta är bristande planering och bristande konsekvensanalys. Bristande planering då den senaste gången en sammanhållen nationell planering av energisystemet och elsystemet genomfördes kan sägas vara när 1976 års energikommission under Ove Rainer lämnade sitt slutbetänkande år 1978 (SOU 1978:17).

Bristande konsekvensanalys eftersom stora mängder variabel förnybar kraft har anslutits samtidigt som planerbar kraft i form av kärnkraft och kraftvärme lagts ned, direkt och indirekt, genom politiska beslut utan att beakta effekter på kraftsystemet.

Sverige har hittills klarat sig genom att ”spela på gamla meriter” i form av det väl utformade kraftsystem som är ett arv från den ursprungliga större utbyggnaden. Sedan dess har en tydlig kravställning saknats vid utformningen av kraftsystemet, särskilt vad gäller anslutning av ny produktion och nedläggning av befintlig. Detta har skapat en obalans i det svenska kraftsystemet där det nu saknas förmåga att utnyttja befintlig infrastruktur och att ansluta ny. Det har även saknats en insikt kring samspelet mellan produktion, konsumtion och överföring av elektricitet där det har funnits en föreställning om att stabil produktion kan ersättas med mer elnät eller överinvesteringar i variabel produktion.

Att inte nyttja infrastruktur effektivt och att begränsa omställningstakten har oöverskådliga ekonomiska konsekvenser för Sverige som land. Ett exempel är Sydvästlänken, en högspänd likströmsförbindelse från Mellansverige till Skåne som ersättning vid nedläggningen av Barsebäck 1 och 2. Ledningen kostade cirka 14 miljard

er kronor att bygga och blev nästan ett decennium försenad, men går idag inte att ta i drift med full effekt till följd av begränsningar med hänsyn till driftsäkerheten. Att bygga elnät som inte kan användas är naturligtvis extremt samhällsekonomiskt ineffektivt. Det uppstår även ytterligare kostnader i form av de extra balansresurser som behöver tas i anspråk för att hantera de ökade obalanser som uppstår.

Något som är svårare att kvantifiera är de kostnader som uppstår som en följd av problemen ovan. Begränsningar i överföringen av el leder inte bara till ett ineffektivt nyttjande av befintlig och ny infrastruktur, utan även till att marknaderna fungerar mindre effektivt. Bristen på produktion i södra Sverige tillsammans med begränsningar i överföringskapacitet skapar rekordhöga elpriser för de södra delarna av landet, elområde SE3 och SE4. Detta får i sin tur oerhörda effekter för näringslivet och hushåll, vilket vi såg inte minst under energikrisen 2022.

De högre elpriserna och osäkerheter kring tillgången på effekt har dessutom en kraftigt dämpande effekt på investeringar, särskilt när industri, näringsliv och privatpersoner ska ställa om från fossila bränslen. En sekundär, eller kanske tertiär, ekonomisk effekt uppstår eftersom omställ-

ningen blir dyrare när den behöver ske snabbare vid en senare tidpunkt. Samtidigt betalar företag därtill extra för sina fossila utsläpp under tiden de inte kan ställa om.

De jobb som uteblir som resultat av problemen i kraftsystemet har också en stor ekonomisk effekt. Enligt en sammanställning av Invest in Skåne har elbristen lett till omkring 4 500 uteblivna jobb enbart i region Skåne. Enligt en rapport från Stockholms Handelskammare riskerar elbristen i Stockholm att leda till ett produktionsbortfall i Stockholmsregionen på 200 till 900 miljarder kronor fram till 2031. Därtill beräknas en negativ effekt på sysselsättningen motsvarande minst 200 000 årsarbeten (sannolikt över 400 000) samt att närmare 50 000 bostäder inte kommer kunna byggas i regionen under samma period.

ETT DYRARE SYSTEM UTAN KÄRNKRAFT

Förutom att det uppenbart är samhällsekonomiskt ineffektivt att inte kunna nyttja kraftnät för mångmiljardbelopp som tänkt uppstår ytterligare allvarliga effekter. Dels genom att elmarknaden fungerar sämre när elkraft inte kan handlas och överföras effektivt, dels genom kraftigt ökade

kostnader för att säkerställa driftsäkerheten i systemet.

Detta syns bland annat genom att områden i södra Sverige får många gånger dyrare el då priset allt oftare kopplar mot kontinenten och genom de snabbt ökande kostnaderna för stödtjänster i Sverige och utomlands. Omkring 70 procent av elkonsumentionerna i svensk industri återfinns i elområdet SE3 och SE4, men efter nedläggningen av kärnkraft och kraftvärme är bägge områdena importberoende. I SE4 produceras endast omkring 15 procent av den el som krävs för att möta konsumtionen. Denna kraft måste då importeras till SE4, främst norrifrån i form av billig vattenkraft, vindkraft och kärnkraft. Sverige är fortfarande en stor nettoexportör av el, men när ledningarna från norr till syd begränsas räcker elen inte längre till att fylla utlandskablarna, alltså för att möta efterfrågan. När kablarna "mättas" uppstår en flaskhals i överföringen som gör att elområdena prismässigt frikopplas. När kablarna inte mättas kopplas södra Sverige i högre utsträckning prismässigt mot kontinentala elpriser, där fossila bränslen sätter priset på marginalen som därmed är högre. Den totala kostnaden för investeringar i infrastruktur som inte kan nyttjas, ökat behov av stödtjänster samt högre elpriser är svår att

beräkna, men uppgår till många tiotals miljarder kronor.

Kraftsystemets försämrade prestanda beror huvudsakligen på en brist på planerbar kraftproduktion, kombinerat med växande utmaningar att integrera större volymer väderberoende produktion. SvK:s divisionschef Lowina Lundström beskriver utmaningen i en intervju med Montel News:

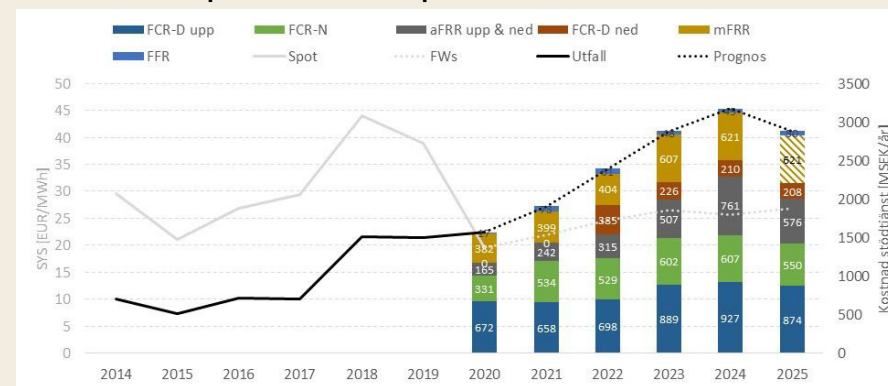
Vi måste skrika högre om att det även behövs mer planerbar produktion. Först i södra Sverige men längre fram absolut även i norra Sverige.

Vi kommer inte klara att hantera de växande volymerna väderberoende kapacitet om det inte byggs mer planerbar produktion.

SvK:s avdelningschef för Kraftsystem, Daniel Gustafsson, har också betonat vikten av planerbar produktion i en debattreplik i Dagens industri:

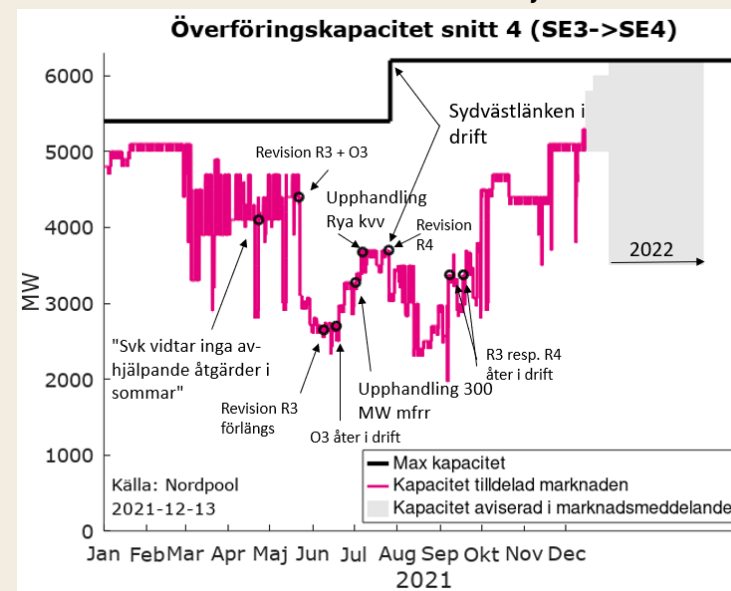
Det är dock viktigt att betona att det som kraftsystemet främst behöver är mer planerbar produktion i södra Sverige.

Diagram 11. Prognos för stödtjänstkostnader. Faktiska kostnader var 3 628 och 6 650 MSEK per år för 2021 respektive 2022.



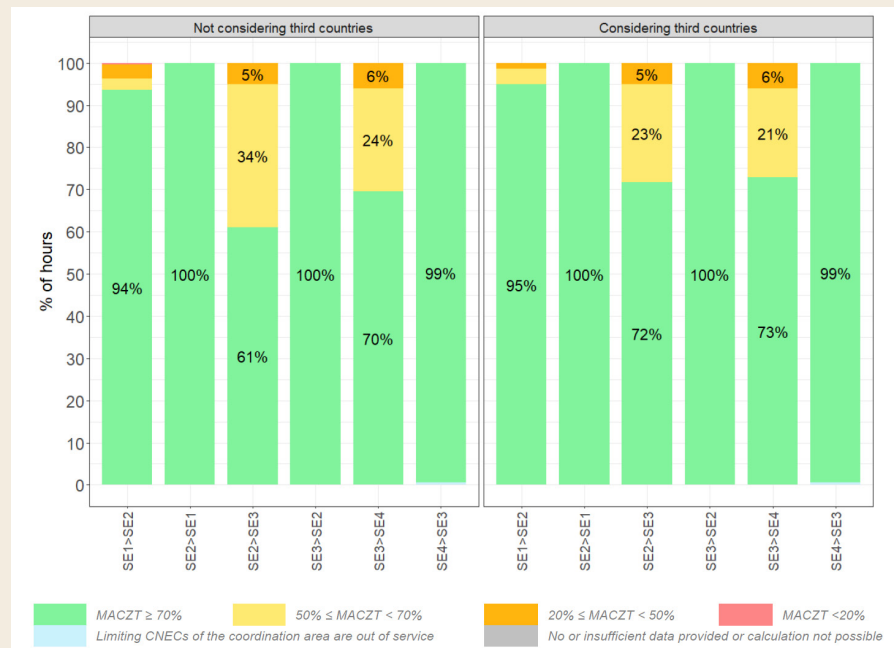
Källa: Svenska Kraftnät.

Diagram 12. Teoretisk maximal överföringskapacitet från SE3 till SE4 och kapacitet som tilldelats marknaden under 2021 då Sydvästlänken driftsattes.



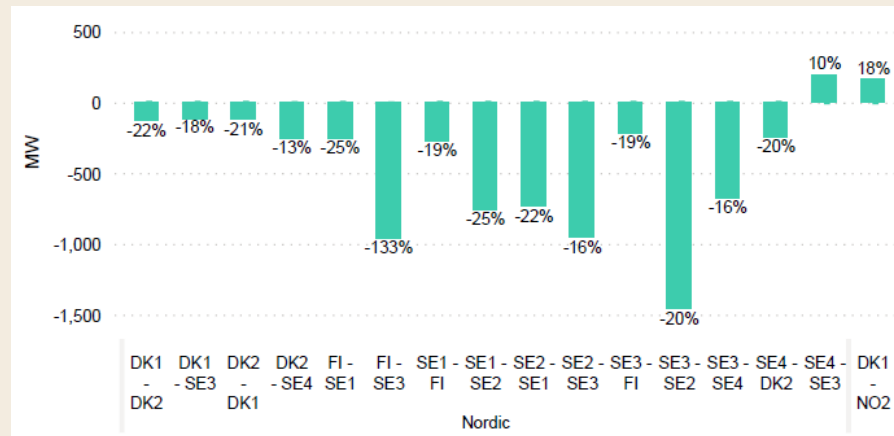
Källa: Bearbetning av Carl Berglöf baserat på marknadsdata från NordPool.

Diagram 13. Procent av timmar som minst 70 procent av överföringsförmågan har tilldelats marknaden för överföring mellan Sveriges elområden under 2022.



Källa: ACER 2023 Market Monitoring Report.

Diagram 14. Förändringar av tilldelad överföringskapacitet (NTC) mellan prisområden från 2021 till 2022 visar att kapaciteterna minskat sedan 2021.



Källa: ACER 2023 Market Monitoring Report

I den senaste systemutvecklingsplanen från 2023 beskriver SvK att:

Utifrån ett helhetsperspektiv för kraftsystemet, där exempelvis även behoven för att upprätthålla systemstabiliteten beaktas, blir flexibel elanvändning, lagring och lagring i kombination med oplanerbar elproduktion inte tillräckligt för att klara omställningen av kraftsystemet. Ett tillskott av planerbar elproduktion kommer också att behövas. Utbyggnad av den planerbara elproduktionen är också en förutsättning för att elektrifieringsplanerna inom olika industrisektorer ska kunna bli verkliga.

Ett mått som visar på vikten av planerbar produktion är kapacitetsfaktor (på engelska "de-rating factor"). Kapacitetsfaktor används normalt som ett mått på tillgängligheten hos ett visst kraftslag, men i denna kontext avser kapacitetsfaktor i stället hur mycket förbrukningen inom ett elområde kan öka när den installerade kapaciteten för ett kraftslag ökar inom samma elområde, under antagande att en resurstillräcklighet i enlighet med tillförlitlighetsnormen bibehålls.

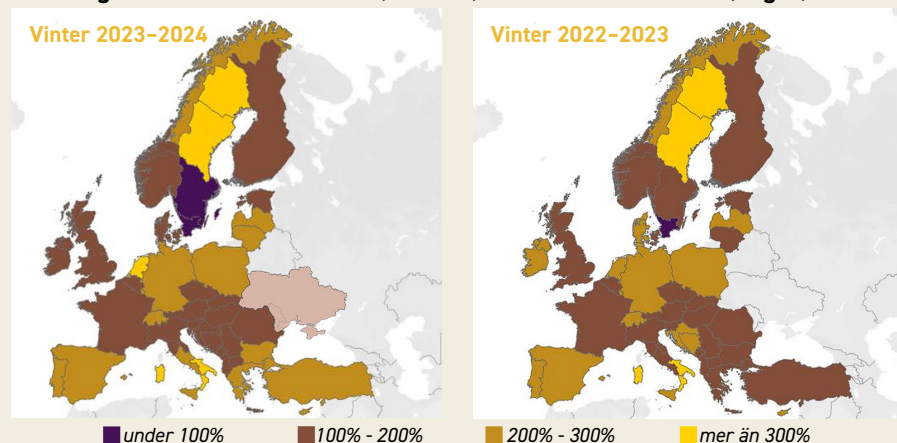
SvK har i en rapport räknat ut i vilken omfattning olika kraftslag bidrar till resurstillräcklighet, vilket indikeras

av respektive kraftslags kapacitetsfaktor. Även Energimarknadsinspektionen har tagit fram kapacitetsfaktorer för Sverige, dock med en annan metod och därmed ett annat resultat. Men resultaten visar samma generella mönster, med låg kapacitetsfaktor för väderberoende kraftslag och högre kapacitetsfaktor för planerbara kraftslag.

Det finns flera exempel på hur den minskande mängden planerbar produktion har orsakat problem. År 2020, ett år med mycket låga elpriser till följd av en lägre efterfrågan under pandemin, gick Ringhals 1 ned för revision med bränslebyte och årligt underhåll. Eftersom priserna var låga planerade Vattenfall att dröja med återstarten.

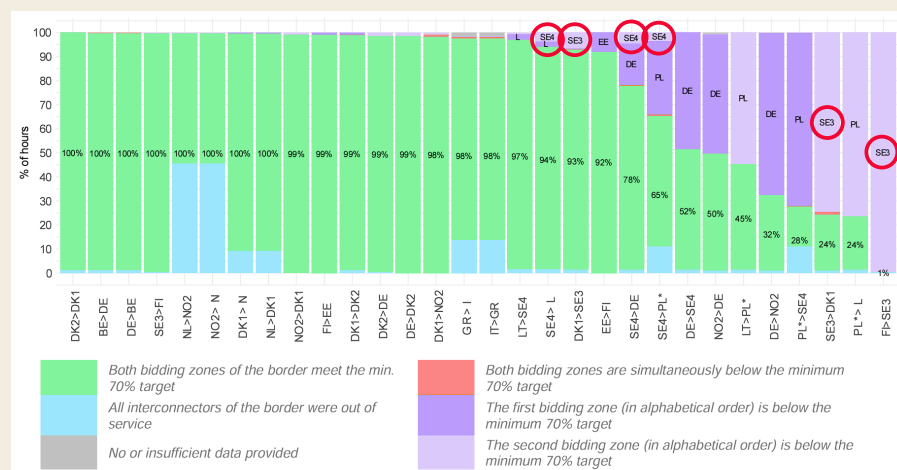
Det skulle dock innebära betydande problem för driftsäkerheten och SvK upphandlade därför uppstarten av en reaktor i Ringhals för att kunna säkerställa driftsäkerheten. Ett år senare, när den mycket försenade kraftledningen Sydvästlänken skulle driftsättas 2021 upptäckte SvK att endast en liten del av ledningen kommer kunna nyttjas som tänkt, dels eftersom nya flöden uppstått i Sverige till följd av nedläggningen av kärnkraft (och utbyggd kraftproduktion i Finland), dels eftersom kraftelektroniken inte fungerat som tänkt. Ledningen har

Diagram 15. Nettoproduktionskapacitet jämfört med högsta förväntade efterfrågan för vintern 2023–24 (vänster) och vintern 2022–23 (höger).



Källa: ACER 2023 Market Monitoring Report

Diagram 16. Andel av timmar som 70%-målet uppnåddes för överföring på HVDC-länkar mellan olika länder.



Source: ACER calculation based on TSO data and data from ENTSO-E Transparency Platform.

Områden till vänster i bild har en effektiv elmarknad, de till höger en mer begränsad elmarknad.

Källa: ACER 2023 Market Monitoring Report

alltså, snarare än en tillgång, blivit en utmaning för systemet.

Den överföringskapacitet som tilldelats marknaden uppvisar en tydligt nedåtgående trend sedan 2017 (samma år som Oskarshamn 1 stängdes). Enligt ACER:s 2023 Market Monitoring Report uppvisar det svenska kraftsystemet en låg måluppfyllelse för det så kallade 70 %-målet jämfört med andra nordiska länder. Målet innebär något förenklat att minst 70 procent av den maximala överföringskapaciteten ska tillgängliggöras marknaden. Med mindre överföringskapacitet uppstår oftare flaskhalsar, vilket ger upphov till prisskillnader mellan elområden.

Prisskillnaderna mellan olika elområden ger samtidigt en intäkt i form av kapacitetsavgifter till SvK. De så kallade flaskhalsintäkterna till SvK har ökat kraftigt de senaste åren, från omkring 3 miljarder kronor per år mellan 2011 till 2018 till 21,5 miljarder kronor år 2022. Den absoluta majoriteten av dessa intäkter, drygt 80 procent, uppstår inom Sverige i snitt 2 (SE2>SE3) och snitt 4 (SE3>SE4). När södra Sverige får högre elpriser uppstår större prisskillnader mellan elområden i Sverige och intäkterna ökar.

Kraftsystemet består alltså av tre väsentliga delar – elproduktion, elkonsument och det elnät som binder samman allt till ett sammanhäng-

ande kraftsystem. Dessa delar kan inte betraktas som fristående, utan måste alltid ses som en helhet som måste fungera tillsammans, annars fungerar inte kraftsystemet. Riksrevisionen beskriver i en rapport hur regeringen och de statliga myndigheterna genomfört punktvisa åtgärder och förändringar inom varje område för sig, i princip helt utan att ta hänsyn till konsekvenser för systemet som helhet. Slutresultatet är ett samhällsekonomiskt ineffektivt kraftsystem.

Sverige utmärker sig genom att vi har de två elområden med lägst självförsörjningsgrad i hela Europa, SE3 och SE4. Elområdena SE1 och SE2 har samtidigt högst självförsörjningsgrad. Eftersom de södra elområdena framför allt är beroende av import norrifrån inom Sverige visar detta på vikten av att överföringen av el inom landet är effektiv och välfungerande, vilket tyvärr inte är fallet idag.

Bristen på produktionskapacitet skapar alltså en bristande självförsörjningsgrad, men påverkar även överföringskapaciteten på kablar inom landet samt till och från landet. Begränsningen i överföringskapacitet ger i sin tur en mindre effektiv marknad. I diagram 14 på föregående sida kan sägas att länder till vänster har en mer effektiv marknad, medan länder långt till höger har en mindre effektiv

marknad. Effektivt fungerande kraftsystem och marknader är en förutsättning för Europas konkurrenskraft, försörjningstrygghet och för den gröna omställningen. Ett sämre fungerande kraftsystem begränsar omställningen och även införandet av nya marknader och lösningar.

FLEXIBILITET KRÄVER ETT STARKT KRAFTSYSTEM

Flexibilitetsresurser kan delas upp i "ren flexibilitet" och det som bättre uttrycks som "långsiktig produktions/konsumtionsplanering". Ren flexibilitet är kortsiktiga resurser som med mycket kort varsel kan stötta kraftsystemet. Till långsiktig produktions- och konsumtionsplanering hör bland annat laddning/urladdning av elbilsbatterier och optimering av industriell konsumtion på det sätt som LKAB planerar för att maximera produktio-

nen vid låga elpriser. Att variera konsumtion från elbilar eller industri med uppemot tio GW på ett par timmar utgör en stor utmaning för kraftsystemet. För att i framtiden kunna utnyttja dessa flexibilitetsresurser fullt ut krävs ett starkt kraftsystem.

Det finns redan idag så kallade nätkoder för producenter. Nätkoderna ger systemoperatören (SvK) möjlighet att vid behov beordra producenter till en viss produktion. På liknande sätt är nätkoder för konsumenter (Demand Connection Code, DCC) på väg att införas. Om kraftsystemet inte klarar av stora variationer i konsumtion kan dessa nätkoder medföra att till exempel LKAB inte kommer kunna öka sin konsumtion vid låga elpriser, eller blir tvungna att fortsätta vid höga elpriser.

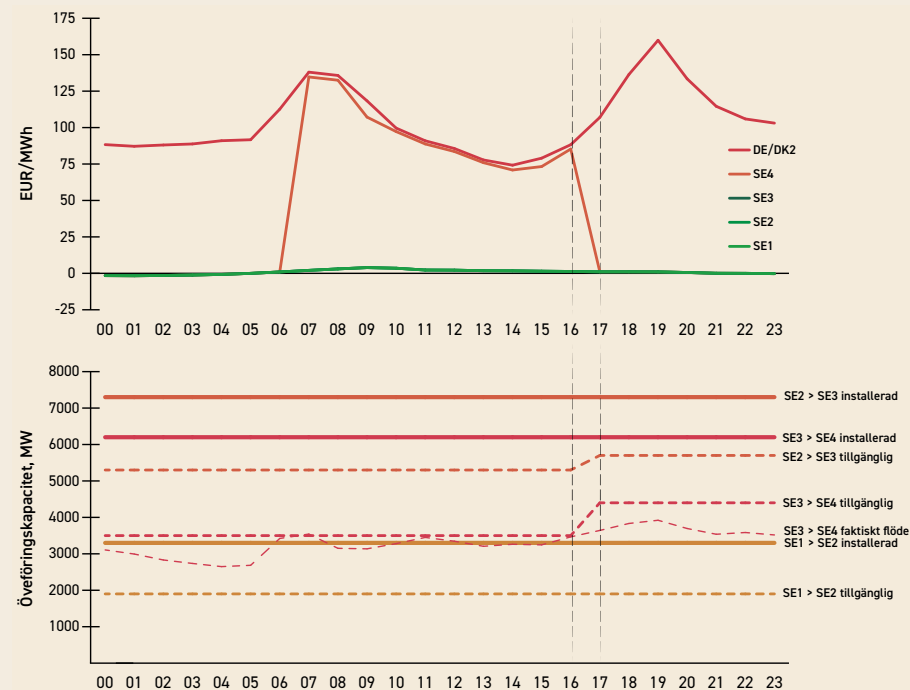
Ett starkt kraftsystem möjliggör ett större utnyttjande av flexibilitet.

Tabell 1. Kapacitetsfaktorer, hur mycket extra förbrukning som kan anslutas till följd av tillkommande produktion, för olika kraftslag.

Kraftslag	Tillkommande produktion [MW]	Extra förbrukning [MW]	Kapacitetsfaktor
Vindkraft, land, norr	4 000	460	11 %
Vindkraft, land, söder	4 000	460	11 %
Vindkraft, hav, söder	4 000	710	18 %
Kärnkraft, söder	1 000	740	74 %
Gasturbiner, söder	1 000	740	74 %
Kraftvärme, norr	1 000	650	65 %
Kraftvärme, söder	1 000	650	65 %
Vattenkraft, norr	1 000	845	84 %

Källa: Svenska Kraftnät.

Diagram 17. Samband mellan tillgänglig överföringskapacitet och elpriser.



Diagrammet visar ett exempel från 22 september 2023 på hur tillgänglig överföringskapacitet kan påverka elpriset.

Den övre grafen visar elpriset för dygnets timmar i elområde SE1, SE2, SE3 (samma elpris hela dygnet, olika nyanser av grönt) samt i SE4 och Tyskland/Danmark (även där samma elpris, orange och rött). Den undre grafen visar teoretiskt maximal överföringskapacitet ("installerad", heldragen linje), tillgänglig överföringskapacitet med hänsyn till driftbegränsningar (streckad linje) mellan olika elområden samt det faktiska flödet¹ från SE3 till SE4 (röd, tunnare streckad linje). Vertikala streckade linjer illustrerar sambandet mellan de två graferna när priset frikopplar då mer överföringskapacitet tillgängliggörs mellan klockan 16 och 17.

Graferna illustrerar tillsammans hur SE4 från klockan 07 tydligt kopplar prismässigt till kontinenten när produktion och överföring inom Sverige inte räcker för att mätta överföring i utlandsförbindelserna. På morgonen drabbas SE4 av högre elpriser när konsumtionen ökar och en flaskhals uppstår mellan SE3-SE4. När mer överföringskapacitet blir tillgänglig på kvällen frikopplas priserna, trots att endast en liten del av den nya överföringskapaciteten faktiskt används. Den samhällsekonomiska effekten över tid uppgår helt säkert till miljardbelopp – även utan att inkludera effekter av uteblivna investeringar och en fördröjd omställning. Data från ENTSO-E och NordPool.

¹ Det faktiska flödet fastställs efteråt och inkluderar intradagshandel, detta flöde skiljer alltså något från det planerade flödet som utgås från i prissättningen på dagen före-marknaden.

ÅTERGÅNG TILL ETT ELOMRÅDE

För att hantera begränsningar i kraftnätet har systemoperatörer tre olika verktyg:

1. Tilldelning av överföringskapacitet till marknaden.
2. Marknadsmekanismer (översyn av elprisområden)
3. Mothandel

Uppdelning i elprisområden görs för att de ekonomiska förutsättningarna ska spegla de fysiska, i syfte att undvika en ekonomisk suboptimering av tillgänglig nätkapacitet. Elprisområdena ska alltså spegla fysiska flaskhalsar och ger ekonomiska incitament för aktörer att förhålla sig till dessa. Utan en uppdelning får man ett överutnytt-

jande av överföringskapacitet som inte finns tillgänglig vilket då måste hanteras på andra sätt, vilket i sig har ännu större kostnader. Det är denna alternativa hantering som föranledde Sveriges uppdelning i elprisområden. De fysiska begränsningarna i nätet, och den uppdelning i elprisområden som dessa begränsningar medför, har dock ofrånkomligen egna, omfattande samhällsekonomiska konsekvenser.

Att få till stånd ny kärnkraft, genom riskdelning, medför en lång rad nyttor för samhället. En av de absolut viktigaste konsekvenserna av mer kärnkraft är möjligheten att återgå till ett elprisområde, vilket skulle innebära en enorm samhällsekonomisk vinst.

REFERENSER

- ACER, 2023. Cross-zonal capacities and the 70% margin available for cross-zonal electricity trade (MACZT) – 2023 Market Monitoring Report
- Analysgruppen/Novus, 2023. Fortsatt högt stöd för kärnkraft i Sverige
- Dagens industri, 2022. Replik: Vi arbetar redan med att slippa långa ledtider
- Energiföretagen, 2023. Uppsving för kärnkraften i ny SOM-mätning
- Energimarknadsinspektionen, 2021. Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige
- ENTSO-E, 2022. Winter Outlook Report 2022-2023
- ENTSO-E, 2023. Winter Outlook Report 2023-2024
- ENTSO-E, 2023. Demand Connection Code
- EU, 2016. Commission Regulation (EU) 2016/1388 establishing a Network Code on Demand Connection
- Kärnfull/Demoskop, 2022. Majoritet positiva till SMR i hemkommunen
- Montel News, 2023. SvK: Vi måste skrika högre om planerbar produktion
- PEW Research Center, 2023. Growing share of Americans favor more nuclear power
- Radiant Energy Group/Savanta, 2023. Public Attitudes toward Clean Energy
- Riksrevisionen, 2023. Otillräckliga statliga åtgärder för ett effektivt elsystem
- Svenska Kraftnät, 2021. Marknaden för stödtjänster till kraftsystemet växer kraftigt
- Svenska Kraftnät, 2023. Systemutvecklingsplan 2022-2031
- Svenska Kraftnät, 2023. Stärka försörjningstryggheten – deluppdrag 3 (2022/3774)
- Stockholms Handelskammare, 2020. Elbrist kortsluter Sverige
- WePlanet, 2023. The World Wants New Nuclear

VAD KOSTAR NY KÄRNKRAFT?

KÄRNKRAFT ÄR BILLIGT

Det hävdas ofta att kärnkraft är dyrt och ger högre elpriser. Det stämmer inte. För att förstå varför är det viktigt att veta hur elpriser sätts.

Elpriserna i Europa sätts genom något som kallas marginalprissättning. Principen är ganska enkel och innebär att det dyraste kraftslaget som behövs för att möta efterfrågan sätter priset. Alla konsumenter betalar samma pris och alla producenter får lika mycket betalt för sin produktion. Eftersom det dyraste kraftslaget sätter priset finns det starka incitament för aktörer att producera billigare el – så länge en producent är billigare än det dyraste kraftslaget får den lika mycket betalt, men är producenten dyrare får denne inte producera och får alltså inget betalt alls.

Rent tekniskt är marginalprissättning lite mer komplicerat. Producenterna lägger ett bud för sin kostnad för att producera. Eftersom ersättning endast utgår vid produktion motiveras producenterna att lägga så låga bud som möjligt, alltså bud som gör att de rörliga kostnader för produktionen täcks.

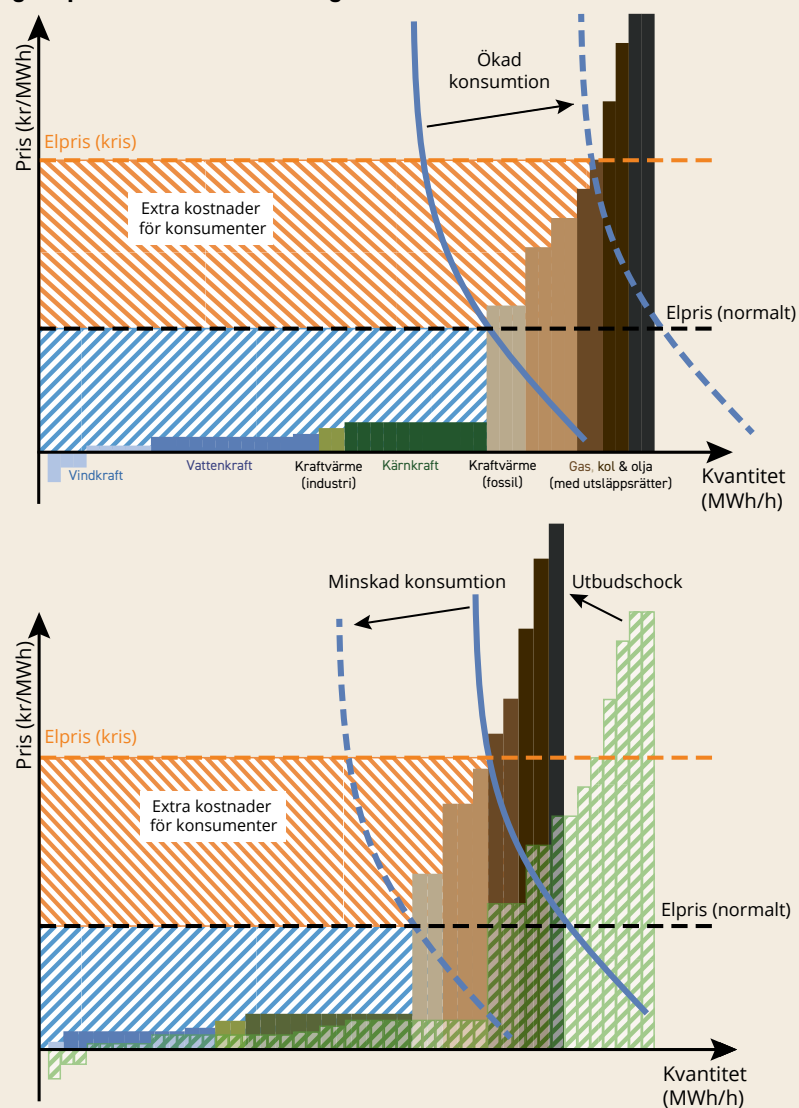
Så länge producenten täcker sina rörliga kostnader är det bättre att producera och få betalt än att inte producera, eftersom de fasta kostnaderna (personal, kapitalkostnader, med

mera) kvarstår oavsett om man producerar eller inte. Denna kortsiktiga marginalkostnad kallas på engelska för Short-Run Marginal Cost, SRMC.

För konventionella fossila kraftslag handlar det främst om kostnaden för bränslet (olja, kol eller gas) och kostnaden för utsläppen som produktionen orsakar. För andra kraftslag som kraftvärme som eldar avfall kan det vara mer komplicerat, eftersom kraftvärmeverk kan få betalt för att ta om hand om avfall. Samtidigt behöver kraftvärmeverk oftast producera värme för att kunna producera el. Utan någon avsättning för värmen är det inte möjligt att producera någon större mängd el.

Även vattenkraften är komplicerad, eftersom ”bränslet” i sig inte har någon riktig kostnad. Samtidigt har det vatten som släpps genom turbinen en alternativkostnad, eftersom det kan vara möjligt att få mer betalt genom att spara vattnet till en senare tidpunkt med högre elpriser. Omvänt kan det vara nödvändigt att släppa igenom vatten under vårfloden, då har vattnet ingen alternativkostnad. Samtidigt måste vattenkraften följa de vattendomar som finns, vilket gör att det inte är möjligt att helt stoppa produktionen för att sedan släppa på en stor mängd vatten eftersom vattenfårorna då först skulle torrläggas för att därefter utsät-

Diagram 18. Förenklad, principiell illustration av utbud och efterfrågan med marginalpriser för olika kraftslag.



Förenklad, principiell illustration av utbud och efterfrågan med marginalpriser för olika kraftslag (kallad "merit order" på engelska). Den övre figuren illustrerar en ökad konsumtion, där dyrare kraftslag krävs för att möta efterfrågan. Den undre figuren illustrerar en utbudsschock, till exempel stiltje som leder till minskad vindkraftproduktion och ökade fossilpriser, samt en minskad konsumtion.

tas för mycket kraftiga vattenflöden. Vattenkraftens produktionskostnad avgörs alltså av det uppskattade framtida vattenvärdet. Om värdet i framtiden till exempel uppskattas vara 50 öre/kWh så budar man till det priset direkt och producerar inte om priset är lägre utan sparar vattnet till senare.

Kraftslag som sol och vind, som i stort sett inte har någon rörlig kostnad (förutom mindre kostnader för underhåll) är marginalkostnaden för produktionen i princip noll. Om det samtidigt finns stöd (som elcertifikatsystemet i Sverige, eller inmatningstariffer i andra länder) kan det hända att dessa kraftslag till och med lämnar negativa bud för sin produktionskostnad.

Det finns också andra faktorer, som stopp/start-kostnader, som påverkar buden. Producenter kan alltså lämna negativa bud med hänsyn till kostnader för att behöva stoppa och återstarta produktionen. För ett kolkraftverk kan det till exempel ta lång tid och innebära merarbete att stoppa och återstarta förbränningspannan.

Kärnkraften, vars kostnader till hög grad består av fasta kostnader (i synnerhet kapitalkostnader för nya anläggningar) har låga rörliga kostnader (bränslekostnader) och därmed mycket låg marginalkostnad. Den typiska marginalkostnaden för kärnkraften är omkring 10 öre/kWh. Där-

med bidrar kärnkraften till att hålla nere priset på elmarknaden.

Man kan tänka sig att för större aktörer skulle det, även om en del produktion då inte skulle få producera, löna sig att lämna höga bud med hela sin portfolio av kraftslag för att artificiellt driva marknadspriset högre.

Detta är dock strängt förbjudet och regleras av den så kallade REMIT-förordningen (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency). Förordningen definierar och förbjuder marknadsmanipulation och insiderhandel samt ställer krav på transparens från marknadens aktörer. En central del av REMIT-förordningen är att producenter inte får manipulera marknaden så att priserna hamnar på en nivå som inte motiveras av marknadskrafter, exempelvis genom att undanhålla produktion från marknaden med artificiellt höga bud eller underhåll som saknar reell orsak. Det är alltså inte tillåtet att lägga felaktiga bud på produktion (eller konsumtion), låtsas som att det är något fel med ens anläggning när så inte är fallet eller på något annat sätt undanhålla produktion från marknaden. Det ställs också krav på att informera marknaden ifall något faktiskt fel gör att man inte kan producera (eller konsumera). Dessa krav gäller alltså lika både för produktion och konsumtion.

Väldigt förenklat ligger den kortsiktiga marginalkostnaden för sol, vind, kärnkraft och vattenkraft omkring 0–15 öre/kWh och för fossila kraftslag omkring 50–150 öre/kWh. Det innebär att när fossila kraftslag sätter priset stiger det mycket snabbt jämfört med om det finns tillräckligt med fossilfria kraftslag för att möta efterfrågan.

Producenterna lämnar alltså bud med hur mycket de kan tänka sig producera och till vilket pris. På liknande sätt lämnar aktörer på konsumentsidan bud för hur mycket de vill konsumera och till vilket pris. Skillnaden är att konsumenterna inte har samma styrning av sina bud som producenterna har vad gäller deras marginalkostnad. Där de aggregerade utbuds- och efterfrågekurvorna möts sätts priset, som betalas lika av alla konsumenter till alla producenter.

Rent praktiskt sätts det europeiska priset genom vad som kallas Single Day-Ahead Coupling (SDAC) och räknas ut genom en algoritm som heter PCR EUPHEMIA. Den som ansvarar för algoritmen är NEMO-kommittén (Nominated Electricity Market Operator), en nominerad elmarknadsaktör och den behöriga organisationen för att driva igenom den integrerade elmarknaden. Inom Europa finns ett flertal NEMOs, bland annat NordPool, Nasdaq, Epex Spot,

EXAA, GME, HUPX, OMIE med flera. Flera NEMOs kan verka inom samma område. Inom Sverige verkar till exempel NordPool, Nasdaq och Epex Spot. SDAC är priset som sätts dagen före själva produktionen/konsumtionen sker. Det finns även intradayhandel, Single Intraday Coupling (SIDC), som hanteras av samma aktörer.

Det finns ett antal missuppfattningar kring marginalprissättning:

1. Marginalprissättning är inte strängt tvingande eller preskriptiv (man får dock inte manipulera priser) utan beskriver hur oberoende, ekonomiskt rationella aktörer beter sig på en fri, konkurrensutsatt marknad för att maximera sin vinst.
2. Marginalprissättning är inte unikt för elmarknaden. I själva verket prissätts i princip alla råvaror baserat på marginalkostnaden för att producera dessa. Några exempel är olja, gas, guld, spannmål, bananer, kaffebönor, solceller och beräkningskraft/lagring i datorcenter. En avgörande skillnad med el är att det är en produkt som, till skillnad från olja, guld, spannmål eller

bananer, inte kan lagras (med undantag av vattenkraft, som därmed kan få mer betalt eller omvänt att vattenkraftens lagringsförmåga ger den ett högre värde än andra kraftslag).

3. Även med en annan prissättningsmodell (exempelvis pay-as-bid) skulle marginalprissättning ge jämviktspriser på en välfungerande marknad.
4. Elpriset är inte direkt kopplat till fossila bränslen. Priset sätts bara av (dyrare) fossila bränslen genom ekonomiska priser. När det finns tillräckligt med annan produktion för att möta efterfrågan har fossila bränslen ingen påverkan på elpriset.

Marginalprissättning är ett fantastiskt verktyg för att minimera produktionskostnaden i en existerande produktionsflotta. Utan marginalprissättning skulle till exempel vattenkraften användas icke-optimalt vilket skulle leda till högre elpriser och en försämrad integrering av variabla kraftslag som sol- och vindkraft.

Det finns dock ett stort problem med att enbart tillämpa marginalprissättning för elproduktion – en så kallad ”energy-only marknad” där enbart energi (i MWh) prissätts och betalas. Eftersom marginalprissättningen ger

starka ekonomiska incitament för producenter att endast täcka sina rörliga kostnader ger prissättningsmodellen i princip inget incitament för nyinvesteringar eller långsiktiga investeringar. Detta ger i sin tur boom/bustcykler om inga ytterligare incitament tillkommer. Inget kraftslag kan täcka sina fullständiga produktionskostnader (inklusive investeringskostnad och kapitalkostnader) utan att det finns kraftslag med en högre kortsiktig marginalkostnad som sätter priset.

Eftersom energy-only marknaden inte heller ger någon ersättning för de många funktioner som krävs för att kraftsystemet ska fungera väl, eller överhuvudtaget fungera, sker en kontinuerlig suboptimering där kraftslag som står för dessa stödtjänster inte ersätts för denna förmåga.

Marginalprissättningen är alltså ett kraftfullt verktyg för att optimera den existerande produktionsflottan genom att dyrare kraftslag konkurreras ut. Men eftersom den inte ger tillräckliga incitament för nya investeringar och inte ger ersättning för stödtjänster leder marginalprissättning (tillsammans med politisk risk för samtliga kraftslag) på längre sikt till ett underskott av produktionskapacitet där endast kraftslag med mycket låg investeringskostnad och hög driftskostnad (typiskt fossil gaskraft) kan byggas.

Detta förstärker en marknad med kraftigt varierande priser, vilket ytterligare spår på investeringsrisken för långsiktiga investeringar i andra kraftslag som solkraft, vindkraft eller kärnkraft.

Den vindkraft som byggts ut i Sverige och Norden byggdes först med fastpriskontrakt med konstant leverans, så kallade "baseload-PPAs" (Power Purchase Agreement). I dessa kontrakt fanns någon annan producent, typiskt sett vattenkraft, som gick in och producerade när det inte blåste. Detta kunde antingen vara i kontraktsform eller genom att vindkraftsproducenten tog risken att när det inte blåser köpa el på marknaden. Detta är fundamentalt i avtal för att sälja el, det finns ett antal risker som måste hanteras av någon av parterna.

Man kan i stället välja att sälja bara den el som produceras, när den faktiskt produceras. Ett sådant avtal kallas "Pay-as-produced PPA". I ett sådant avtal står köparen med en större risk, eftersom denne då får ansvara för att täcka sitt behov även när det inte blåser. Sådana kontrakt kan ändå lämpa sig för mycket stora konsumenter eller för kraftbolag med en portfölj av olika kraftslag med möjlighet till en intern portföljoptimering för att hantera denna risk.

Med allt mer väderberoende kraftproduktion, främst vindkraft i Sverige men även solkraft, går priserna allt oftare mot noll när det är soligt eller blåser mycket. Vår svenska produktion korrelerar dessutom ofta med sol- och vindkraft på kontinenten och vi kan redan se fenomen som "ankkurvan", med kraftigt lägre priser dagtid från solkraft, i Sverige. Frågan blir då, vem kommer betala omkring 50 öre per kWh för ny vindkraft eller solkraft när marknadspriset på el går mot noll allt oftare så fort det är soligt eller blåser?

Att elpriserna är lägre när sol- och vindkraft producerar gör alltså att det faktiska elpris som dessa producenter kan få betalt på marknaden sjunker. Detta är sant för alla kraftslag, till exempel går elpriserna typiskt upp vid underhåll på kärnkraftverken eller vid issättning för vattenkraften, men får en särskilt stor påverkan för sol- och vindkraft.

Nya anläggningar konkurrerar dessutom med anläggningar som helt eller delvis redan är avbetalade, och därmed alltså har en lägre total produktionskostnad.

Det som saknas i diskussionen om olika kraftslags kostnader är alltså vad värdet är. Värde avser här både de värden som skapas för samhället, till exempel i form av ett de förmågor som

Ett robust kraftsystem - mer än bara tomma kalorier (kWh)

- Energi (kWh)

Marknad

Stödtjänster

- Frekvenshållning
- Spänningshållning
- Dämpning

Marknad/
Upphandling

- Rotationsenergi
- Reaktiv Effekt
- Kortslutningseffekt

ger ett välfungerande kraftsystem, och i form av det pris som kan erhållas på marknaden (dels det som kallas ”capture price”, dels för ett kraftslags förmåga att kunna leverera med hög tillgänglighet).

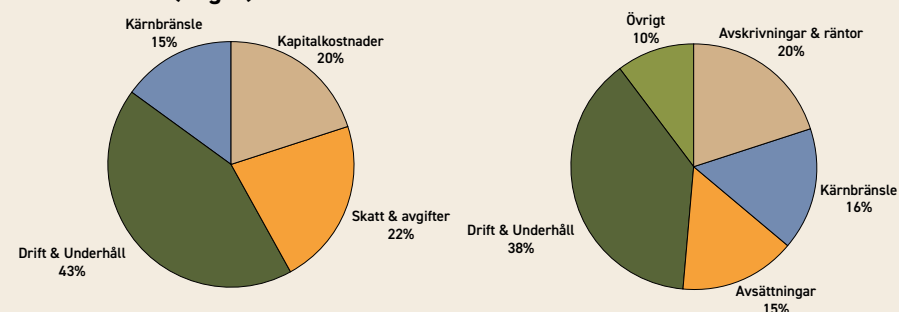
BEFINTLIG KÄRNKRAFT ÄR LÖNSAM

Lönsamheten för alla kraftslag varierar från år till år med elpriserna och ett flertal andra faktorer, men den befintliga svenska kärnkraften är generellt mycket lönsam. Samtliga reaktorer i Sverige bedriver verksamheten enligt konsortialavtal, vilket innebär att delägarna åtar sig att via kraftavgifter svara för bolagets samtliga kostnader i förhållande till sina ägarandelar i bolaget. Kärnkraftsbolaget åtar sig i sin tur att producera elkraft åt delägarna i relation till ägarandel. Verksamheten vid

kraftverken bygger alltså på självkostnad och ska i princip inte ge överskott.

Från Forsmarks (FKA) och Ringhals (RAB) årsredovisning framgår ”Kostnad för producerad kraft”. Från Oskarshamns (OKG) redovisning går det att utläsa ”Kraftförsäljning delägare”. Tillsammans med den årliga produktionen är det möjligt att uppskatta produktionskostnaden. Den uppskattade produktionskostnaden för FKA, RAB och OKG år 2022 blir då 24.6 öre/kWh, 34.6 öre/kWh respektive 24.5 öre/kWh (Ringhals produktionskostnad för 2022 sticker ut något. Som jämförelse var produktionskostnaden 2019 i stället 22,9 öre/kWh). Detta är långt under det genomsnittliga elpriset på 137,45 öre/kWh i SE3 under 2022. Kraftbolagen prissäkrar dock en betydande del av sin försäljning i förväg. Per 30 december 2021 hade Vattenfall prissäkrat 72

Diagram 19. Fördelning av totala produktionskostnader för Ringhals (vänster) och Forsmark (höger).



Källa: Årsredovisningar för Forsmarks Kraftgrupp Aktieföretag (FKA) och Ringhals AB (RAB).

procent av sin nordiska produktion till en genomsnittlig indikativ prissäkringsnivå på 29 EUR/MWh, omkring 32 öre/kWh.

MÅNGMILJARDBELOPP INVESTERAS

Trots de svårigheter som energi-only marknaden medför för investeringar i såväl konventionell planerbar kraft som i variabel förnybar kraft har omfattande investeringar skett i kärnkraft, både ny och befintlig, i Norden. I Sverige har mer än 60 miljarder kronor investerats i moderniseringar och effekthöjningar, bland annat genom projekten TWICE, SP2/RPS, ROTEX, BUSTER, FOSH, PLEX, PLUS och införandet av oberoende härdkylning, OBH. Utöver dessa större projekt tillkommer en lång rad kontinuerliga förbättringar och uppgraderingar för mångmiljardbelopp som inte är inräknade i summan ovan.

Finland har också sett betydande investeringar, inte minst genom de två slutliga investeringsbeslut som tagits för nybyggnation av reaktorerna Olkiluoto 3 och Hanhikivi 1, även om det senare projektet avbröts efter Rysslands fullskaliga invasion av Ukraina år 2022.

Sammanlagt har uppskattningsvis motsvarande 200 till 300 miljarder kro-

nor investerats i kärnkraft i Norden under de senaste 15 åren.

MEN NYBYGGNATION KOMMER BEHÖVER STATLIGT STÖD

Idag saknar Sverige och Europa etablerade leverantörskedjor för nybyggnation av kärnkraft (med möjligt undantag för European Pressurized Reactor, EPR). Innan konstruktionsprojektet för EPR drog igång i Storbritannien, Frankrike och Finland var Sizewell B som stod färdig år 1995 i Storbritannien den senaste reaktor som färdigställdes. Detta med undantag för några utdragna byggprojekt med sovjetiska reaktorer i Östeuropa (som pausades till följd av bristande finansiering efter Sovjetunionens fall) och de ryska reaktorer som idag byggs i Ryssland, Belarus och Turkiet. Detta är något som starkt bidragit till initialt höga kostnader för byggprojektet, samt efterföljande förseningar och ökade kostnader.

Alla typer av investeringar i elproduktion är förenade med risker. Dessa risker ser väldigt olika ut för olika kraftslag, och behöver därför angripas på olika sätt för att minska kostnader och risker för investerare. I Sverige gjordes detta framgångsrikt för förnybart (i slutändan mestadels vindkraft) genom elcertifikaten. Genom

införandet av ett produktionsmål och en obligatorisk kvot etablerades ett stödsystem för förnybar produktion, vilket hade en betydande påverkan på utbyggnaden av vindkraft. I Storbritannien infördes prisskillnadskontrakt eller marginalkontrakt (Contracts-for-Difference, CfD) som ett nytt sätt att få till nybyggnation av kärnkraft i projektet Hinkley Point C (HPC). CfD-systemet bygger på att producenten ges ett garanterat fastpris för sin el, vilket indexerar upp med inflationen. Om elpriset på marknaden understiger garantipriset (strike price) skjuter staten till pengar och om elpriset är över garantipriset får producenten i stället betala tillbaka skillnaden till staten (en så kallad "two-way CfD"). CfD har där- efter blivit ett mycket framgångsrikt sätt att få till stånd byggnation av havs- baserad vindkraft i Storbritannien.

Det fastpris som HPC fick i Storbritannien kan framstå som dyrt (även om det med dagens priser fram- står som relativt prisvärt) ifall man endast beaktar de två reaktorerna i sin bedömning. Men i kostnaden för HPC-projektet ingår också etableran- det av en helt ny industri i landet, med en leverantörskedja bestående av tio- tusentals arbetare, efter 20 år utan att ha byggt något kärnkraftsprojekt.

Efter över 40 år av anti-kärnkraftspo- litik i Sverige är det inte realistiskt att förvänta sig av ett enskilt bolag att ta hela den kostnad som det innebär att återstarta svensk kärnkraftsindustri för ett nybyggnadsprojekt.

Förutom själva kostnaden tillkom- mer dessutom den risk som förelig- ger i Sverige där flera politiska partier bedriver en direkt eller indirekt anti- kärnkraftspolitik i syfte att profilera sig politiskt.

Här kan man blicka mot Finland och fråga sig hur de lyckats genomföra privata investeringar motsvarande tio- tals miljarder kronor i ny kärnkraft, utan statliga stödmekanismer. Det finns flera förklaringar till detta. En viktig del är en mer stabil politisk spel- plan (även om det finska Miljöpartiet lämnade regeringskoalitionen i pro- test både 2002 och 2014 mot nybygg- nadsprojekt). En annan del är Finlands undantag från EU-reglerna som till- låter den så kallade Mankalamodel- len. Enligt den kan industri, företag och kraftbolag deläga elproduktion (oavsett vilket kraftslag) och få el till självkostnadspris utan att det räknas som en förtäckt utdelning som borde beskattas.

Den sista delen, och kanske den avgörande, är att det fanns en leveran- tör som var villig att leverera ett nyck-

elfärdigt projekt till fastpris. En delför- klaring till varför detta var möjligt är att Areva var majoritetsägt av franska staten, men det var även ett affärs- mäsigt beslut i syfte att få affären i hamn och demonstrera en första export av EPR-modellen.

En jämförelse kan göras med de fastprisavtal som leverantörer av vind- kraftsturbiner tecknade innan ener- gikrisen och inflationskrisen med stig- ande råvarupriser och finansierings- kostnader. Flera vindkraftstillverkare hade försökt prisa sig in i marknaden med större och billigare turbiner men fick problem med stigande konstruk- tions-, finansierings- och underhålls- kostnader. På samma sätt som med reaktorer är det mycket få som idag tecknar prisavtal utan indexering av priser och andra typer av riskhanter- ing, vilket är en av anledningarna till att kostnaden för vindkraft har gått upp. Ett nytt ränteläge och ett nytt omvärldsläge ger nya förutsättningar både för förnybart och för kärnkraft.

ATT BERÄKNA VAD ELPRODUKTION KOSTAR

Investeringar i kärnkraft är omfat- tande, dyra investeringar. De är kapi- talintensiva och de anses typiskt vara relativt riskfyllda vilket ger en hög kapitalkostnad. Kapitalkostnaden är

kostnaden för det kapital som behövs för investeringen, alltså som den vik- tade kapitalkostnaden för eget och lånat kapital. På engelska kallas detta för Weighted Average Cost of Capital (WACC). Investeringskostnad kallas ofta på engelska för Overnight con- struction cost eftersom ränteeffekter inte beaktas, som om investeringen skedde "overnight".

Utifrån investeringskostnad, kapi- talkostnad, rörliga samt fasta drifts- och underhållskostnader kan den totala kostnaden beräknas. När pro- duktionskostnad för olika kraftslag ska beräknas används normalt något som kallas Levelised Cost Of Electric- ity (LCOE). Det innebär att framtida kostnader (och elproduktion) diskon- teras för att få elproduktionskostna- den som ett nuvärde.

Nuvärdeskostnaden beräknas som de totala diskonterade kostnaderna delat med den totala diskonterade elproduktionen under kraftverkets beräknade livslängd. LCOE som kon- cept har flera svagheter och bör egent- ligen inte användas för att jämföra investeringar i olika typer av kraftslag, utan snarare två olika investeringar i samma kraftslag. Till exempel fångar LCOE inte värdet av produktionen, alltså vad producenten får betalt vilket bland annat kan påverkas av kannibali-

seringseffekter på elpriset. När en sol- eller vindkraftsanläggning producerar så producerar normalt även andra anläggningar samtidigt vilket ger ett lägre marknadspris. Sol- och vindkraft får ett lägre "capture price", eftersom de fångar ett lägre elpris under de timmar de producerar. Flera institutioner har börjat försöka kompensera för detta genom mått som Value-Adjusted Levelised Cost Of Electricity (VALCOE), till exempel det internationella energirådet (IEA).

Men mått som VALCOE tar inte heller hänsyn till systemkostnader, alltså den totala kostnad som krävs för att driva hela systemet och som i slutändan konsumenterna får betala, antingen via elräkningen eller skattsedeln. Ett annat problem med olika LCOE-mått är att det från början är avsett att användas för att jämföra investeringar i konventionell fossil

kraftproduktion på en reglerad marknad. Det är alltså kraftslag som generellt har en låg investeringskostnad och en hög marginalkostnad, huvudsakligen från driftskostnader i form av bränslekostnader.

LCOE är avsett för att jämföra likvärdiga kraftslag, det vill säga kraftslag med en liknande kostnadsprofil och produktionsprofil, och lämpar sig alltså egentligen illa för kraftslag med låg eller ingen marginalkostnad. Det lämpar sig därmed också dåligt för att jämföra helt olika kraftslag – med olika flexibilitet, planerbarhet, bränslen/värmeunderlag – med varandra, som vattenkraft mot vindkraft eller kärnkraft mot solkraft. Detta har konstaterats av en rad organisationer, från flera olika länder. På sidan här intill följer några exempel på uttalanden om LCOE.

Given the complexity of electricity systems, in many cases the LCOE metric will provide answers that are simplistic rather than simple. It may be better to focus on increasing the transparency of more complex analyses and clearly communicating how systems with different technology mixes fare across the multiple goals of electricity services: affordability, sustainability and reliability.
– World Resources Institute, 2019

LCOE is not a useful tool to compare the cost of different generation options, unless the options being compared have substantially similar operational profiles and system value
– US Energy Information Administration, 2013

LCOE lacks representation of value or indirect costs to the system and it is particularly poor for comparing technologies that operate differently (e.g. variable renewables and dispatchable technologies)
– International Energy Agency, 2019

This metric [LCOE] is inappropriate for comparing intermittent generating technologies like wind and solar with dispatchable generating technologies like nuclear, gas combined cycle, and coal.
– Professor Paul Joskow, MIT, 2011

The historic focus on LCOE at the point of generation as a measure of competitiveness in electricity generation is outdated by the complexities of the modern integrated energy system. It is also potentially grossly misleading. LCOE comparisons, though simple to understand, should be avoided in discussions of energy policy.
– Atkins, 2020

The levelised cost of energy (LCOE) is a flawed metric which is "ill suited" for comparing technologies

Any cost metric is sort of missing the point /.../ It's the value that's the more important thing and value is a function of the market in which the technology is operating. So if you've got a lot of renewables and their all producing their power at a time when wholesale price is low or there's already a lot of renewable power being produced, the value of that technology is actually very, very low.
– Aurora Energy Research, 2017

LCOE is not much good [to resolve which technology is 'cheaper'] even when comparing one form of conventional dispatchable technology with another.
– Wattclarity, 2017

/.../does not take into account potential social and environmental externalities (e.g. social costs of distributed generation, environmental consequences of certain conventional generation technologies, etc.), reliability or intermittency related considerations (e.g. transmission and back up generation costs associated with certain Alternative Energy technologies)

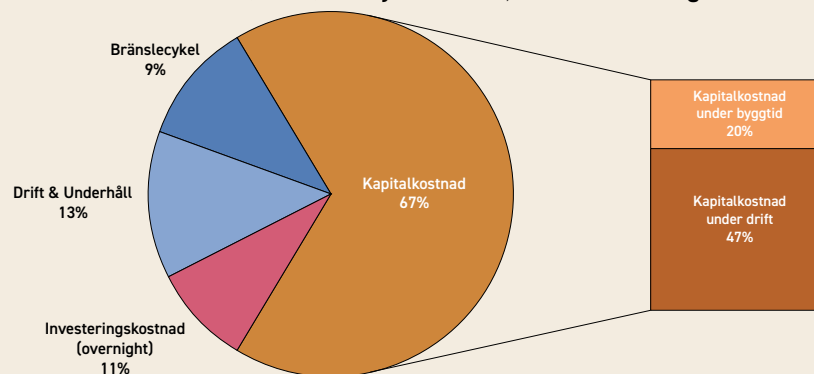
This assessment, however, does not take into account issues such as dispatch characteristics, capacity factors, fuel and other costs needed to compare generation technologies.
– Lazard, 2017

If one generation source has a hypothetical LCOE of \$60 per MWh but only produces power during the day and another source has a hypothetical LCOE of \$80 per MWh but can produce power around the clock, if you need that power at night LCOE would suggest you should build one thing while in reality you needed the other.
– Rocky Mountain Institute, 2014

Beräkningar av LCOE är dessutom känsliga för antaganden kring kapacitetsfaktor, diskonteringsränta (typiskt samma som WACC, men olika antaganden kan motiveras även där) och teknisk livslängd.

Kärnkraftverk är stora investeringar som kan producera el i 60 till 80 år. Men eftersom framtida elproduktion diskonteras har den ett relativt litet nuvärde. Det gör att när väl kärnkraftverket betalat av sin investeringskostnad och höga ränta har produktionen ett litet värde i LCOE-beräkningen. Framtida investeringskostnader diskonteras visserligen också, men investeringskostnader för modernisering av till exempel ångturbiner utgör en liten investering i sammanhanget. Om både själva investeringen är omfattande och diskonteringsräntan samtidigt är hög blir utfallet alltså dåligt för kärnkraften.

Diagram 20. Exempelfördelning av kostnader som del av den totala produktionskostnaden (LCOE) för ny kärnkraft, 7% diskonteringsränta.



Investeringskostnad står tillsammans med Kapitalkostnad för 78% av LCOE

Investerare behöver kunna nettonuvärdesberäkna en investering och trots sina brister är LCOE fortfarande det främsta mått som används för att utvärdera olika kraftslag. LCOE är bra för att synliggöra olika kostnadsposters påverkan på den totala produktionskostnaden, justerat till ett nuvärde idag. Diagram 20 illustrerar kostnadsfördelningen för ett typiskt kärnkraftsprojekt med 7 procent diskonteringsränta (WACC).

Kapitalkostnaden, alltså ränta på eget och lånat kapital, står för nästan 70 procent av den totala kostnaden (LCOE). Investeringskostnaden tillsammans med kapitalkostnad utgör nästan 80 procent av den totala kostnaden. Även om investeringskostnaden naturligtvis även påverkar kapitalkostnaden (det blir ränta på ett högre belopp) blir det tydligt att kapitalkostnaden är den viktigaste faktorn.

KAPITALKOSTNADEN HAR STOR PÅVERKAN

En förenklad beskrivning av WACC är att det är den viktade kostnaden på eget kapital och lånat kapital. Som ett exempel kan vi ta ett projekt som finansieras med 25 procent eget kapital och 75 procent lånat kapital med en kapitalkostnad på 8,0 respektive 2,6 procent. Ett mycket förenklat sätt att uppskatta kapitalkostnaden ger då

$$(0,25 \cdot 0,08) + (0,75 \cdot 0,026) = 3,95 \%$$

Finansieringen av Olkiluoto 3 såg ut ungefär så här, även om det i praktiken var betydligt mer komplicerat med en

lång rad olika aktörer och finansieringsvägar inblandade. Flera svenska aktörer bidrog till finansieringen av OL3, bland annat Nordea, Svenska Handelsbanken och Exportkreditnämnden (EKN). Dessutom finns flera svenska industribolag som investerat i kärnkraftverk genom Mankalamodellen, bland annat Rautaruuki Oy (SSAB:s finska dotterbolag) i Fennovoima och Stora Enso som delägare av TVO genom Pohjolan Voima.

En mer sofistikerad metod för att beräkna den egna kapitalkostnaden finns beskriven i EU:s metodik för ansökningar till innovationsfonden, eftersom aktörer inte kan räkna hur

Diagram 21. Metodik för beräkning av viktade kapitalkostnad (WACC).

3.3.4.2. Establishing the WACC for an energy-intensive industrial project or for an innovative manufacturing facility (Option 1b)

Applicants are requested to follow the methodology provided in this section to derive the project WACC for their energy-intensive industrial project or for an innovative manufacturing facility project.

For innovative manufacturing facilities (for example, of renewables components), the new products will inevitably fall into a specific market sector. In this case applicants should use the WACC calculations for industry, not a renewables project.

WACC rates for energy-intensive industrial projects should be calculated according to the country in which the projects will be executed as well as the sector. Levered reference market betas for industrial projects, as well as the equity risk premium by country, are provided to applicants in order to perform this calculation and are included in Appendix 1 at the end of this document.

The calculation will follow the following steps for a notional project, as shown in Figure 4.1:

Figure 4.1 Calculation of the Cost of Equity for a notional innovative project in the Chemicals sector

		Reference
Risk-Free Rate (a)	0.65%	EOIPA ¹¹ example figure
Market Risk Premium (b)	5.20%	Damodaran $b = c - a$
Equity Return (Market) (c)	5.85%	
Chemical Sector levered Beta (d)	1.79	Damodaran (for a sector standard levered Beta based on conventional market technologies)
Equity Return (e)	9.96%	$e = a + b \cdot d$
Innovation Premium (f)	3.00%	Based on company assessment of risks
Equity Return with Innovation Premium (g)	12.96%	$g = e + f$

Källa: EU-kommissionens metodik för ansökningar till innovationsfonden.

som helst på egna sätt när olika projekt ska jämföras. I rapporten (Option 1b) beskrivs en metodik för att räkna ut kostnaden för eget kapital som bygger på flera faktorer, bland annat ett riskpremium som justeras för olika typer av investeringar.

För kärnkraft, som av investerare upplevs som riskfyllda investeringar, utgår en högre riskpremium eftersom

den förväntade avkastningen är högre för en jämförbar investering med högre risk. Exemplet i diagram 22 illustrerar tillsammans med diagram 18 den stora effekt som riskpremium och finansieringsupplägg får på kapitalkostnaden och totalkostnaden. Diagram 23 visar den resulterande totalkostnaden vid olika räntor.

Diagram 22. Exempel på hur lägre riskpremium och förändrad andel lånat kapital påverkar den totala kapitalkostnaden.

Kapitalkostnad för eget kapital			Kapitalkostnad för eget kapital		
Risk Free Rate (A)	2.52%	<<10-åriga statsobligationer	Risk Free Rate (A)	2.52%	<<10-åriga statsobligationer
Market Risk Premium (B)	4.24%	<<Damodaran 2020 (Sweden)	Market Risk Premium (B)	4.24%	<<Damodaran 2020 (Sweden)
Equity Return (E)	6.76%		Equity Return (E)	6.76%	
Sector Levered Beta (D)	0.84	<<Damodaran 2020 (Power)	Sector Levered Beta (D)	0.84	<<Damodaran 2020 (Power)
Equity Return (E)	6.16%		Equity Return (E)	6.16%	
Risk Premium (F)	5.0%	<< Riskpremium för kärnkraft	Risk Premium (F)	2.0%	<< Lägre riskpremium för kärnkraft
Equity Return with premium (G)	11.16%		Equity Return with premium (G)	8.16%	

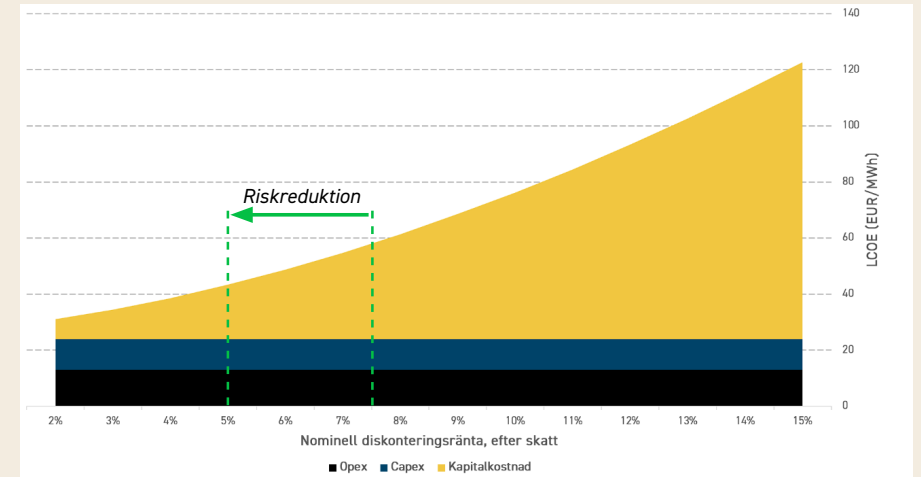
Beräkning av WACC			Beräkning av WACC		
Skattesats	20.60%	<< Bolagsskatt	Skattesats	20.60%	<< Bolagsskatt
Kapitalkostnad eget kapital	11.16%		Kapitalkostnad eget kapital	8.16%	
Kapitalkostnad lånat kapital	5.00%		Kapitalkostnad lånat kapital	5.00%	
Eget kapital	50.00%		Eget kapital	25.00%	
Lånat kapital	50.00%		Lånat kapital	75.00%	
WACC	7.57%		WACC	5.02%	

Källa: Egen bearbetning baserat på EU:s metodik för ansökningar till innovationsfonden. Beräkningarna är för en illustrativ ekvivalent modell för projektfinsiering för att visa effekten av lägre riskpremium för investeringar i kärnkraft samt en större andel lånat kapital till följd av en ökad vilja att investera i kärnkraft.

REFERENSER

- Energiforsk, 2021. Bilagor till rapporten El från nya anläggningar, Rapport 2021:714
- Europeiska Kommissionen, 2022. Innovation Fund (InnovFund) Call for proposals Annex B: Methodology for Relevant Costs calculation, Version 2
- OECD Nuclear Energy Agency, 2020. Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders
- UCL Bartlett, 2023. The Role of Natural Gas in Electricity Prices in Europe

Diagram 23. Total produktionskostnad (LCOE) i EUR/MWh vid olika diskonteringsränta (WACC), efter skatt.



Källa: Egen beräkning baserat på metodiken ovan. Med en reduktion av WACC från 7,52 procent till 5,02 procent enligt ovan skulle den totala produktionskostnaden sjunka med över 25 procent, från knappt 60 EUR/MWh till 43 EUR/MWh. Observera att siffrorna endast är till för att illustrera behovet av att minska investeringsrisken för kärnkraft och inte speglar realistiska antaganden för kostnaden, som troligen ligger någonstans runt 100 EUR/MWh utan riskdelning.

FINANSIERINGS- MODELLER FÖR NY KÄRNKRAFT

BEHOV AV STÖD FÖR NY KRAFTPRODUKTION

En rad länder har sett sig tvungna att ge stöd till olika kraftslag. Stöden kan motiveras av en ny marknad, en ny teknologi eller av en vilja att minska risken vid investeringar för att öka omställningstakten. Det kan också vara stöd till konventionella fossila anläggningar av driftsäkerhetsskäl, som i Tyskland eller Polen med kol- och gaskraftverk eller i Sverige med stödet för att återanskaffa Öresundsverket.

Eftersom alla länder har olika förutsättningar och olika behov finns i princip lika många finansieringslösningar som det finns länder. Olika kraftslag kräver även olika former av stöd, vilket påverkar stödets utformning.

Gemensamt för i princip alla stödssystem är att de på något sätt minskar investeringsrisken, ofta genom att dela eller sprida den över fler aktörer. Stöden kan dock utformas på en rad olika sätt, och måste inte nödvändigtvis riktas till den som kommer äga och/eller driva anläggningen utan kan också utformas som stöd till leverantörskedjor eller projekteringsstöd.

Grundtanken med ett stöd är dels att se till att intäkterna är tillräckliga för att motivera de uppskattade kostnaderna, dels att ge intäkter i en form

som är "bankable". Det innebär typiskt att det finns ett tillförlitligt kassaflöde som går att räkna på för att kunna motivera investeringen, vanligtvis genom lån från en bank eller annan finansiell institution.

Eftersom investerare normalt vill ha en högre avkastning från investeringar som upplevs ha högre risk syftar stödet ofta till att minska risken. Detta kan göras på olika sätt, till exempel genom att avlasta en del av investeringskostnaden med ett direkt monetärt stöd eller genom att minska finansieringskostnaden genom förmånliga lån. Gröna lån är ett sådant exempel.

Högre risk driver alltså högre kapitalkostnad, vilket kraftigt påverkar kärnkraftens totala kostnad eftersom en investering i kärnkraft är mycket omfattande och har en lång tidshorisont.

Att sänka kapitalkostnaden genom att sänka risken blir alltså avgörande för att få till stånd nya investeringar i kärnkraft.

Man kan dela upp riskerna på olika sätt. Ett väldigt övergripande sätt är att dela in riskerna i tre kategorier:

- Marknadsrisk
- Projektrisk
- Politisk risk

Dessa risker består i sin tur av ett flertal andra risker.

Begreppet politisk risk är egentligen missvisande. Ett bättre, mer heläckande begrepp är institutionell risk eller policyrisk, men politisk risk är mer vedertaget i dagens diskussion om risker vid kärnkraftsinvesteringar.

Förutom att utgöra olika delar av projektet har riskerna även en fördelning tidsmässigt. Som exempel kan projektrisk även kallas ”interna risker i projektet” och kan delas in ytterligare i konstruktionsrisk, råvaruprisrisk, tekniskrisk/leverantörsrisk, driftrisk och projektutvecklingsrisk. Marknadsrisk skulle också kunna kallas affärsrisk, och utgörs av risker som av olika anledningar gör att affären inte ihop. Det kan till exempel vara motpartsrisk eller avtalsrisker vid tecknandet av prisavtal mellan prisområden, vilket kan vara komplicerat. Det finns också en lång rad risker som inte är beaktade här, bland annat valutarisker.

GRUNDLÄGGANDE PRINCIPER

För ett framgångsrikt projekt är det avgörande att hitta en fördelning av risker på projektets olika aktörer och intressenter samt att även hitta korrekta incitament för att alla ska arbeta effektivt.

En grundläggande princip i fördelning av ansvar och risker är att aktörer

inte ska belastas av saker de inte kan påverka eller hantera. Eller omvänt, en risk bör belasta den aktör som finansiellt kan hantera risken och som dessutom har rådighet att påverka den.

Två skräckexempel där detta inte lyckats är Vogtle i Georgia och VC Summer i South Carolina. Kärnkraftverken där byggdes av ett kraftbolag på en reglerad marknad, där kraftbolaget får ta ut en reglerad intäktsram från sina kunder baserat på sina investeringar och kostnader. Det hela liknar ungefär hur elnät regleras i Sverige. För att få göra en investering måste bolaget lämna in en ansökan (så kallad Integrated Resource Plan, IRP) till delstatens kommission (Public Utility Commission eller Public Service Commission) för godkännande. Kommissionen bedömer ifall investeringarna är rimliga och nödvändiga.

Det finns en rad bakomliggande orsaker, tekniska och organisatoriska, till dessa projekts svårigheter. En tillkommande faktor var incitamentens utformning där projektets aktörer dels hade ett incitament att missleda om projekts framsteg, dels att projektägaren fick ta ut en högre intäkt av sina kunder ju dyrare projektet blev. Resultatet blir en avsaknad av incitament, både positiva och negativa, för att projektet ska kunna implementeras effektivt. Det leder också till en ”sunken

cost fallacy” eftersom kommissionen, som redan godkänt stora kostnader, inte gärna vill stå inför sina väljare med ett avbrutet projekt som kunderna sedan tvingas betala för, potentiellt över flera decennier, utan att få någon el.

I VC Summer-projektet förekom även, som i många stora infrastrukturprojekt, korruption som i slutändan gjorde att projektet avbröts efter att ha kostat många miljarder dollar. Vogtle-reaktorerna färdigställdes och genererar nu el på full effekt.

Dessa exempel är extrema, men illustrerar hur avsaknad av incitament och en korrekt fördelning av ansvar och risker kan bidra till att projekt går dåligt eller helt fallerar. Det fanns i dessa fall naturligtvis även en rad andra faktorer som påverkade utkomsten av projekten.

OLIKA FINANSIERINGS- MODELLER FÖR OLIKA PROBLEM

Oaktat finansiella modeller för produktionskostnader utgör kostnader för eget kapital och lån omfattande kostnadsposter även i verkligheten. Därför är det avgörande att få ned kapitalkostnaden (WACC, den viktade kapitalkostnaden) för kärnkraftsinvesteringar. Det finns flera sätt att göra detta, som inte nödvändigtvis

behöver kosta särskilt mycket för staten i form av subventioner.

Att politiker i framtiden skulle införa straffskatter, besluta om nedstängning eller införa omfattande subventioner till andra kraftslag är alla exempel på politisk risk. Den politiska risken gör att investeringar i kärnkraft upplevs som mer riskfyllt vilket driver upp avkastningskrav från potentiella investerare. Politiker kan alltså sänka kostnaden bara genom att ändra inställning och tydligt kommunicera detta, utan att det kostar någonting.

Andra exempel på åtgärder är kreditgarantier, vilket vid avsaknad av en uttalad politisk vilja skulle motsvara att binda kaptenen vid masten, eftersom staten då står som garant för investeringen i händelse av en nedläggning. Ytterligare exempel kan vara att ge myndigheter uppdrag genom regeringsbrev, som att utreda områden för vindkraft till havs, tilldela resurser till myndigheter för handläggning eller förtydliga hanteringen av tillståndsärenden. Dessa kostnadseffektiva åtgärder är ofta specifika för varje kraftslag, vilket speglar att investeringar i olika kraftslag bär med sig olika risker för investerare.

Alla åtgärder har både för- och nackdelar som måste vägas mot varandra. Framför allt ska stöd inte användas om de inte är absolut nödvändiga,

eftersom stöd ofta både är svåra att fasa ut och kan ge upphov till felaktiga incitament och ineffektivitet.

Effektivt utformade incitament och en korrekt fördelning av risk kan dock bidra till att sänka den totala risken och därmed den totala kostnaden, utan att skillnaden mellan den ursprungliga kostnaden och kostnaden med en riskdelning nödvändigtvis behöver belasta någon. En liknelse kan göras vid bolån jämfört med blancholån.

Innan ett beslut om stöd fattas bör en noggrann utvärdering göras av hur stödet kan utformas på det mest effektiva sättet. Det bör även utvärderas vilka åtgärder som kan sänka risken för investerare till liten eller ingen (försumbar) kostnad, innan rena stöd ges.

Slutligen är det viktigt att ekonomiska stödssystem inte blir permanenta. Stöd ska därför vara tidsbegränsade med en tydlig utfasningsplan och definierade mål för när systemet har uppnått sina mål.

Det bör också tilläggas att det finns en rad olika definitioner av vad som utgör statligt stöd.

FINANSIERINGS-MODELLER OCH STÖD I ANDRA LÄNDER

Efter att studerat vad som driver kärnkraftens kostnader genom en beräk-

ning av LCOE kan vi konstatera att den största påverkan kommer från risk som driver kapitalkostnader. Det är därför riskdelningsutredningen är avgörande för att få ned kostnaderna för ny kärnkraft och på sätt och vis är finansieringsmodeller och riskdelningsmodeller två ord för samma sak. En effektiv finansieringsmodell leder i det ideala fallet till låg risk och låga kapitalanskaffningskostnader. Detta ger i sin tur en låg total produktionskostnad. Nedan följer en (ej uttömmande) redogörelse för några av de olika modeller för finansiering och stöd av nya kärnkraftsprojekt i andra länder.

Central bolagsupplåning

Bolag, en sammanslutning av bolag eller en bolagskoncern lånar centralt mot organisationens balansräkning för att finansiera olika projekt. Kallas på engelska Corporate finance eller Balance sheet finance. Den bank eller obligationsinnehavare som tillhandahåller kapital till bolaget har då en fordran mot bolagets hela kassaflöde, såvida inte lånet säkras mot en viss tillgång (som med bolån). Risken bärs av alla finansörer gemensamt. Bolagsupplåning är det vanligaste sättet att finansiera kärnkraftsprojekt eftersom projektfinsiering normalt inte är möjligt då projekten inte genererar

någon intäkt innan verket är igång, vilket tar cirka 5–8 år från byggstart. En typisk finansieringsstruktur kan vara 30–50 procent eget kapital och 50–70 procent lånat kapital. Med ett internt avkastningskrav på 6–10 procent på det egna kapitalet och en reell ränta på det lånade kapitalet på 3–6 procent motsvarar detta en reell WACC-nivå på 4–8 procent. Bolag som tillämpar denna typ av finansiering idag är bland annat franska EDF och Vattenfall. En typisk intern reell kalkylränta för svenska statliga bolag är 7 procent för nya investeringar, men detta tar dock inte hänsyn till eventuell riskpremiem.

Även om projektfinsiering än så länge inte är något som riktigt existerar för kärnkraftsprojekt är det möjligt att det är något vi kommer se mer av i framtiden. Redan idag finns viss hybridfinansiering med både projektfinsiering och bolagsupplåning.

Flammanville 3 är finansierat helt genom EDF:s egen balansräkning. Bolaget är dock helt statligt ägt och Frankrike har en elmarknad som i stor utsträckning fortfarande är reglerad.

Mankalamodellen

Mankala är en liten by i sydöstra Finland med omkring 100 invånare. Byn gav sedan namn till det lokala vattenkraftsbolaget, Oy Mankala Ab, som

startades 1936. Det blev ett av de första bolagen som drevs enligt Mankalaprincipen. I denna ägarform ansvarar delägarna för bolagets kostnader och i gengäld får dessa el till självkostnadspris i förhållande till sina ägarandelar. År 1959 upptäckte den finska skattemyndigheten att Oy Mankala Ab sålt el till sina aktieägare till ett pris som var hälften så högt som det pris som det kommunala kraftbolag Sähkö Oy sålde sin el för. Om ett bolag överför tillgångar till sina aktieägare till ett pris under marknadsvärdet ska skillnaden normalt beskattas som en förtäckt utdelning. Två mål prövades i högsta förvaltningsdomstolen, varav ett mot Mankala, men domstolen kom fram till att bolagen dels inte genererade någon beskattningsbar inkomst och dels att försäljningen av el till självkostnadspris inte utgjorde en förtäckt utdelning. Efter att Finland gick med i EU uppmärksammades modellen som ett eventuellt brott mot den gemensamma inre marknaden men ärendet lades ned utan någon åtgärd. Mankalamodellen, som alltså är en affärsmodell där ett aktiebolag drivs som ett icke-vinstdrivande kooperativ till förmån för sina aktieägare, är mycket populär i Finland. TVO, en av Finlands största kraftproducenter och ägare till tre reaktorer i Olkiluoto, är ett Mankalabolag.

Modellen innebär att flera olika parter delar på risken och ger stabilitet genom att flera olika typer av bolag, inklusive industri, går in som delägare med långsiktiga kraftinköpsavtal (PPA). I övrigt fungerar Mankalabolaget som ett vanligt aktiebolag och kan ta upp lån där räntan då betalas av aktieägarna. Eftersom Mankalabolaget inte är vinstdrivande får ägarna ingen utdelning utan de får i stället el som de antingen kan använda själva eller sälja på elmarknaden. Finlands nya reaktor Olkiluoto 3 är finansierad med Mankalprincipen varav 25 procent mot TVO:s balansräkning (20 procent eget kapital och 5 procent lån som delägarna tagit upp) och 75 procent lånat kapital. Räntan på det lånade kapitalet är offentlig och är cirka 2,6 procent. Med ett avkastningskrav på eget kapital mellan 6 och 8 procent blir WACC cirka 4 procent.

En nackdel med Mankala är att kraftbolagen helst vill äga minst en majoritetsandel i ett kärnkraftsprojekt, med hänvisning till att projekt med väldigt många delägare kan bli röriga när det kommer till styrning och organisation. Därmed kan ett projekt enligt denna modell bli svårt att förverkliga.

Reglerad intäktsram (RAB)

Regulated Asset Base (RAB) är en hybridmodell som använts framgångsrikt för infrastrukturinvesteringar i Storbritannien. Motsvarande omkring 2 000 miljarder kronor har investerats i vatten-, gas-, elnät och flygplatser i Storbritannien, bland annat Terminal 5 vid Heathrow och Thames Tideway Tunnel (TTT). Modellen har nu lagts fram som finansieringsmekanism för bygget av kärnkraftverket Sizewell C.

RAB innebär att investerare får en reglerad avkastning för att kompensera alla effektiva kostnader plus en finansiell avkastning på tillgångsvärdet. Kostnader som inte bedöms som effektiva räknas inte med i underlaget för RAB. Modellen kan liknas vid reglerade intäktsramar för elnät i Sverige, där ägarna får ta ut en reglerad kostnad från kundkollektivet. Det som särskiljer RAB från andra modeller är att ägaren får ta ut den reglerade avkastningen vid byggstart och inte behöver vänta till driftsättning. Detta ger ett kassaflöde redan från start vilket öppnar upp för fler finansieringsmöjligheter och lägre kapitalanskaffningskostnader. RAB-modellen överför en del av risken från investeraren till kundkollektivet vilket ger en fördelning av projektrisken på olika intressenter. RAB-modellen förväntas ge en reell WACC på omkring 2,5 till 4 procent.

Kostnaden kan till exempel finansieras genom en extra avgift på alla kunders faktura. I slutändan kan kunderna tjäna på modellen om elpriset sjunker mer än vad stödet kostar.

Statliga lån, lånegarantier eller direktfinansiering

I flera länder, bland annat Tjeckien, används en finansieringsmodell där staten går in med direkta stöd. I Tjeckien har regeringen godkänt en modell där energibolaget ČEZ får ett statligt lån motsvarande 70 procent av den initiala investeringskostnaden till nollränta under byggtiden, som sedan höjs till 2 procent under drift. Med ett avkastningskrav på eget kapital på 6 till 8 procent motsvarar detta en reell WACC på cirka 2 procent under byggtiden och 3,2 till 3,8 procent under drift.

I USA finns gröna lån med förmånliga räntor och lånegarantier tillgängliga genom Loan Programs Office (LPO). Motsvarande över 2 500 miljarder kronor finns tillgängliga för den som uppfyller kraven i LPO:s ansökningsprocess, vilket bland annat inkluderar krav på inhemsk produktion.

Leverantörsfinansiering

I princip alla kärnkraftsprojekt som byggs genom export av en reaktor involverar idag någon typ av leveran-

törsfinansiering. Från beställarens perspektiv handlar det om vikten av delad risk, att leverantören också har "skin in the game" genom att gå in med eget kapital.

Från exportörens sida kan det handla om att möjliggöra en exportindustri och det är i princip bara länder och aktörer som ryska Rosatom, kinesiska CNNC eller sydkoreanska KHNP/KEPCO som erbjuder finansiering vid sina exportprojekt, men även USA. Rosatom har till exempel erbjudit ett 30-årigt lån för Paks II-projektet i Ungern för att täcka 80 procent av investeringskostnaden. CNNC har liknande erbjudanden till Pakistan vid bygget av det nya kärnkraftverket i Karachi.

Ibland går leverantörerna ännu längre, som i Akkuyu-projektet i Turkiet där Rosatom erbjuder en "Build-own-operate"-modell där de, utöver att vara delägare, även ansvarar för driften av ett kärnkraftverk i ett annat land. Leverantörsfinansiering sker i princip uteslutande från statligt ägda leverantörer som har tillgång till direkt eller indirekt statligt stöd och därmed god tillgång till kapital och låga kapitalanskaffningskostnader, vilket ger en WACC i nivå med Mankala-finansiering.

Leverantörsfinansiering kan också genomföras i form av kreditgarantier

eller exportkrediter från exportlandet. En del av finansieringen till Barakah i Förenade Arabemiraten var just i form av exportkrediter från Sydkorea.

Skattenedsättningar

USA har flera olika finansieringsmodeller som innebär att en investerare får göra skatteavdrag vid en investering. Uppläggen involverar normalt en hel del "financial engineering" och det är inte självklart att dessa modeller går att överföra till andra länder med skattesystem som skiljer sig från USA.

Den nyligen beslutade Inflation Reduction Act (IRA) ger investerare i gröna teknologier rätt till en "skatte-sköld", ett avdrag på framtida skattebetalningar. Genom att paketera skatte-skölden som en produkt kan företag som vill göra investeringar sälja skatte-skölden till andra bolag för att finansiera sitt projekt. Modellen motiveras genom att den möjliggör investeringar som annars inte skulle blivit av, och alltså inte hade gett några skatteintäkter. Dock är stödet oerhört generöst tilltaget vilket tillsammans med ökade priser till följd av inflation har gjort att kostnaden för programmet stigit kraftigt över den förväntade kostnaden. Det finns också undanträngningseffekter, där exempelvis investeringar i elbilsfabriker ökar produktionen av elbilar som ger minskade skatteintäk-

ter från fossila bränslen. Detta gör att kostnaden är svår att bedöma, men den kommer helt säkert bli högre än beräknat.

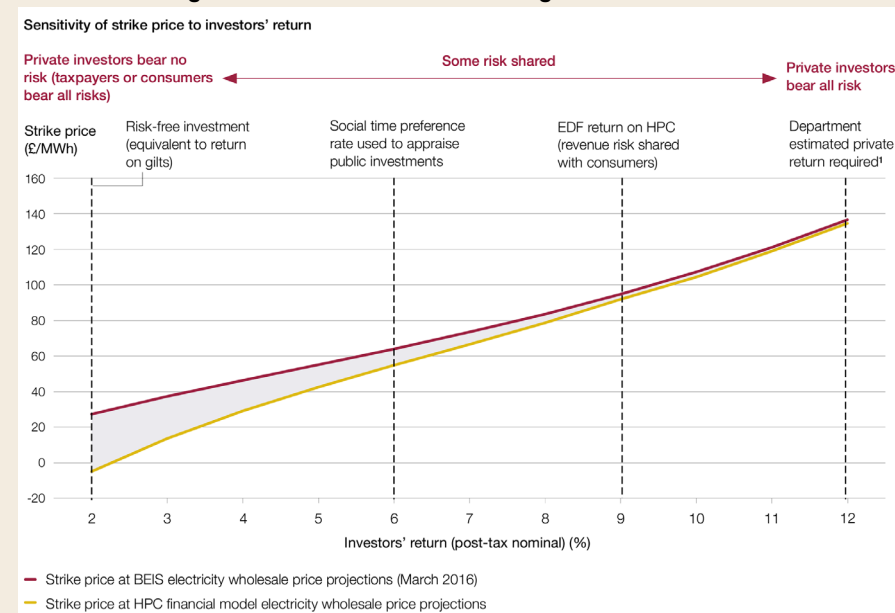
Genom IRA finns även ett "produktionskatteavdrag", eller Production Tax Credits (PTC) för befintlig kärnkraft. Genom investeringar i moderniseringar och uppgraderingar av existerande kärnkraft kan investerare få ett skatteavdrag på upp till 1,8 dollarcent per MWh, motsvarande ungefär 20 öre per MWh, under 8 år. Även här gäller olika krav, bland annat ett lägsta krav på löner.

Marginalkontrakt/ prisskillnadskontrakt (CfD)

Contracts for Difference (CfD) är en finansieringsmodell som först introducerades i Storbritannien 2014 i samband med förhandlingar om stöd för de två reaktorerna vid det nya kärnkraftverket Hinkley Point C samt för att ersätta det dåvarande systemet med Renewable Obligations (ROs).

Denna stödmodell ger investerare ett fastpris/lösenpris för varje MWh el produceras vilket eliminerar marknadsrisken eftersom investerarna kan vara säkra på att de kommer få en intäkt som täcker deras kostnader plus avkastning. Men eftersom intäkter endast genereras under produktion får investeraren ensam bära hela projekt-

Diagram 24. Analys av vilket lösenpris som krävs för att investerare ska uppnå olika avkastningsnivåer vid olika riskfördelning.



Källa: Analys från brittiska National Audit Office av vilket lösenpris som krävs för att investerare ska uppnå olika avkastningsnivåer baserat på två elprisscenarier och olika riskfördelning. Ju högre risk privata investerare bär, desto högre avkastningskrav vilket ger ett högre lösenpris.

- "100 procent privat risk" förutsätter att privata investerare bär alla risker, vilket uppskattas kräva 12 procent avkastning.
- "HPC"-scenariot avser den nuvarande affären där staten bär elpriserisken under 35 år vilket minskar investerarnas avkastningskrav till 9 procent.
- "100 procent offentlig risk" innebär att staten bär alla risker och skattebetalarna täcker hela projektkostnaden. Detta skulle ge ett väsentligt lägre lösenpris, som beroende på elpris skulle kunna bara negativt och alltså innebära att investeraren betalar staten. Kombinationen av låg diskonteringsränta och ett scenario med höga framtida elpriser gör att nuvärdet av kassaflödena efter CfD är så högt att det kompenserar för det negativa lösenpriset vilket ger investeraren en avkastning på 2 procent.

riskan. Detta kan leda till att investeraren riskerar att gå miste om hela sin avkastning, eller gå med förlust, ifall projektet blir försenat eller för dyrt. Detsamma gäller ifall det uppstår problem med produktionen under driftsfasen.

Fastpriset garanteras genom att staten betalar mellanskillnaden mellan elpriset och den överenskomna nivån för fastpriskontraktet, så kallat "strike price". Tidiga CfD-kontrakt var "ensidiga" och gjorde enbart att staten ersatte mellanskillnaden då elpriset var för lågt. När elpriset var högre fick producenten behålla överskottet. Idag används i stället "two-way CfDs" där producenten betalar tillbaka överskottet ifall elpriset är högre än den överenskomna nivån.

Ett annat problem med CfD är att det minskar likviditeten på långsiktiga prissäkringsmarknader. Det riskerar också att sätta den kortsiktiga marknaden ur spel, eftersom elproducenter alltid har ett incitament att producera, även när elpriset är lågt eller till och med negativt. Detta är ett särskilt stort problem för CfD vid investeringar i sol- och vindkraft eftersom elpriset generellt är lägre när dessa kraftslag producerar. Denna problematik går dock att undvika åtminstone delvis genom att "indexera" mot en förväntad leverans, så att ersättningen knyts

till den totala produktionen över tid snarare än den momentana produktionen. På sätt bevaras en del av incitamentet att minska produktionen vid låga priser.

I Tjeckien har en alternativ utformning av CfD föreslagits där ett statligt bolag formas med uppgift att köpa all el som produceras till ett fast pris för att sedan sälja den på elmarknaden. Eventuellt överskott går till staten som också täcker eventuella förluster. Staten ger även ett lån till låg ränta. Den 30 april 2024 godkände EU-kommissionen stödet.

För projektet Hinkley Point C har ett avtal om en CfD med ett fastpris på 89,50 GBP/MWh under 35 års tid slutits. Prisnivån är i 2012 års pengavärde och inflationsjusteras, vilket innebär att priset idag (2024) är 124,65 GBP/MWh, eller 35,15 GBP högre. Om ett investeringsbeslut för Sizewell C inte tagits när första reaktorn vid HPC startas höjs fastpriset med 3 GBP/MWh, eller drygt tre procent, till 92,50 GBP/MWh. Den totala kostnaden har beräknats till mellan 11–21 miljarder GBP i 2012 års värde, motsvarande cirka 12 GBP per elkund år 2030.

Till 2030 kommer över 30 GW kraftproduktion ha tilldelats CfD i Storbritannien.

Kreditgarantier

Kreditgarantier kan också ställas ut från landet där kärnkraften ska byggas. Genom att staten ställer sig som garant för lånen kan risken för investerare minskas eftersom de vet att de åtminstone alltid kommer få tillbaka sina pengar, även om projektet avbryts.

I Sverige kan kreditgarantier spela en särskilt stor roll eftersom att investerare har en risk att en framtida regering försöker att, direkt eller indirekt, stänga ned reaktorer. Genom att "binda kapten vid masten" med statliga kreditgarantier får investerare då en försäkran att de åtminstone får tillbaka sina pengar, och staten har ett tydligt incitament att inte stänga ned reaktorer i framtiden eftersom den då sitter kvar med räkningen.

Effekten av kreditgarantier beror dock på investeraren, eftersom det krävs att bolaget som driver kärnkraften går i konkurs innan kreditgarantier kan bli aktuella. För Vattenfall, som redan har en implicit statlig kreditgaranti genom att bolaget är 100 procent statligt ägt, gör detta att kreditgarantier endast ger en mycket liten effekt på kapitalanskaffningskostnaderna. Eftersom Vattenfall finansierar sig mot sin balansräkning gör det att bolaget är relativt oflexibelt vad gäller olika finansieringslösningar. Det

statliga ägandet gör också att stöd har relativt liten påverkan på Vattenfalls kapitalanskaffningskostnader.

Elcertifikat

Sverige införde år 2003 det så kallade elcertifikatsystemet, för att ge incitament för investeringar i förnybar produktion. Genom systemet utfärdas ett elcertifikat för varje tillkommande MWh elproduktion från nya anläggningar som producerar "förnybar" energi. Även torv inkluderades i systemet, trots att torv av IPCC klassats som fossil och samtidigt omfattades av kravet på utsläppsätter.

Elcertifikatsystemet införde också en kvotplikt som ålade elhandlare att köpa in en viss andel elcertifikat. Genom att sätta ett mål för den totala utbyggnaden av förnybar elproduktion och successivt höja kvotplikten uppstod ett marknadsbaserat stödsystem som skulle vara självreglerande. Om kostnaden för ny produktion ökade så att investeringar uteblev så skulle priset på elcertifikat automatiskt gå upp över tid tills en nivå nåddes som möjliggjorde nya investeringar. Omvänt gällde att om kostnaden för nya investeringar sjönk så skulle fler elcertifikat delas ut, vilket sänkte priset när stödet inte längre behövdes, för att slutligen gå mot noll.

Elcertifikaten hade en stor fördel i att det var marknadsbaserat och finansierat av elkunderna (vilket även innebar att det inte bedömdes utgöra statsstöd) men också flera nackdelar. En nackdel var att utbyggnaden i antal TWh var politiskt beslutad, vilket tryckte in fler TWh variabel förnybar produktion än vad som efterfrågades av elkonsumenterna. Detta bidrar till lägre elpriser som då måste kompenseras med högre priser på elcertifikat. Eftersom själva "efterfrågan" på elcertifikat var politiskt beslutad stod systemet i konflikt med elmarknaden och kraftsystemets behov i övrigt.

En annan nackdel med systemet var att intäkterna från elcertifikaten var svåra att räkna på för investerare vilket gjorde det svårt att använda framtida intäkter från elcertifikaten som underlag för lån och göra investeringar "bankable". Svårigheten i att prognostisera priset på elcertifikat gjorde också att flera tidiga investerare, som hade räknat med höga intäkter från systemet under en längre tid, brände sig rejält när investeringarna i vindkraft tog fart och priserna snabbt sjönk.

Elcertifikatsystemet bidrog effektivt till en tidig utbyggnad av vindkraften i Sverige, vilket lade grunden för den fortsatta expansionen av landbaserad vindkraft. Dessvärre innebar dessa

tidiga investeringar också att många bra vindlägen togs i anspråk med relativt små vindkraftverk, när det kanske hade varit bättre att avvakta och i stället bygga större kraftverk på dessa platser.

Storbritannien hade under en period ett liknande system kallat "Renewables Obligation (RO) scheme".

PNP och SaHo-modellen

Den polska regeringen har föreslagit en investeringsmodell som kallas Polish Nuclear Programme (PNP). Den utgörs av en statlig satsning där staten:

1. Först väljer ut en reaktortyp att satsa på i syfte att uppnå stor-driftsfördelar i utbyggnadsprogrammet.
2. Därefter väljs en strategisk medfinansiär ut med koppling till leverantören.
3. Därpå köper staten 100 procent av aktierna i ett särskilt aktiebolag, Special Purpose Vehicle (SPV), för implementering av kärnkraftsprojektet.
4. Efter valet av medfinansiär säljs delar av bolaget, men staten behåller minst 51 procent av aktierna i SPV.

En alternativ modell till PNP som föreslagits av polska akademiker är

SaHo-modellen. Metoden är liknande, men i stället för att behålla 51 procent av aktierna säljer staten hela innehavet innan övergången till kommersiell drift sker.

I SaHo-modellen ingår följande steg:

5. Ett SPV etableras med samma mål som i PNP-modellen, att bygga äga och driva ett kärnkraftverk och sälja el till sina ägare.
6. Därefter, under tiden från att bolaget grundas till första infasning på elnätet, säljs innehavet successivt av till framtida elkunder. Försäljningen kan organiseras som ett anbuds-förfarande, som auktioner eller som bilateralt förhandlade kontrakt.
7. Slutligen, vid infasning på nätet, ska staten inte ha kvar något ägande i bolaget. I modellen förutsätts att investerarna främst kommer vara elkonsumenter och modellen liknar därför Mankalaprincipen.

En variation av SaHo-modellen innebär att investerare kan köpa aktier från bolaget när som helst från och med att bolaget grundas fram tills att infasning på nätet sker. Ju senare en investerare köper in sig, desto högre ska priset vara.

Kapacitetsmarknader

En kapacitetsmarknad är en separat marknad vid sidan om elmarknaden och stödtjänstmarknaderna. Dessa kan utformas på olika sätt i olika länder beroende på behov, men en gemensam faktor är att de utformas för att säkerställa tillräcklig kapacitet av de resurser som elmarknaden inte levererar. På sätt och vis kan kapacitetsmarknader därför beskrivas som något slags "end of the road" när allt annat misslyckats. Flera länder har redan kapacitetsmarknader, eller är på väg att införa dem.

Det kan till exempel handla om att säkra tillräcklig effekt under kalla, mörka vinternätter med stiltje eller om att få till stånd rätt typ av produktion på rätt plats. Kapacitetsmarknader är dock svåra att utforma som stöd för kärnkraftsinvesteringar eftersom både upphandlingstiden och löptiden på kontrakten behöver vara mycket långa, åtminstone 15 år. Att teckna sådana långa kontrakt är knepigt och ineffektivt.

Kombinationer av stödsystem

Det finns också variationer och kombinationer av ovanstående finansierings- och stödmodeller. Till exempel har statligt garanterade fastprisavtal (PPA) och en blandning av CfD och RAB föreslagits. Gemensamt för samtliga stödmodeller är att anläggnings-

leverantören generellt bär en relativt stor andel av risken och staten garanterar att det finns en intäktsström som är tillräcklig för att täcka kostnader, antingen genom att sänka kostnaderna med direkta stöd eller genom att öka intäkterna. I praktiken sker både och, eftersom en förutsägbar intäktsström sänker finansieringskostnaderna och därmed även de totala kostnaderna. Med nya modeller eller en kombination av modeller kan risken fördelas på ett annat sätt.

Fördelar och nackdelar

Alla finansieringsmodeller och stödssystem har olika fördelar och nackdelar. Varje land och varje projekt har sina specifika förutsättningar, vilket innebär att det sällan går att kopiera något annat land rakt av. I tabell 2 presenteras en översiktlig genomgång av några olika stödssystem och deras

potentiella fördelar och nackdelar i Sverige.

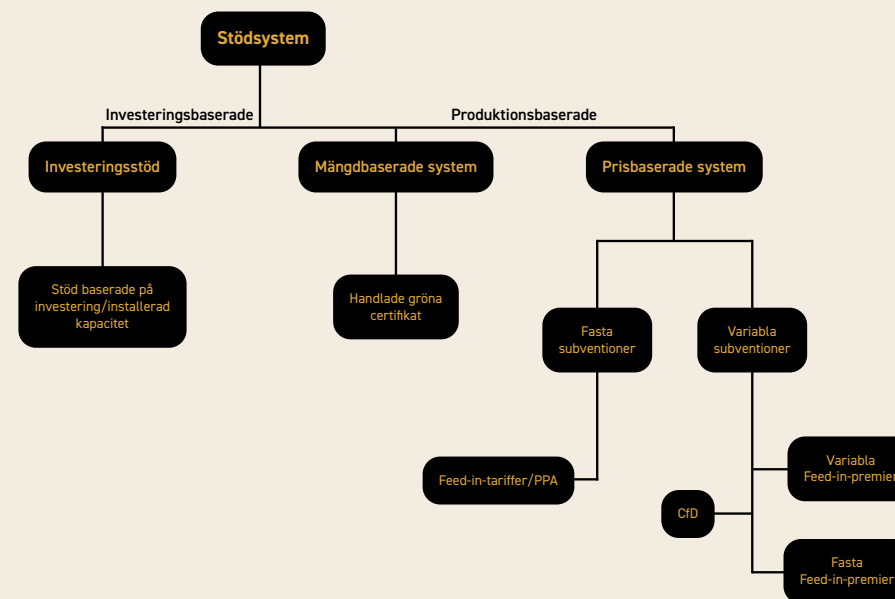
ANDRA STÖDSYSTEM FÖR FÖRNYBAR ENERGI

Det finns en lång rad olika stödssystem som använts för investeringar i förnybar energi. Utöver CfD, som använts för både kärnkraft och förnybart, har i princip ingen av dessa använts för investeringar i kärnkraft någonstans, förutom i USA där en del produktionsstöd och skattestöd införts både för förnybara kraftslag och kärnkraft.

Ett undantag är gröna certifikat som införts i en rad länder. Inom EU har ett snarlikt system införts genom systemet med ursprungsgarantier. En skillnad mellan kärnkraft och förnybart är att det ofta ställs krav på konsumtionssidan men sällan eller aldrig även för kärnkraft.

Diagram 25 ger en översikt över olika stödssystem för förnybart.

Diagram 25. Olika typer av stödssystem för förnybar elproduktion.

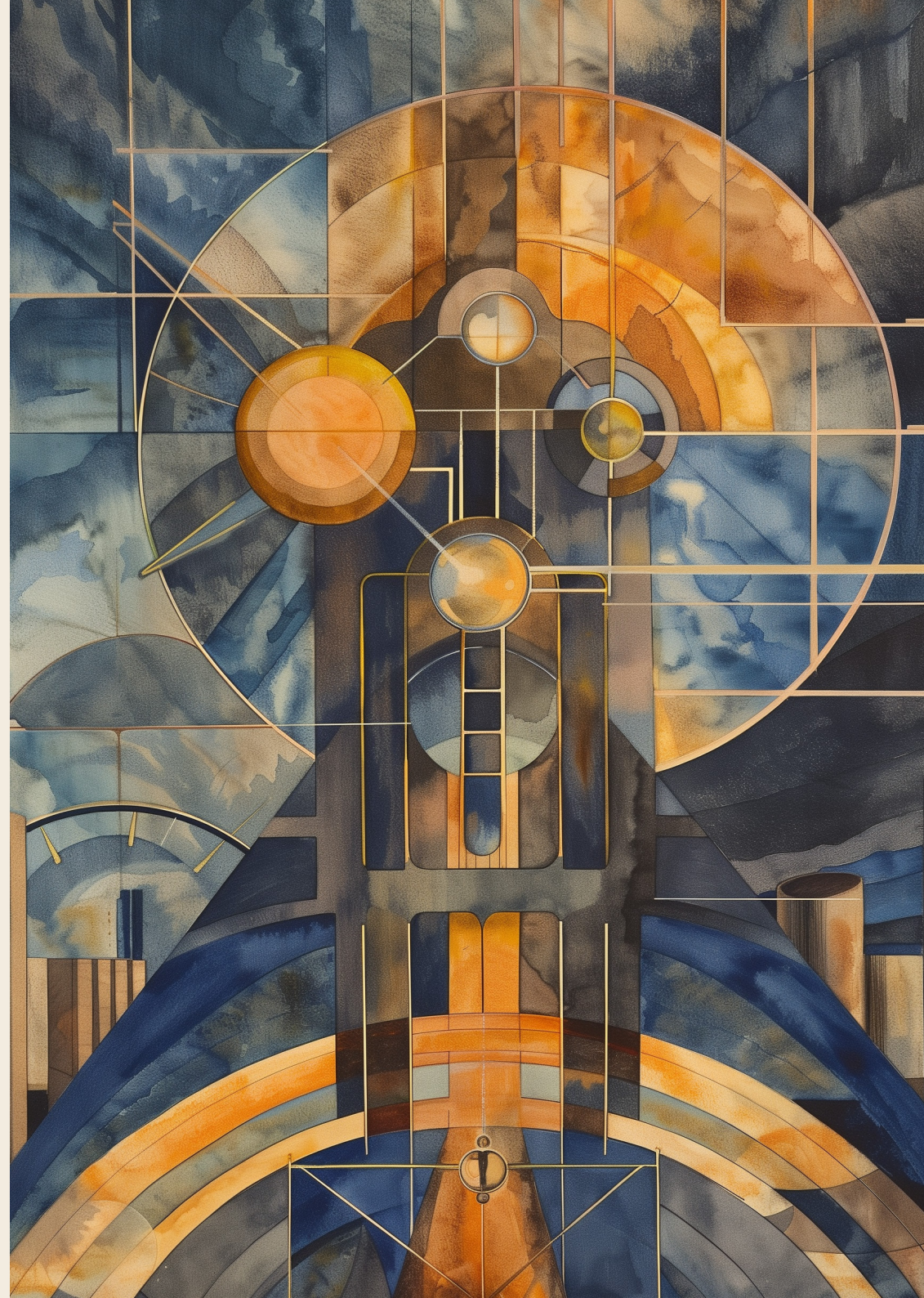


Tabell 2. Fördelar och nackdelar med olika stödsystem.

	Kreditgarantier	CfD	RAB	Skattenedsättning	Mankala	Elcertifikat	Statliga lån och medfinansiering
Fördelar	<p>Tar bort politisk risk genom att "binda kapten vid masten".</p> <p>Sänker risk för investerare genom en försäkran att de får tillbaka sina pengar vid konkurs.</p> <p>För andra aktörer än Vattenfall utgör stödet en viktig signal till andra investerare.</p>	<p>Eliminerar marknadsrisk vilket sänker risk och därmed kapitalanskaffningskostnader.</p> <p>Eliminerar politisk risk genom att ett civilrättsligt kontrakt upprättas.</p> <p>Från statens perspektiv eventuellt positivt att man inte bär någon finansiell risk för att projektet försenas eller avbryts.</p>	<p>Eliminerar politisk risk genom att ett civilrättsligt kontrakt upprättas.</p> <p>Ger ett kassaflöde under byggtid som ger billigare kapitalanskaffningskostnader som gör att investerare är villiga att ta högre risk.</p> <p>Genom att sänka risk under byggtiden skulle samma totala stöd sänka kapitalkostnaden mer genom RAB än med CfD.</p>	<p>Kan utformas för att ge tillskott utan att staten behöver betala pengar direkt.</p> <p>Kan motiveras och utformas för att i slutändan ge ökade skatteintäkter, jämfört med om investeringen inte blir av.</p> <p>Kan utformas för att mobilisera privat kapital vilket ger ett direkt kapitaltillskott utan att påverka statens finanser.</p>	<p>Spridning av risk över ett stort antal aktörer från olika sektorer ger låg kapitalkostnad.</p> <p>Sänker politisk risk eftersom det blir politiskt svårt att stoppa ett projekt som ett stort antal sektorer och företag är delägare av.</p> <p>Delad risk och möjligheten för bolag av olika storlek att delta ökar investeringar vilket bidrar till ökad konkurrens i kraftproduktionen.</p>	<p>Ger en extra intäkt utöver elmarknaden.</p> <p>Marknadsbaserat incitament som, i teorin, ska fasa ut sig självt över tid.</p> <p>Ger även en någorlunda marknadsbaserad prissättning av stödet.</p> <p>Kan, liksom RAB, sänka elkundernas kostnad mer än vad stödet kostar.</p> <p>EU-kommissionen har bedömt att elcertifikatsystemet inte utgör statsstöd.</p>	<p>Ger ett direkt tillskott av kapital till låg kostnad som effektivt sänker den totala kostnaden.</p> <p>Ger en tydlig signal till kapitalmarknaden vilket sänker kapitalanskaffningskostnader även vid delfinansiering från staten.</p>
Nackdelar	<p>Effekten beror på mottagaren. För Vattenfall ger kreditgarantier begränsad effekt eftersom företaget redan omfattas av en implicit statlig garanti genom det statliga ägandet.</p>	<p>Påverkar inte kapitalkostnader under byggtiden, vilket behövs "kompenseras" under drifttiden.</p> <p>Påverkar inte projektrisk vilket gör att det avtalade priset måste höjas som kompensation.</p> <p>Påverkar kortsiktiga elmarknaden negativt, men kan utformas för att begränsa påverkan.</p> <p>Minskar likviditet på prissäkringsmarknaden.</p> <p>Kräver mycket lång löptid och indexering över tid, vilket gör den totala kostnaden svårbedömd.</p> <p>Svårt att bestämma en nivå för fastpriset eftersom det saknas referensprojekt i Sverige.</p>	<p>Påverkar egentligen inte projektrisk direkt men ger ett kassaflöde under byggtid som ger billigare kapitalanskaffningskostnader som gör att investerare är villiga att ta högre risk.</p> <p>Måste utformas med en mekanism som fördelar risken för förseningar och eskalerande kostnader mellan investerare och staten/kollektivet. Riskerar annars att ge incitament att dra över kostnadsräddning.</p> <p>Behöver indexeras över tid, vilket gör den totala kostnaden svårbedömd.</p>	<p>Staten behöver finansiera bortfallet i skatteintäkter genom höjningar eller minskade utgifter på andra områden.</p> <p>Saknas prejudikat på EU-nivå, EU:s statsstödsregler blir ett eventuellt problem beroende på utformning.</p> <p>Lösningar som varit effektiva i USA är inte direkt överförbara till länder med andra skattesystem.</p>	<p>Ogillas av kraftbolag eftersom organisation och beslutsfattande blir komplext med många inblandade parter. Dessutom ogillas det eftersom Mankalamodellen till viss del förbigår kraftbolagen, men det finns idag inga operatörer av kärnkraft som inte också är kraftbolag. I Finland ingår kraftbolag tillsammans med andra bolag i samma Mankalabolag.</p> <p>Saknas prejudikat på EU-nivå för andra länder än Finland.</p>	<p>Innebär en politiskt beslutad målsättning som inte drivs av marknadskraft. Illa utformat kan det stå i konflikt med kraftsystemets behov.</p> <p>Svårt att räkna på och bidrar därför endast indirekt till att sänka kapitalkostnad.</p> <p>Svårt att införa för kärnkraft med lång ledtid där försening kan göra att inga certifikat finns att köpa. Kan lösas genom att införa även för existerande anläggningar.</p>	<p>Påverkar statliga finanser och därigenom förmågan att genomföra andra satsningar.</p> <p>EU:s statsstödsregler begränsar omfattningen på stöd som inte motiveras av särskilda skäl.</p> <p>Eliminerar inte nödvändigtvis risken för framtida politisk påverkan.</p>

REFERENSER

- Baker McKenzie, 2023. Nuclear Poland – How to bring reactors to Poland
- BARINGA, 2022. Financing models for nuclear power plants – European Nuclear Power Plant case studies
- Energiforsk, 2021. El från nya anläggningar. Rapport 2021:714 med bilagor
- ETI, 2018. ETI Nuclear Cost Drivers Project: Summary Report
- KPMG, 2021. Nuclear Energy Consultation, Netherlands
- IAEA, 2012. Financing Structure for a Nuclear Power Plant Project
- IAEA, 2021. Financing Nuclear Power Plants, IAEA-TECDOC-1963
- IAEA, 2017. Managing the Financial Risk Associated with the Financing of New Nuclear Power Plant Projects
- Low Carbon Contracts Company, 2024. CfD Register
- UK National Audit Office, 2017. Hinkley Point C
- UK Department for Business Energy & Industrial Strategy, 2017. Detailed Value for Money Assessment



MINSKA BEHOVET AV STÖD

Stöd till ny kärnkraft kommer att vara nödvändigt, bland annat för att kompensera för fyra årtionden av anti-kärnkraftspolitik samt att säkerställa ett konkurrenskraftigt, hållbart och välfungerande kraftsystem. Bakgrunden till detta har presenterats i föregående kapitel.

Men innan några stöd beslutas bör regeringen se över hur behovet av stöd kan minskas och hur vi på bästa sätt kan aktivera helt nödvändiga marknadskrafter. Detta kan göras dels genom att sänka kärnkraftens kostnader, dels genom att säkerställa andra intäktsströmmar.

SÄNK KOSTNADERNA

Både befintlig och ny kärnkraft drabbas idag av oskäligen höga kostnader. Regeringen måste se över åtgärder för att sänka dessa kostnader, annars riskerar kostnaden för ett stöd i sin tur bli onödigt dyrt för elkonsumenterna och skattebetalarna.

Först och främst behöver kärnkraftens avgiftsstruktur ses över. Tillsyn av kärnkraften finansieras idag genom avgifter till Strålsäkerhetsmyndigheten (SSM). Men kärnkraften betalar för mycket och finansieras genom sina avgifter inte bara sin egen tillsyn utan även myndighetens verksamhet inom andra områden som inte berör kärn-

kraft. Avgifterna är dessutom baserade på schablonbelopp som inte är tydligt motiverade på en kostnadsbasis.

Att avgifterna är schablonbaserade gör det också orimligt dyrt för eventuella utvecklare av små modulära reaktorer. För uppförande av reaktor ska, som exempel, först en avgift på över 100 miljoner kronor betalas till SSM. Därefter ska den som har tillstånd att uppföra, inneha eller driva en reaktor betala en "granskningsavgift" på 100 miljoner kronor per år fram tills att reaktorn tas i provdrift, samt 15 miljoner kronor per kvartal efter det att reaktorn tagits i provdrift tills den tas i normaldrift. Därefter utgår en avgift under normaldrift på 5 miljoner kronor per kvartal för tillsyn. Detta framgår av SSM:s avgiftsförordning.

Nybyggnation av kärnkraft, samt stöd till detta, ska inte gå till att finansiera annan verksamhet inom SSM. Därtill ska avgifterna vara skäligen och ändamålsenliga. Tillsammans med avgiftsförordningen måste SSMs arbetssätt och effektivitet ses över för att säkerställa en kostnadseffektiv tillsyn.

Kostnaderna för uppförande av en ny reaktor är mycket omfattande och riskerar att stiga kraftigt med en förändrad utformning av reaktorn under byggtiden. SSM bör därför ge tydliga

förhandsbesked i tillståndsprocessen för att tidigt kunna lösa eventuella frågetecken vad gäller till exempel olika lösningar för reaktorsäkerhet.

En stark rättssäkerhet med förutsägbarhet i tillståndsprocessen är särskilt viktigt för kärnkraft. Det är därför av yttersta vikt att krav inte godtyckligt ändras under processen och att eventuella ändringar endast införs i de fall de är verkligt nödvändiga samt kommuniceras tydligt och tidigt i processen.

Det finns flera exempel där överimplementering eller felaktig implementering av olika krav har lett till eller riskerat leda till omfattande kostnader för kärnkraftsägarna. Ett exempel är implementeringen av krav för lyftanordningar för kärntekniska anläggningar. Kraven har utformats baserat på existerande krav i tyska anläggningar, men i implementeringen förekom i början bland annat felöversättningar från tyska till engelska som ledde till en allt för strikt implementering i Sverige.

Ett annat är Sveriges utformning av beredskapszoner. Från 1 juli 2022 gäller nya beredskapszoner vid svenska kärnkraftverk som är mer omfattande än den tidigare utformningen. Zonerna har alltså utvidgats samtidigt som de svenska kärnkraftverken infört nya säkerhetssystem som obe-

roende härdkylning till en kostnad på omkring en miljard kronor per reaktor. Att områdena utvidgas samtidigt som svenska reaktorer är säkrare än någonsin tidigare följer av att SSM har valt att ta fram ett värsta scenario som ska bygga på så få postulat och ansatser som möjligt. Därför görs antagandet att inga säkerhetssystem överhuvudtaget fungerar (till exempel att haverifilter är urkopplade). Den dimensionerande händelsen utgör samma haverisekvens som ligger bakom införandet av konsekvenslindrande system som installerades bland annat efter regeringsbeslut 1986. Men dessa konsekvenslindrande system kan alltså inte tillgodoräknas i analysen för ett haveri vad gäller beredskapszonerna.

Utformningen av beredskapszoner skiljer betydligt från Finland och USA. I USA har strålsäkerhetsmyndigheten arbetat med att införa vad som kallas prestationsbaserade, tekniskt inkluderande, riskinformerade och konsekvensorienterade krav. Detta är särskilt viktigt för nya reaktorer med passiv säkerhet och för små modulära reaktorer. SSM bör därför se över möjligheten att implementera ett liknande tillvägagångssätt i Sverige.

Nya krav och implementeringen av dessa måste vara ändamålsenlig med hänsyn till övergripande säkerhetskrav och skälig sett till kostnader och den

förbättring av säkerheten som kan förväntas.

Utöver SSMs kravbild finns även icke-nukleära krav från olika byggstandarder och bygglagar.

I andra länder som Finland och Storbritannien har sådana icke-nukleära krav i vissa fall lett till ökade kostnader motsvarande tiotals miljarder kronor.

Det handlar till exempel om krav på antal utrymningsvägar eller krav på hur en evakuering av en skadad person ska kunna ske. I Storbritannien har krav på att kunna komma in med en bår med viss standardlängd och -bredd lett till kostnader på motsvarande tiotals miljarder kronor när anläggningens utformning behövt ändras. Man kan tänka sig att det går att leva upp till krav på evakuering av personer som skadat sig eller drabbats av sjukdomsfall på mer kostnadseffektiva sätt.

På liknande sätt har elsäkerhetskrav som inte är relaterade till kärnkraftssäkerhet i Finland medfört krav på apparatskåp med en viss bredd som skiljer sig från andra länder. När flera apparatskåp placeras bredvid varandra tar det upp betydligt mer utrymme, vilket kan leda till att själva byggnadens utformning måste anpassas.

I Sverige är krav på dubbla utrymningsvägar ett exempel på icke-nukle-

ära krav som riskerar att leda till omfattande extra kostnader.

REFORMERA REGELVERK I EU

Utöver att sänka kostnader bör regeringen se över vilka alternativa intäktsströmmar som kan minska behovet av stöd.

Idag står kärnkraften (och andra kraftslag) för flera förmågor som är avgörande för att kraftsystemet överhuvudtaget ska kunna drivas. Idag utgår dock ingen ersättning för dessa förmågor. Det handlar bland annat om kortslutningseffekt, konsumtion och produktion av reaktiv effekt samt rörelseenergi.

För att även i framtiden säkerställa ett fungerande kraftsystem måste kraftslag som står för dessa förmågor få en skälig ersättning. Därför bör staten utreda hur en sådan ersättning kan utformas. I stor utsträckning pågår detta arbete redan idag.

Utöver ersättning för förmågor som är viktiga för systemet måste kärnkraften få likvärdiga konkurrensförutsättningar jämfört med andra kraftslag.

På EU-nivå måste kärnkraften först och främst inkluderas i EU:s förnybartdirektiv (Renewable Energy Directive, RED). Direktivet ställer krav på länder att en viss andel av energikonsumtionen, inte bara el,

ska komma från förnybara energikällor. Idag är kravet i RED III att EU:s länder gemensamt ska uppnå 42,5 procent förnybar energi till 2030. I förlängningen riskerar framtida uppdateringar av direktivet, med en högre ambition, leda till att vissa länder med en hög andel kärnkraft måste stänga kärnkraftverk för att klara sina åtaganden. Till dessa länder hör bland annat Frankrike, Slovakien och Belgien med 63, 60 respektive 46 procent kärnkraft i sin elförsörjning.

Som protest har Frankrike under 2024 vägrat rapportera andelen förnybar energi och i stället rapporterat andelen fossilfri energi. Det återstår att se hur EU ser på detta men Sverige bör tillsammans med övriga kärnkraftsländer ta ryggen på Frankrike för att antingen revidera förnybartdirektivet för att inkludera kärnkraft eller avskaffa direktivet.

Sammanblandningen av mål (att minska koldioxidutsläpp) med medel (att öka produktionen av förnybar energi) leder till kraftigt höjda kostnader genom signaler till investerare om att kärnkraften inte är önskvärd. Ifall kärnkraftverk i framtiden behöver stängas för att uppnå förnybartmålen leder det till ren kapitalförstörelse, utan någon som helst klimatnytta.

Två andra exempel där kärnkraften måste få likvärdiga konkurrensförut-

sättningar med andra kraftslag är Just Transition Fund (JTF) och InvestEU vars regelverk allvarligt diskriminerar kärnkraften. Inom JTF likställs investeringar i kärnkraft med investeringar i fossila bränslen och tobak. Från InvestEU likställs kärnkraft med begränsande av mänskliga rättigheter, mänsklig kloning, tobakshandel, förbjudna stridsmedel, plågsamma djurförsök, spelmissbruk och sexhandel.

Detta är uppenbart felaktigt och diskriminerande samt bidrar till minskad investeringsvilja.

Ett ytterligare exempel är den Europeiska investeringsbanken (EIB) som tidigare både saknat kompetens att bedöma kärnkraftsprojekt och viljan att stödja kärnkraft. Den nya spanska bankchefen Nadia Calviño har dock, som del av sin kampanj för att bli vald, signalerat att banken nu öppnar upp för investeringar i kärnkraft.

Även EU-kommissionens generaldirektorat för konkurrens har tidigare varit avigt inställt till stödmekanismer för kärnkraft. Den 30 april 2024 godkände kommissionen dock Tjeckiens föreslagna stödmekanism.

Alla kraftslag inom EU tilldelas vad som kallas ursprungsgarantier. Det är ett certifikat som utfärdas för varje producerad MWh och som intygar var produktionen kommer ifrån. Dessa kan sedan handlas helt separat från

kraftbörsen och används av företag som intyg för att deras konsumtion av el är förnybar eller fossilfri.

Problemet med ursprungsgarantierna är att de fullständigt saknar koppling till den faktiska produktionen och konsumtionen av el, både fysiskt vad gäller överföring och tidsmässigt. Eftersom det saknas fysisk koppling uppstår märkliga saker som att företag i Luxemburg på pappret använder förnybar el genom att köpa ursprungsgarantier från bland annat isländsk vattenkraft. Luxemburg producerar endast 15 procent av den el som konsumeras och det finns ingen kabel från Island till den europeiska kontinenten. Ursprungsgarantierna har dessutom en löptid på 18 månader och avräknas årsvis. Detta gör att företag till exempel kan köpa överskott av ursprungsgarantier från solkraft från föregående sommar och påstå att deras verksamhet drivs på 100 procent solkraft, samtidigt som fabriken i själva verket drivs med kolkraft.

Dagens utformning leder till omfattande ”green washing” eftersom företag kan säga att de är grönare än de faktiskt är. Dessutom minskar ländernas incitament att snabbt ställa om sina energisystem. En reformering av systemet skulle främja både kärnkraftens och Sveriges konkurrenskraft. Idag kan till exempel tyska industrier

hävda att de drivs dygnet runt med förnybar energi från andra länder som till och med saknar överföring till Tyskland. För Sverige, ett av få länder där företag faktiskt kan drivas dygnet runt med fossilfri energi, innebär detta att företag här inte kan nyttja den fossilfria energin fullt ut som en konkurrensfördel i den gröna omställningen. Dessutom minskar det incitamenten för länder med stor andel fossil elproduktion att snabbt ställa om när deras företag ändå kan räkna sig som fossilfria på pappret trots att de inte är det i verkligheten.

Systemet med ursprungsgarantier måste reformeras för att få en tydlig koppling både fysiskt (elen ska fysiskt ha kunnat överföras från producent till konsument) och tidsmässigt (garantierna ska utfärdas och annulleras under samma tidperiod som elen handlas). Då skulle kärnkraftens planbarhet premieras ekonomiskt.

GRUNDLÄGGANDE PRINCIPER OCH EN NY FINANSIERINGSMODELL

GRUNDLÄGGANDE PRINCIPER
Den överordnade principen för fördelning av risker bör vara att varje risk bärs av den aktör som har möjlighet att påverka risken och som har förmågan att finansiellt hantera densamma. För nya investeringar i kärnkraft innebär detta att staten bör ta på sig den politiska risken, eftersom det är den enda aktören som kan påverka och hantera denna risk finansiellt. Denna princip bör gälla för allt stöd.

En annan viktig princip är att **stödet ska vara så kostnadseffektivt som möjligt.** Detta uppnås bäst genom att skapa marknader som kan fastställa korrekta prisnivåer. Därför är det viktigt att stödets utformning inte på förhand definierar affärsmodeller. Ett problem med att integrera marknadskomponenter i stöd är dock att projekt för de teknologier som behöver stöd oftast har låg likviditet och omsättning, vilket är anledningen till att de behöver stöd överhuvudtaget. Ett annat problem är att en osäker stödnivå sänker bankability. Ett exempel är elcertifikatsystemet som i stor utsträckning var marknadsbaserat. Ett annat exempel är CfD-auktionerna för havsbaserad vind i Storbritannien, där flera genomförda projekt har gett en relativt klar bild av ”vad det borde kosta” och där konkurrens mellan olika aktörer existerar. Trots detta är

systemet relativt trubbigt och i Storbritanniens senaste auktion inkom inga bud alls, vilket pekar på svårigheter att fastställa ett korrekt pris, särskilt vid prishöjningar, inflation eller ökade risker.

Ytterligare en princip är att **stöd bör utformas så att de som gynnas av stödet också bidrar till dess finansiering och att det inte förstärker ojämlikheter i samhället.** Därför bör stöd inte gynna ekonomiskt starka grupper oproportionerligt och ekonomiskt svagare grupper bör skyddas genom att betala mindre.

SYSTEMCERTIFIKAT – EN NY MODELL FÖR FINANSIERING

Med utgångspunkt i de ovanstående principerna och genomgången av olika stödsystem i föregående kapitel presenteras här en ny modell för finansiering av ny kärnkraft. Modellen bygger på både elcertifikatsystemet och det system som existerade under Nordel innan avregleringen av elmarknaden, där större kraftkonsumenter var ålagda att teckna bilaterala avtal med producenter för att säkerställa försörjningstrygghet.

Finansieringsmodellen innebär att nya certifikat utfärdas till producenter med kraftverk som bidrar till kraftsystemets funktion – till exempel genom tillräcklig planerbarhet och andra för-

mågor. Certifikaten kan vara specifika för olika elområden. Svenska Kraftnät bör ges i uppdrag att fastställa kriterier för exakt vilka förmågor som ska berättiga till systemcertifikat. Finansieringen av systemet kan utformas på flera olika sätt:

1. Som ett bonus-malus-system där det åläggs producenter med kraftslag som inte står för dessa förmågor att betala för en viss kvot av systemcertifikat. Kvoten sätts av SvK med hänsyn till kraftsystemets behov utifrån driftsäkerhetssynpunkt.
2. Som en generell kvot för alla konsumenter, som elcertifikatsystemet var utformat. SvK ges i uppdrag att bestämma denna kvot, som även kan variera mellan elområden.
3. Som en trappstegsmodell, där större konsumenter åläggs att köpa en högre kvot av systemcertifikat. Modellen utformas efter storleken på konsumentens effektuttag i MW samt med hänsyn till andra parametrar, till exempel flexibilitet eller variationer i konsumtionen som påverkar kraftsystemet.

I det sista alternativet behöver systemet utformas med hänsyn till trappstegseffekter för att undvika att indu-

strier lägger sig under ett visst effektuttag.

Det finns flera fördelar med den föreslagna modellen med systemcertifikat.

- EU-kommissionen har bedömt att elcertifikatsystemet inte utgör statsstöd. Det är därför troligt att systemcertifikat inte heller utgör statsstöd.
- Det skulle gå relativt snabbt att implementera i existerande infrastruktur för elcertifikat. Det finns även existerande regler att utgå ifrån för utformningen av nya regler.
- Det är marknadsbaserat och teknikneutralt. Prissättningen sker automatiskt och säkerställer att de förmågor som krävs för kraftsystemets funktion kommer att byggas. Samtidigt tillåts även andra teknologier som i framtiden eventuellt kan stå för de förmågor som bland annat vattenkraft och kärnkraft gör idag.
- Det ger ett incitament till livstidsförlängning av existerande anläggningar eftersom det inte är exklusivt för enbart nya kraftverk.
- Genom att det är ett civilrättsligt system ges en viss försäkran mot framtida politisk påverkan. Ifall

systemet tas bort riskerar staten att stämmas.

- Finansieringen av systemet kan utformas på olika sätt för vara så rättvis som möjligt.
- Det påverkar inte likviditet i pris-säkringsmarknader eller den kortsiktiga elmarknaden i någon större utsträckning (mer än indirekt genom ett ytterligare incitament för mer produktion).
- Systemet ger incitament till en fortsatt utbyggnad som minskar risken att den aktör som bygger en första reaktor därefter står ensam med stora framtida kostnader för slutförvaring, tillsyn med mera.

Det finns även ett par nackdelar med den föreslagna modellen.

- Det är svårt för aktörer att räkna på systemcertifikat, vilket minskar "bankability" vilket i sin tur minskar effektiviteten. Denna risk minskas dock genom att systemet, innan nya anläggningar kommer till stånd, utformas så att även existerande anläggningar och konsumenter är del av det. Därmed finns en synlighet kring prisbildningen.
- Systemet är obeprövat och skulle behöva utredas innan en implementering. Detta behöver dock

inte dra ut på tiden, särskilt inte jämfört med implementering av andra stödssystem i lagtexter, regler med mera..

- Ytterligare stöd kommer krävas för en första reaktor.

NÖDVÄNDIGT MED STÖD FÖR NYBYGGNATION

Utöver den nya finansieringsmodellen i form av systemcertifikat kommer det vara nödvändigt med ytterligare stöd för nybyggnation. Detta följer av 40 år med antikärnkraftspolitik samt stora politiska och teknologiska risker för en första reaktor. För detta stöd bedöms en kombination av en reglerad intäktsram (RAB) under byggtiden och ett fastprisavtal (CfD) under driftsperioden vara den mest kostnadseffektiva lösningen. RAB ger hög "bankability" och sänker stödnivån som krävs i en CfD. Genom att utforma både en RAB och en CfD med omsorg kan en effektiv riskdelning åstadkommas med incitament för att snabbt färdigställa projektet, utan att staten bär onödigt stora risker. Fastprisavtalet kommer behöva ha en lång löptid, omkring 30 år.

Civilrättsliga kontrakt för RAB och CfD minskar behovet av kreditgarantier, men staten bör vara beredd på att

ställa ut sådana ifall nya aktörer bedömer att de har behov av det.

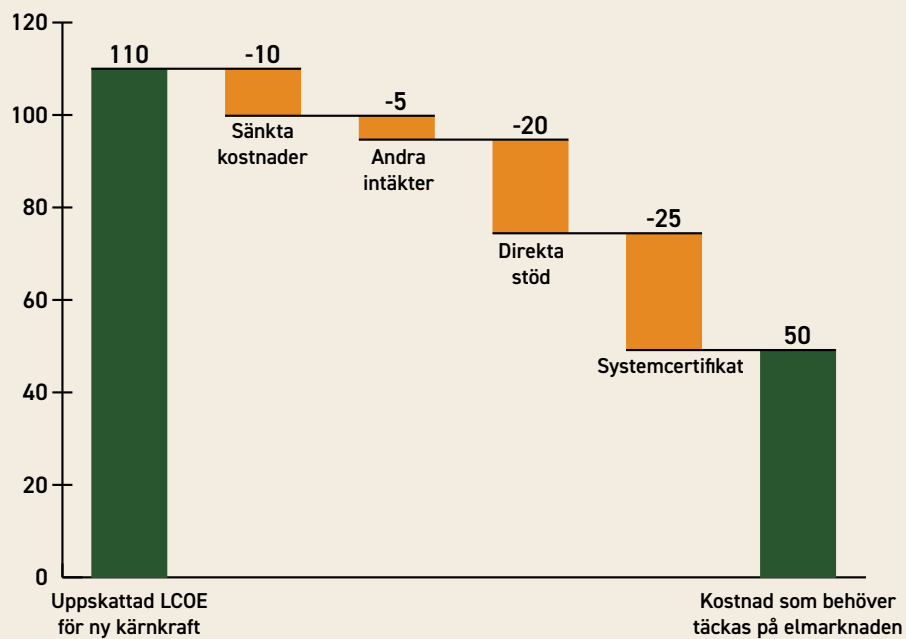
SÄNKTA KOSTNADER, NYA STÖD OCH EN NY MODELL

Tillsammans med sänkta kostnader, ökade intäkter samt ett särskilt stöd till den första eller de första reaktorerna kan systemcertifikat leverera kraftfulla incitament för investeringar

i ny kärnkraft och annan kraftproduktion för ett välfungerande kraftsystem. På detta sätt begränsas de totala kostnaden för både konsumentkollektivet och för skattebetalare. Den totala kostnaden per konsument blir några ören per kWh, beroende på hur systemcertifikaten finansieras.

Effekten av de olika åtgärderna illustreras i diagram 26 nedan.

Diagram 26. Vattenfallsdiagram för effekten av de olika åtgärderna på den slutliga produktionskostnad som behöver täckas av marknaden.



SLUTSATSER

Frågan om hur och om Sverige ska bygga ny kärnkraft är central – både politiskt och för att säkerställa landets klimatomställning och framtida konkurrenskraft.

Historiskt sett har Sverige, trots brist på erfarenhet, lyckats bygga flera reaktorer på rekordtid under politiskt turbulenta perioder. Till viss del liknar dagens förutsättningar de historiska, med omfattande politisk osäkerhet. Samtidigt skiljer sig dagens situation markant – det finns inte längre samma möjligheter till samverkan mellan staten och andra aktörer, inklusive finansvärlden, kraftverksägare och leverantörer, varav flera tidigare var statligt ägda. Även elmarknaden och förutsättningarna för statligt stöd skiljer sig åt.

Där det tidigare fanns få beslutsfattare och därmed behov av färre styrmedel, kräver dagens mångfald av beslutsfattare en annorlunda styrning och samverkan.

Det finns flera möjliga upplägg för hur stöd kan utformas, alla med sina fördelar och nackdelar. Oavsett vilket upplägg som väljs är det tydligt att någon form av stöd blir nödvändigt för att möjliggöra nybyggnation av kärnkraft i Sverige. Detta är essentiellt för ett välfungerande kraftsystem som kan stärka Sveriges framtida konkurrens-

kraft och bidra till en hållbar omställning.

Rapporten har presenterat en bakgrund till varför kärnkraft behövs, varför stöd till ny kärnkraft kommer vara nödvändigt samt grundläggande principer för hur ett sådant stöd bör utformas. Baserat på dessa principer föreslås en ny finansieringsmodell för kärnkraft som grundar sig på marknadsmässiga principer.

Denna modell för systemcertifikat bygger på tidigare erfarenheter av elcertifikat och från Nordel före avregleringen av elmarknaden. Modellens teknikneutrala utformning möjliggör introduktion av nya lösningar i framtiden.

För de första reaktorerna kommer det dessutom att vara nödvändigt med specifikt stöd. Det mest effektiva är en kombination av en reglerad intäktsram (RAB) under byggtiden och ett fastprisavtal (CfD) under driftsperioden. Detta bidrar till att minska projektrisk och marknadsrisk, samt politisk risk genom civilrättsliga avtal.

För aktörer som inte är statligt ägda, eller för samarbetsprojekt, kan kreditgarantier även vara aktuella för att minska politisk risk.

Timbro är Nordens främsta marknadsliberala tankesmedja. Sedan starten 1978 är uppdraget att långsiktigt bilda opinion för marknadsekonomi, fri företagsamhet, individuell frihet och ett öppet samhälle.