Kärnkraftens verkliga kostnad

MAGNUS HENREKSON
OCH MATS NILSSON

nr 7 2026 årgång 54

INLÄGG

I början på 1970-talet prognostiserades att det i USA år 2000 skulle finnas kärnkraftverk med en installerad effekt på 1 200 GW, vilket motsvarar ca 1 000 moderna kärnkraftsreaktorer. Sverige byggde tolv på lika många år; Frankrike hade som mest 59, Storbritannien 46 och Tyskland 36 reaktorer i drift.[1]

Olyckan på Three Mile Island 1979 (”Harrisburgolyckan”) satte effektivt stopp för fortsatt kärnkraftsutbyggnad i USA. I Sverige stoppade en folkomröstning fortsatt utbyggnad och beslutade att kärnkraften skulle vara avvecklad 2010. Det blev inte så, men hälften av reaktorerna har avvecklats i förtid. Olyckan i Fukushima 2011 fick Tyskland att helt avveckla kärnkraften. Storbritannien har stängt ner 37 av sina 46 reaktorer (World Nuclear Association 2025).

Då EU:s gröna giv lanserades 2020 sågs förnybar el som nyckeln till fossilfrihet 2050. Elen förväntades inte bara vara förnybar, förbrukningen skulle också öka med 160 procent. Kärnkraft ratades trots att den är fossilfri (Fahlén m fl 2026).

I början av 2022 tvärvände EU-kommissionen och i Sverige gick Tidöpartierna till val på att bygga ny kärnkraft i Sverige; 2023 blev det återigen lagligt att bygga ny kärnkraft. Kärnkraften sades nu vara en avgörande komponent i vägen till fossilfrihet 2050 medan avvecklingsbeslutet stämplades som ”ett strategiskt misstag” (Europeiska kommissionen 2026).

Kritikerna av denna omvändelse menar att ny kärnkraft är dyr jämfört med vind- och solkraft, som inte bara sägs vara billigare utan också förutspås ha en sjunkande produktionskostnad medan så inte sägs vara fallet för kärnkraft.[2] Ingen aktör sägs därför vilja bygga ny kärnkraft utan kraftiga subventioner.

Syftet med denna artikel är dels att kritiskt granska detta påstående och vilka faktorer som i så fall gör att man kommer fram till denna höga kostnad för kärnkraft, dels att granska bärigheten i påståendet att sol- och vindkraftsel inte bara är förnybara utan också billiga alternativ.

Regeringens utredning om risker och kostnader

Regeringens utredare (Dillén 2023) anger att för att det ska vara lönsamt att bygga ny kärnkraft i Sverige måste producenten garanteras ett pris på 80 öre/kWh i 40 år. Om marknadspriset ligger under 80 öre/kWh betalar staten mellanskillnaden, finansierat via elkunderna; om priset ligger över ska producenten betala tillbaka mellanskillnaden till staten. Med tanke på att utredaren i sitt grundscenario räknar med ett genomsnittligt elpris på 60 öre/kWh så handlar det om mycket stora subventioner till producenterna.

Denna höga kostnad uppstår trots att investeringen till 75 procent finansieras med statligt garanterade lån till låg ränta: statens finansieringskostnad till två år efter driftstart; därefter +0,25 procentenheter, med ett tak på fyra procent och en återbetalningstid på 40 år. Drift-

Magnus Henrekson är professor i nationalekonomi och senior forskare vid Institutet för Näringslivsforskning (IFN). Han forskar främst om entreprenörskapets ekonomi.
magnus.henrekson@ifn.se

Mats Nilsson är docent i miljöekonomi, Institutionen för samhällsvetenskaper, Södertörns högskola. Han forskar om elmarknadens funktion.
mats.a.nilsson@sh.se

Magnus Henrekson tackar Familjen Kamprads Stiftelse och Jan Wallander och Tom Hedelius stiftelse för finansiellt stöd.

[1] U.S. Atomic Energy Commission (1974) och Lantz (2023).

[2] Se t ex Sandén (2024). Han bedömer att ny kärnkraft kommer att kosta en till två kr per kWh medan ”kostnaderna i Sverige under perioden 2035–2040 i grova drag [landar] inom intervallen 20–30 öre/kWh för landbaserad vindkraft, 20–40 öre/kWh för solcellsparker och 30–50 öre/kWh för havsbaserad vindkraft.”

och underhållskostnaden är också satt till relativt låga 20,2 öre/kWh och byggtiden till sju år, vilket är klart kortare än byggtiden för nyligen färdigställda reaktorer i Europa. Den totala byggkostnaden antas bli 100 miljarder kr, vilket är i linje med byggkostnaden för den finska kärnreaktorn Olkiluoto 3 som driftsattes 2023. Beräkningen avser en reaktor på 1,25 GW med en kapacitetsfaktor på 0,89, vilket ger en årsproduktion på 9,8 TWh.

Utredningen har kritiserats för att mer eller mindre garantera att investerarna får en real avkastning på den del av finansieringen som är eget kapital. Denna antas vara 25 procent under byggfasen och kräva en real avkastning på 12,5 procent. Subventionen utgörs här av en nedsideförsäkring: om projektets värde efter driftstart ger för låg avkastning sänks låneräntan och/eller höjs lösenpriset. Kritiken gäller därför inte bara att staten ”lånar ut pengar”, utan att staten och elkunderna tar en stor del av bygg-, ränte- och elprisrisken medan ägarna i grundscenariot ändå beräknas få 12,5 procents real avkastning.

Baserat på historiska erfarenheter framstår den politiska risken som hög med tanke på att Sverige stängde ner kärnkraftverk som skulle fungerat bra i åtminstone 40 år till. Statligt garanterade lån är dock en effektiv mekanism för att säkerställa att kostnaden för politiskt bestämda förtida nedstängningar hamnar hos staten.

Varför har kärnkraften blivit så dyr och är det så överallt?

I USA har endast två nya reaktorer tagits i drift de senaste 30 åren. Det viktigaste skälet är att det blivit extremt dyrt att bygga nya kärnkraftverk i USA. Mellan 1971 och 1978 tillkom 70 grundläggande designkriterier och över 120 nya *regulatory guides*. Efter Harrisburgolyckan tillkom 371 nya krav som översattes till nästan 14 000 anläggningsspecifika åtgärdspunkter. De nya kraven påfördes också pågående bygg- och licensprocesser, vilket skapade omprojektering, förseningar, mer dokumentation, platsarbete och lägre produktivitet (Potter 2023; Eash-Gates m fl 2020).

Liknande kostnadsdrivande regelskärpningar har införts i Europa. I Sverige gick vi ännu längre. Efter Tjernobylolyckan 1986 infördes 6 § i Lag (1984:3) om kärnteknisk verksamhet, vilken föreskrev att ”[i]ngen får utarbeta konstruktionsritningar, beräkna kostnader, beställa utrustning eller vidta andra sådana förberedande åtgärder i syfte att inom landet uppföra en kärnkraftsreaktor.” För brott mot bestämmelsen stadgades fängelse med en straffsats motsvarande den som gäller för vållande till annans död. Bestämmelsen gällde till 2006.

Liu m fl (2025) jämför utvecklingen av byggkostnaderna för ny kärnkraft i USA, Europa och Kina. De skriver: ”Medan byggkostnaderna [i fasta priser] ökade kraftigt från 1960-talet till 2000-talet, de ungefärligen tiofaldigades i USA och nästan fördubblades i Frankrike, så halverades de i Kina i början av 2000-talet och har sedan dess förblivit i stort sett oförändrade” (s 1187). I Kina är byggtiden ca fem år medan den är ungefär det dubbla i flera västländer. Sydkorea lyckas också bygga ny kärnkraft till en kostnad och i en hastighet jämförbar med Kinas (ENEC 2024). Att både Kina och Sydkorea lyckats bygga kärnkraft betydligt billigare och snabbare än flera västländer tyder på att skillnaderna inte främst kan förklaras av tekniken i sig, utan av institutionella och organisatoriska faktorer.

Detta visar att kostnaden styrs av hur länder organiserar standardisering, leverantörskedjor, tillstånd och finansiering. Standardiserad utformning ger förutsägbarhet. När samma reaktortyp byggs flera gånger krävs färre speciallösningar, fel upptäcks tidigt och byggkostnaden sjunker.

Hur dyr kärnkraften blir avgör vi i hög grad själva

I det föregående avsnittet såg vi att medan den reala kostnaden för att bygga kärnkraft i väst ökat kraftigt sedan 1970-talet så har den halverats i Kina. Byggtiden är också ungefär hälften så lång. Den största kostnaden för kärnkraftsel är kapitalkostnaden. Hur hög den är beror på ett antal faktorer: total byggkostnad, byggtiden, finansieringskostnaden (skuldräntan och avkastningskravet på den egna kapitalinsatsen), avskrivningstid och förväntad livslängd.

I tabell 1 redovisar vi beräkningar för kostnaden för ny kärnkraft baserat på vilka antaganden som görs. Vi använder regeringens egen utredning som utgångspunkt. Där sätts kapitalkostnaden till fyra procent och byggkostnaden till 100 miljarder kr för en reaktor som producerar ca tio TWh per år. Återbetalningstiden sätts till 40 år (beräknad som en annuitet) och byggtiden antas (optimistiskt givet färska europeiska erfarenheter) bli sju år. Givet dagens regelverk antar vi i stället en byggtid på tio år. Vi landar då på en produktionskostnad på 80,9 öre per kWh, dvs nästan exakt på samma nivå som regeringen.

Det äldsta kärnkraftverket som fortfarande är i drift startades 1969 (Beznau 1 i Schweiz). Den reaktor på Three Mile Island som ej havererade startades 1974. Ägaren planerar nu en återstart och söker licensförlängning för att driva anläggningen åtminstone till 2054, dvs 80 år efter driftstart (World Nuclear News 2024). Mot den bakgrunden förefaller det rimligt att beräkna vad kostnaden skulle bli om återbetalningstiden förlängs till 80 år. Då blir den beräknade kostnaden 70,4 öre/kWh, dvs drygt tio öre lägre.

Som vi redan noterat är kapitalkostnaden den i särklass största kostnadsposten. Om vi i stället använder byggkostnader och byggtider i nivå med dem som uppnåtts i Kina och Sydkorea så halveras priset och byggtiden till 50 miljarder kronor respektive fem år. Elkostnaden blir då 47,6 öre/kWh vid en återbetalningstid på 40 år och 42,8 öre/kWh vid en återbetalningstid på 80 år. Med andra ord handlar det i det senare fallet om att elkostnaden näst intill halveras jämfört med Dilléns (2023) huvudscenario. Hela skillnaden utgörs av att kapitalkostnaden blir hela 63 procent lägre.

Billig, stabil och leveranssäker el är en central del av samhällets infrastruktur. Eftersom elsystemet möjliggör annan ekonomisk aktivitet är dess samhällsekonomiska värde större än de direkta intäkterna från elproduktionen. Staten har därför skäl att använda en lägre kalkylränta än privata investerare, eftersom den kan beakta bredare effekter på tillväxt, sysselsättning och skatteintäkter. Kalkylräntan har särskilt stor betydelse för kärnkraft, eftersom dess kostnad till så stor del består av kapitalkostnader. När anläggningen väl är byggd kan den producera stora mängder stabil el under mycket lång tid. Om kärnkraft kalkyleras som ett privat högriskprojekt framstår den som dyr. Om den betraktas som långlivad samhällsinfrastruktur, med låg finansieringskostnad och bred samhällsekonomisk nytta, förändras bilden radikalt.

Detta skulle kunna motivera en ännu lite lägre kapitalkostnad. Utifrån att statens upplåningskostnad på riktigt långa löptider under de senaste decennierna legat under tre procent kan det vara rimligt att även beräkna elkostnaden om finansieringskostnaden sätts till tre procent.

Elkostnaden blir då 58,2 öre/kWh vid den längre återbetalningstiden även i fallet med en byggtid på tio år och en byggkostnad på 100 miljarder kr, en minskning med 11,6 öre/kWh jämfört med om kapitalkostnaden är fyra procent. I fallet med halverad byggtid och

Byggkostnad mdr kr	Byggtid år	Årsprod TWh	Driftkostnad per kWh	Kapitalkostnad	Återbetalningstid 40 år	Återbetalningstid 80 år	Kapitalkostnad	Återbetalningstid 40 år	Återbetalningstid 80 år
100	10	10	20,2 öre	4 %	80,9	70,4	3 %	69,8	58,2
50	5	10	20,2 öre	4 %	47,6	42,8	3 %	43,2	37,8

Tabell 1 Kostnad i öre per kWh för ny kärnkraftsel beroende på centrala antaganden

Anm: Återbetalningen är beräknad som en annuitet (konstant årlig betalning).
Källa: Egna beräkningar.

byggkostnad hamnar elkostnaden på 37,8 öre/kWh. Givet den statliga utredningens antagande om ett genomsnittligt elpris på 60 öre så hamnar elkostnaden under den nivån även i det dyrare scenariot när kapitalkostnaden sätts till tre procent.

Med rimliga antaganden om byggkostnad, byggtid, ränta och återbetalningstid kan således kapitalkostnaden per kilowattimme variera kraftigt utan att något ändrats i den underliggande tekniken. Det är därför missvisande att tala om ”kärnkraftens pris” som om det vore ett entydigt tal.

Systemkostnaderna för olika kraftslag

Slutsatsen att kärnkraft är dyr, långsam och riskfylld och därför inte hör hemma i framtidens elsystem har byggt på antaganden om byggkostnad per installerad kilowatt, uppskattad byggtid, kapitalkostnad och avskrivningstid, vilket givit upphov till en uppskattad s k LCOE (*levelized cost of electricity*). Detta mått syftar till att slå ut ett kraftverks kostnader per producerad kWh över dess livslängd. Men som vi visat kan man med rimliga antaganden hamna varsomhelst i intervallet 38–81 öre/kWh. Den lägre siffran är ungefär densamma som den LCOE som brukar anges för landbaserad vindkraft och solkraft.

LCOE säger dock ingenting om *när* elen produceras, hur väl den matchar efterfrågan eller vilka följdkostnader som uppstår i form av nätutbyggnad, reservkapacitet, balansering, profilkostnader, stödtjänster och prisvolatilitet. Nyare analyser visar att dessa systemeffekter dominerar kostnadsbilden i system med hög andel väderberoende el (Henrekson och Nilsson 2026; Quantified Carbon 2025).

Slutsatser

Debatten om kärnkraftens kostnader förs alltför ofta som om det fanns ett entydigt svar på frågan vad kärnkraft ”kostar”. Vår genomgång visar att detta är missvisande. Kostnaden för ny kärnkraft är i hög grad ett resultat av institutionella val: hur tillståndsprocesser utformas, hur standardiserad tekniken är, hur byggprojekt organiseras, hur risk fördelas mellan stat och privata aktörer och till vilken kapitalkostnad projekten finansieras.

Den svenska utredningen om finansiering av ny kärnkraft illustrerar detta väl. Med en byggkostnad på 100 miljarder kr, en lång byggtid och ett relativt högt avkastningskrav hamnar kostnaden nära den nivå på 80 öre per kWh som ofta anförs som bevis för att ny kärnkraft är olönsam utan omfattande stöd. Men när centrala antaganden ändras – särskilt byggtid, byggkostnad, kapitalkostnad och återbetalningstid – förändras resultatet dramatiskt. Om byggkostnaden och byggtiden kan pressas ned mot nivåer som uppnåtts i Kina och Sydkorea faller kostnaden kraftigt. Om återbetalningstiden dessutom anpassas till reaktorernas möjliga livslängd blir skillnaden ännu större. Att räkna på

40 år när flera reaktorer i världen redan drivits betydligt längre, och när licensförlängningar mot 80 år diskuteras eller planeras, överskattar kostnaden per producerad kilowattimme.

I länder där fullt fungerande reaktorer har stängts i förtid av politiska skäl blir det naturligt att investerare kräver kompensation för den risken. Om staten först skapar osäkerhet genom ryckig energipolitik och därefter konstaterar att investeringar kräver garantier, är det den politiska trovärdigheten som är problemet. Statliga kreditgarantier, långsiktiga spelregler och tydliga tillståndsprocesser kan därför ses mindre som subventioner till en enskild teknik och mer som ett sätt att minska en risk som politiken själv har bidragit till att skapa.

Erfarenheterna från andra länder visar att det går att bygga kärnkraft snabbare och billigare än vad de senaste västeuropeiska projekten antyder. Kina har genom standardisering, upprepning och industriell kontinuitet lyckats hålla kostnader och byggtider nere. Sydkorea visar liknande möjligheter. Den avgörande lärdomen är att kärnkraft blir särskilt dyr när varje projekt behandlas som unikt, när regelverk ändras under byggtiden, när leverantörskedjor försvagas och när kompetens förloras mellan projekten. Om Sverige vill återetablera kärnkraft kan det därför inte ske genom enstaka prestigeprojekt; i stället krävs en industriell strategi: standardiserade reaktortyper, återkommande beställningar, stabila regler och en tydlig ansvarsfördelning.

Jämförelsen mellan kärn-, vind- och solkraft görs ofta på fel nivå. Väderberoende kraftslag kan ha låg produktionskostnad, men medför också kostnader för nät, balansering, reservkapacitet och prisvariationer. Alla kilowattimmar har därför inte samma värde. En planerbar kilowattimme har ett högre systemvärde än en som produceras när vädret tillåter. Även Energiforsk (2026) betonar att framtidens elsystem måste bedömas utifrån robusthet och systemegenskaper snarare än enbart utifrån produktionskostnader för enskilda tekniker.

Det är lika missvisande att hävda att kärnkraft alltid är för dyr, som att hävda att vind- och solel alltid är billig. Kostnaderna beror på institutioner, finansiering, byggförmåga och systemets sammansättning. Om Sverige bygger kärnkraft på det dyraste möjliga sättet – långsamt, osäkert, utan standardisering och med hög riskpremie – blir den dyr. Om vi däremot skapar långsiktiga spelregler, pressar kapitalkostnaden, lär av länder som byggt snabbt och standardiserat samt värderar planerbarhet korrekt, är ny kärnkraft ett konkurrenskraftigt inslag i ett fossilfritt elsystem.

REFERENSER

Dillén, M (2023), *Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft* (Fi 2023:F), Finansdepartementet, Stockholm.

Eash-Gates, P m fl (2020), ”Sources of Cost Overrun in Nuclear Power Plant Construction Call for a New Approach to Engineering Design”, *Joule*, vol 4, s 2348–2373.

ENEC (2024), ”Construction Program”, ENEC, Abu Dhabi, https://www.enec.ae/barakah-plant/construction-program.

Energiforsk (2026), *Så får industrin tillräckligt med el till 2045*, Rapport 2026:1199, Energiforsk, Stockholm.

Europeiska kommissionen (2026), ”Speech by President von der Leyen at the Nuclear Energy Summit”, Europeiska kommissionen, Bryssel.

Fahlén, P, M Henrekson och M Nilsson (2026), ”In Pursuit of the Green Transition – Electricity at Any Cost?”, i Henrekson, M, C Sandström och M Stenkula (red), *A Green Entrepreneurial State?*, Springer, Cham.

Henrekson, M och M Nilsson (2026), ”Låga produktionskostnader men allt högre elpriser – hur hänger det ihop?”, *Ekonomisk Debatt*, vol 54, nr 3, s 18–30.

Lantz, M (2023), ”Tyskland utan kärnkraft – ett bokslut ur klimat- och hälsoperspektiv”, Analysgruppen, Stockholm.

Liu, S, G He, M Qiu och D M Kammen (2025), ”China Reins in the Spiraling Construction Costs of Nuclear Power – What

Can Other Countries Learn?", *Nature*, vol 643, s 1186–1188.

Potter, B (2023), "Why Does Nuclear Power Plant Construction Cost So Much?", Institute for Progress, Washington DC.

Quantified Carbon (2025), "Understanding the Full System Costs of the Electricity Systems", FN:s ekonomiska kommission för Europa, Genève.

Sandén, B (2024), "Kostnadsutvecklingen för tre typer av elproduktion: Historiska trender och tankar om framtiden", underlag till SNS Konjunkturådsrapport, Chalmers tekniska högskola, Göteborg.

U.S. Atomic Energy Commission (1974), *Nuclear Power Growth 1974–2000*, Washington DC.

World Nuclear Association (2025), "Nuclear Development in the United Kingdom", London.

World Nuclear News (2024), "Constellation to Restart Three Mile Island Unit, Powering Microsoft", 20 september, 2024.