

## Promemoria

Finansiering och riskdelning vid  
investeringar i ny kärnkraft



# Förord

Regeringskansliet beslutade den 20 december 2023 att, så som sakkunnig, uppdra åt filosofie doktorn Mats Dillén att ta fram och lämna förslag på modeller för finansiering och riskdelning för nya kärnkraftreaktorer.

Som sekreterare i utredningen anställdes från och med den 15 januari 2024 filosofie doktorn Björn Carlén, departementssekreteraren Emil Martin och ämnesrådet Lotta Mellström, från och med den 5 februari 2024 teknologie doktorn Johan Nyström, från och med den 15 mars 2024 seniora analytikern Per Nyström samt från och med den 2 april 2024 juristen Ida Mohlander. Kansli-sekreterare Maria Neijnes har bistått utredningen med administrativt stöd.

Härmed överlämnas promemorian ”Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft”. Med detta är uppdraget slutfört.

Stockholm den 12 augusti 2024

Mats Dillén

/Björn Carlén  
Emil Martin  
Lotta Mellström  
Ida Mohlander  
Johan Nyström  
Per Nyström



# Innehåll

<b>Sammanfattning .....</b>	<b>11</b>
<b>Summary .....</b>	<b>19</b>
<b>1 Författningsförslag.....</b>	<b>29</b>
1.1 Förslag till lag om statligt stöd för finansiering av ny kärnkraft .....	29
<b>2 Utredningens uppdrag och arbete.....</b>	<b>31</b>
2.1 Utredningens uppdrag.....	31
2.2 Avgränsningar .....	31
2.3 Utredningsarbetet.....	32
<b>3 Utredningens disposition.....</b>	<b>35</b>
<b>4 Den svenska elmarknaden .....</b>	<b>37</b>
4.1 Inledning.....	37
4.2 Uppbyggnaden av det svenska elsystemet .....	37
4.2.1 Utbyggnaden av elproduktionen fram till 1970 ....	37
4.2.2 Utbyggnaden av kärnkraften .....	39
4.2.3 Utbyggnaden av ny förnybar elproduktion .....	45
4.3 EU:s system för handel med utsläppsrätter .....	48
4.4 Utbyggnaden av kraftnätet.....	49
4.5 Elområden .....	50
4.6 Den europeiska elbörsen .....	53

4.6.1	Dagen före-marknaden.....	53
4.6.2	Intradagsmarknaden .....	59
4.6.3	Slutkundsmarknaden .....	59
4.6.4	De finansiella marknaderna .....	59
4.7	Svenska kraftnäts systemansvar och tariffer .....	60
4.7.1	Resursbrist.....	61
4.7.2	Balansmarknaderna .....	63
4.7.3	Hantering av flaskhalsar i kraftnätet.....	65
4.8	Omställning mot en hållbar energimarknad .....	72
4.9	Sammanfattning.....	76
<b>5</b>	<b>Kostnader, finansiering och intäkter .....</b>	<b>79</b>
5.1	Inledning.....	79
5.2	Kostnader.....	79
5.2.1	Konstruktionskostnader.....	80
5.2.2	Driftskostnader .....	85
5.2.3	Finansieringskostnader.....	88
5.3	Intäkter.....	94
5.4	Slutsats .....	99
<b>6</b>	<b>Samhällsekonomisk analys .....</b>	<b>101</b>
6.1	Inledning.....	101
6.2	Finansiering av kärnkraft .....	102
6.2.1	Projektets finansieringskostnad.....	102
6.2.2	Statlig finansiering.....	104
6.2.3	Riskdelning för att sänka ägarnas avkastningskrav .....	105
6.3	Läroeffekter och kunskapsläckage av kärnkraftsinvesteringar .....	107
6.4	Elsystemets prissignaler .....	108
6.4.1	Elbörsen.....	109
6.4.2	Systemtjänster .....	111
6.4.3	Koordineringsbehov .....	113

6.5	Klimatpolitikens ambitioner .....	115
6.6	Avslutande kommentarer .....	118
<b>7</b>	<b>Rättsliga förutsättningar vid statlig finansiering av ny kärnkraft.....</b>	<b>121</b>
7.1	Inledning.....	121
7.2	Statligt stöd .....	121
7.2.1	Allmänt.....	121
7.2.2	Förbudet mot statligt stöd.....	122
7.2.3	Undantag från förbudet mot statligt stöd .....	124
7.2.4	Anmälningssplikt och kommissionens granskning av stöd.....	126
7.3	Gällande bestämmelser på kärnenergiområdet .....	127
7.3.1	Allmänt.....	127
7.3.2	Den EU-gemensamma miljö- och energipolitiken .....	128
7.3.3	Europeiska atomenergigemenskapen .....	130
7.3.4	Den svenska lagstiftningen på kärnenergiområdet .....	131
<b>8</b>	<b>Modeller för finansiering och riskdelning.....</b>	<b>135</b>
8.1	Inledning.....	135
8.2	Storbritannien – differenskontrakt .....	136
8.2.1	Hinkley Point C .....	138
8.3	Storbritannien – Regulated Asset Base (RAB) .....	142
8.3.1	RAB-modellen för Sizewell C .....	143
8.3.2	Elproducentens tillåtna intäkt för Sizewell C.....	144
8.3.3	Riskdelning vid kostnadsöverskridanden.....	146
8.3.4	Övervakningskostnader i RAB-modellen.....	148
8.4	Tjeckien – statliga lån och prissäkringsavtal.....	148
8.4.1	Tjeckiens anmälan om statsstöd .....	149
8.4.2	Kommissionens preliminära bedömning av Tjeckiens anmälan .....	152
8.4.3	Kommissionens godkännande av Tjeckiens modell.....	153

8.5	Finland – Mankalamodellen.....	154
8.5.1	Mankalamodellen för kärnkraft – Olkiluoto 3....	155
8.6	Polen – saminvestering mellan statligt och privat bolag ....	156
8.7	Frankrike – helägt statligt bolag.....	157
8.8	Ungern – mellanstatliga lån .....	158
8.9	USA.....	159
8.10	Kanada.....	160
8.11	Sammanfattning och slutsatser.....	162
<b>9</b>	<b>Svensk modell för finansiering och riskdelning.....</b>	<b>165</b>
9.1	Inledning.....	165
9.2	Kriterier för modellval.....	166
9.3	Övergripande beskrivning av modellen .....	167
9.3.1	Modellens tre komponenter.....	167
9.3.2	Hur risker hanteras av modellen.....	168
9.4	Programmets omfattning m.m. ....	172
9.4.1	Programmets omfattning .....	172
9.4.2	Reglering av förslaget program samt prövning av ansökan om stöd.....	173
9.5	Finansieringsmodellens olika delar.....	180
9.5.1	Statliga lån.....	180
9.5.2	Prissäkringsavtal.....	189
9.5.3	Risk- och vinstdelningsmekanism.....	199
9.6	Parametersättning.....	215
9.6.1	Beräkningsmodell för parametersättning .....	216
9.6.2	Antaganden i referensscenariot.....	217
9.6.3	Parametersättning för statliga lån .....	229
9.6.4	Parametersättning för differenskontrakt.....	232
9.6.5	Parametersättning för risk- och vinstdelning.....	240
<b>10</b>	<b>Konsekvensanalys.....</b>	<b>245</b>
10.1	Inledning.....	245



10.2	Effekter på de offentliga finanserna.....	245
10.2.1	Offentlig eller privat verksamhet?.....	246
10.2.2	Beräkningar av effekterna på de offentliga finanserna .....	250
10.2.3	Effekter när investeringarna klassas som privata.....	252
10.2.4	Effekter när investeringarna klassas som offentliga .....	256
10.2.5	Konsekvenser för statens budget .....	260
10.3	Effekter på elsystemets kostnader .....	260
10.3.1	Kostnader för systemdrift.....	264
10.3.2	Kostnader för utbyggd flexibilitet.....	265
10.3.3	Kostnader för nät.....	266
10.3.4	Sammantagen effekt på elsystemets kostnader....	266
10.4	Elpriserna.....	267
10.4.1	Spotpriset .....	267
10.4.2	Elkostnaden för slutkund .....	269
10.5	Effekter för näringslivet .....	270
10.5.1	Sysselsättningseffekter .....	271
10.6	Effekter för hushåll.....	273
10.7	Effekter för andra kraftslag .....	274
10.7.1	Effekter på lönsamheten för livstidsförlängning av befintlig kärnkraft.....	274
10.7.2	Effekter på lönsamheten för investeringar i vindkraft.....	276
10.8	Effekter för offentlig sektor.....	277
<b>11</b>	<b>Författningskommentarer .....</b>	<b>279</b>
11.1	Förslaget till lag om statligt stöd för finansiering av investeringar i ny kärnkraft .....	279
	<b>Referenser .....</b>	<b>283</b>
Bilaga 1	Uppdragsbeskrivning .....	293



# Sammanfattning

## Uppdraget

Utredningens uppdrag är enligt direktiven att lämna förslag på modeller för finansiering och riskdelning för nya kärnkraftreaktorer, så att elmarknadens aktörer i konkurrens har möjlighet att bygga ny kärnkraft. Modellen ska utformas så att kärnkraft med en total effekt om minst 2 500 MW, motsvarande effekten av två storskaliga reaktorer, ska finnas på plats senast 2035.

I utformningen av en finansierings- och riskdelningsmodell ska utredningen beskriva och analysera modeller som använts i andra länder med fokus på Europa. Förslagen ska utformas så att de är förenliga med gällande regler om statsstöd och konkurrens. Vidare ska utredningen lämna nödvändiga författningsförslag.

Vad gäller direktivets instruktioner om att föreslå en tids- och aktivitetsplan för implementering av modellen, samt att belysa andra åtgärder som kan sänka kostnader och korta tillstånds- och byggprocesser, bedöms att dessa bäst hanteras inom ramen för andra utredningar som regeringen tillsatt på området.

## Lag om statligt stöd för finansiering av ny kärnkraft

Utredningens förslag innebär att statligt stöd ges till företag för investeringar i ny kärnkraft efter ett ansökningsförfarande. En ny lag föreslås reglera förutsättningarna att ta del av stöd, stödformerna samt vad en ansökan ska innehålla. Lagen föreslås träda i kraft den 6 maj 2025.

## **Stora osäkerheter leder till höga riskpremier**

Kärnkraftsprojekt kännetecknas av höga konstruktionskostnader och långa byggtider. Ett kärnkraftsprojekts kassaflöden ger därför upphov till ett stort finansieringsbehov för att överbrygga tidsförskjutningen mellan kostnader och intäkter. Vidare är kärnkraftsinvesteringar förknippade med flera risker, där utredningen bedömer konstruktionsrisker, marknadsrisker samt politiska och regulatoriska risker som särskilt viktiga. Osäkerhet kring möjligheten att realisera skalfördelar, så kallad programrisk, bedöms också vara en viktig del av riskbilden.

En potentiell investerare i ny kärnkraft baserar sitt investeringsbeslut på en bedömning av projektets förväntade kassaflöden och osäkerheterna kring dessa. Kostnader och intäkter över de långa tidshorisonter som ett kärnkraftsprojekt stäcker sig är svårprognostiserade av flera skäl. Senast en ny reaktor färdigställdes i Sverige var 1985 vilket innebär att skattningar av kostnader i hög grad behöver baseras på projekt i andra länder. Flera sentida kärnkraftsprojekt har upplevt stora tids- och kostnadsöverskridanden även om det finns exempel på lyckosamma projekt, i synnerhet då flera reaktorer av samma design byggts i serie. Informationsvärdet i tidigare projektutfall är dock begränsat - dels till följd av bristande jämförbarhet med andra länders regulativa miljö, dels för att prisutvecklingen på kärnkraftens insatsvaror ökat på senare tid. Även på intäktssidan finns osäkerheter kring framtida efterfrågan och pris på el. Detta innebär att beslut om investeringar i ny kärnkraft baseras på osäkra kalkyler av intäkter och kostnader.

Av ovan nämnda skäl kräver investerare i ny kärnkraft en betydande riskpremie som i praktiken omöjliggör investeringar i kärnkraftsprojekt på kommersiella villkor. För att få till stånd ny kärnkraft krävs därför en modell för finansiering och riskdelning.

## **Marknadsmislyckanden motiverar stöd till ny kärnkraft**

Utredningens utgångspunkt är att i en väl fungerande marknadsekonomi, där priserna avspeglar alla relevanta samhällliga värden, kan företag antas fatta beslut som är välavvägda inte bara ur deras egna perspektiv utan även ur samhällets perspektiv. Utredningen identifierar flera förhållande som gör att det uppstår en diskrepans

mellan den företagsekonomiska investeringskalkylen för ny kärnkraft och den samhällsekonomiska motsvarigheten. Det bedöms finnas effektivitetsskäl för staten att stödja investeringar i kärnkraft, bland annat därför att:

- Finansmarknaden inte förmår att effektivt prissätta och allokera riskerna förknippade med kärnkraftsinvesteringar.
- Den som investerar i ny kärnkraft inte vid tillfället för investeringsbeslut kan teckna långsiktiga prissäkringsavtal till rimliga villkor.
- Kärnkraftsinvesteringar kan generera läroeffekter med åtföljande kunskapsläckage.
- Kärnkraft bidrar med systemnyttor avseende spänningshållning, frekvensstabilitet och marknadstilldelad överföringskapacitet mellan elområden som idag inte prissätts.
- Det är osäkert om regeringens planeringsmål för elsystemet kan nås genom enbart en utbyggnad av vindkraft och om ett sådant väderberoende elsystem kan driftsäkras och balanseras till rimliga kostnader.

## **Lärdomar från andra länders finansieringsmodeller**

Endast ett fåtal kärnkraftsprojekt har genomförts i Europa under de senaste årtiondena och tids- och kostnadsöverskridande för flera av dessa projekt har varit stora. För att få till stånd investeringar i ny kärnkraft har olika modeller använts för att allokera risker mellan elproducenter, elkonsumenter och staten. Efter att ha studerat andra, framför allt europeiska, länders finansierings- och riskdelningsmodeller drar utredningen följande slutsatser:

- Modeller som allokera större delen av finansieringen och riskerna till elproducenten ger starka incitament att bygga kostnadseffektivt men det kommer med en hög kapitalkostnad.
- Trenden är att europeiska stater bär alltmer risk i kärnkraftsprojekt för att sänka kapitalkostnaden och få till stånd investeringar i ny kärnkraft.

- Statlig involvering i kärnkraftsprojekt kommer med en kostnad för övervakning och kontroll. Modellerna som använts i Europa skiljer sig i hur mycket vikt som läggs vid övervakning och kontroll respektive vid ekonomiska incitament för att uppnå effektivitet i projekten.
- I valet av finansierings- och riskdelningsmodell kan det finnas ett värde i att nyttja stödformer som redan har godkänts av den Europeiska kommissionen för en snabbare statsstödsprövning.

## **Svensk modell för finansiering och riskdelning**

Det är cirka 40 år sedan det senaste kärnkraftverket byggdes i Sverige. De första nya reaktorerna som byggs i Sverige kan förväntas bli förhållandevis dyra eftersom aktuell erfarenhet saknas och nya logistikkedjor måste byggas upp. Modellen är därför avsedd för att finansiera ett program motsvarande 4 000–6 000 MW installerad effekt, motsvarande ca fyra storskaliga reaktorer. Därefter kan det förväntas att såväl kostnader som risker för att bygga ny kärnkraft har minskat och därmed också behovet av statligt stöd.

### **Kriterier för modellval**

Flera utgångspunkter har varit styrande för utredningens modellval. Den föreslagna modellen syftar till att:

- Ge en låg kostnad att producera el i förhållande till investeringskostnaden för ny kärnkraft.
- Säkerställa starka drivkrafter för att genomföra kärnkraftsprojektet på ett kostnadseffektivt sätt under konstruktionsfasen samt att bevara incitamenten att svara mot marknadens prissignaler under driftsfasen.
- Utforma stödåtgärder som har en koppling till de marknadsmisslyckanden som har identifierats.
- Ge en tillräckligt hög förväntad avkastning för att privata aktörer ska vara villiga att finansiera ny kärnkraft.
- Bedömas kunna godkännas i en statsstödsprövning.

## Modellens tre komponenter

Finansierings- och riskdelningsmodellen innehåller tre komponenter som adresserar de viktigaste identifierade riskerna i ett kärnkraftsprojekt. Tillsammans verkar de för att sänka kapitalkostnaden i syfte att få till stånd nya investeringar i kärnkraft till en låg kostnad.

### Statlig lånefinansiering

Statliga lån ställs ut av Riksgäldskontoret för att finansiera investeringar i ny kärnkraft vilket sänker kapitalkostnaden. Dels möjliggörs en kapitalstruktur med en högre andel lånat kapital än vad som kan erhållas på marknadsvillkor under konstruktionsfasen, dels kan staten erbjuda en lägre ränta än marknaden. När kärnkraftverket driftsätts har osäkerheten kring projektet minskat vilket möjliggör marknadsfinansiering till betydligt bättre villkor än under konstruktionsfasen. Räntan på de statliga lånen höjs successivt under driftsfasen för att ge incitament att ersätta de statliga lånen med marknadsfinansiering.

### Prissäkringsavtal

Ett prissäkringsavtal av typen dubbelriktat differenskontrakt upprättas mellan staten och kärnkraftsproducenten. Differenskontraktet utformas för att så långt som möjligt bevara marknadsincitament. För perioder då marknadspriset på el är lägre än det avtalade lösenpriset uppstår en kostnad för staten, som finansieras med en skatt proportionerlig mot elkonsumention och omfattar hela elkundskollektivet. I de fall marknadspriset är högre än lösenpriset kommer staten att erhålla intäkter från differenskontraktet som kan föras vidare till elkonsumenten.

### Risk- och vinstdelning

Den tredje komponenten är en risk- och vinstdelningsmekanism som ger projektägaren en lägsta avkastning på sin investering. Därutöver delas projektets vinster i de bästa utfallen med staten och

elkonsumenterna. Mekanismen aktiveras baserat på resultatet av en marknadsvärdering av projektet efter att kärnkraftverket tagits i drift. Om det visar sig att avkastningen i projektet varit väsentligt bättre eller sämre än förväntat anpassas villkoren temporärt för de statliga lånen och differenskontraktet. Ett golv respektive tak för avkastningen på eget kapital under konstruktionsfasen avgör om villkoren ska göras mer förmånliga eller stramas åt. Risk- och vinstdelningsmekanismen är aktiv till dess att värdet av eget kapital i projektet ligger mellan golvet och taket. Därefter står projektet på egna ben med förväntan om en marknadsmässig avkastning.

### **Parametersättning**

Finansierings- och riskdelningsmodellen innehåller flera parametrar som behöver bestämmas och regleras i civilrättsliga avtal mellan staten och projektägarna. Det finns betydande osäkerheter kring kostnaderna för ny kärnkraft. Utredningens föreslagna parametervärden ska därför ses som en bedömning av rimliga riktvärden givet den information utredningen haft att tillgå.

Ytterst kommer parametervärdena att avgöras genom förhandlingar mellan staten och investerare i ny kärnkraft, då mer precisa kostnadsestimat bör finnas att tillgå baserade på anbud från utvalda leverantörer. Därtill kommer både modellens utformning och parametervärden att behöva motiveras i en framtida statsstödsprövning.

### **Konsekvenser av utredningens förslag**

I linje med direktiven fokuserar utredningens konsekvensanalys på hur modellen påverkar de offentliga finanserna, elmarknaden och elkonsumenterna. Analysen av elmarknaden bygger i huvudsak på tidigare genomförda studier och scenarioanalyser.

### **Statsskulden ökar temporärt men förväntas bli lägre på lång sikt**

I konsekvensanalysen görs beräkningar av hur de offentliga finanserna påverkas av ett kärnkraftsprogram om 5 000 MW



installerad effekt, motsvarande cirka fyra storskaliga reaktorer. Om inga kostnadsöverskridanden sker beräknas statsskulden som mest att öka med knappt 300 miljarder kronor i 2023 års priser. På sikt bedöms programmet att leda till en något lägre statsskuld. Detta beror på att staten under driftsfasen gradvis höjer räntan på de statliga lånen och att de statliga lånen då ersätts med privata lån. Om programmet fördras med 50 procent bedöms statsskulden öka med som mest knappt 450 miljarder kronor i 2023 års priser. I detta fall blir statsskulden på lång sikt något högre.

Hur den offentliga sektorns finansiella sparande påverkas beror på om kärnkraftsprojekt med statligt stöd klassificeras till privat eller offentlig sektor. Om projekten klassificeras i offentlig sektor kommer byggkostnaderna att betraktas som offentliga utgifter, vilket leder till en betydande försvagning av det finansiella sparandet under byggåren.

## **Ny kärnkraft bidrar till mindre volatila elpriser**

Baserat på en genomgång av studier som simulerar den framtida prisutvecklingen i olika scenarier konstateras att det är svårt att avgöra den långsiktiga effekten av ny kärnkraft på elpriserna jämfört med ett mer vindkraftsdominerat elsystem. Däremot pekar studierna entydigt på att ny kärnkraft ger lägre prisvolatilitet.

## **Effekterna på elsystemets kostnad är svårbedömd**

Utredningen bedömer att kärnkraftens sammanlagda systemnytta, relativt vindkraft, kan vara stor. Kostnaderna för nätutbyggnad, systemdrift och flexibilitet blir högre i en framtid, där elproduktionen är betydligt högre än idag, med ett vindkraftsdominerat elsystem än i ett system där även kärnkraften byggts ut. Samtidigt är produktionskostnaden för kärnkraft högre än för landbaserad vindkraft. Det är därför svårt att dra någon entydig slutsats om kärnkraftinvesteringars påverkan på elsystemets samlade samhälls-ekonomiska kostnad. Utredningen menar emellertid att valet handlar om att väga olika risker mot varandra. Med en kärnkraftsutbyggnad undviks en del av riskerna för att det skulle visa sig vara mycket kostsamt att balansera och drifva ett helt förnybart system.

Detta bör vägas mot risken för att kärnkraftsutbyggnaden blir dyrare än förväntat.

### **Påverkan på lönsamheten i andra kraftinvesteringar**

Utredningen bedömer risken för att den föreslagna modellen ska tränga undan livstidsförlängningar av befintlig kärnkraft som liten, givet sådana projekts väsentligt lägre investeringskostnad och projektrisk jämfört med ny kärnkraft. Vad gäller vindkraft är analysen mer komplicerad. Ny kärnkraft ger upphov till två motverkande effekter på det pris som vindkraften får för den el de säljer. Ett ökat utbud av el leder till att det genomsnittliga elpriset blir lägre. Men mer kärnkraftsel leder också till en lägre prisvolatilitet, vilket gynnar vindkraften. Den sammantagna effekten på vindkraftens lönsamhet är därför oklar och beror bland annat på kostnaden för de flexibilitetsresurser som krävs för att balansera elsystemet.

### **Effekter för näringslivet och hushållen**

Utredningens förslag är att alla elkunder är med och finansierar prissäkringsavtalet för ny kärnkraft. Elkundernas kostnad för att finansiera prissäkringsavtalet väntas uppgå till knappt 2 öre per kWh. Samtidigt bedöms en utbyggnad av kärnkraft leda till ett mindre volatilt elpris, vilket ger lägre premier för elprissäkring, samt även till lägre kostnader för systemdrift och nätutbyggnad för ett elsystem som svarar upp mot elektrifieringen av industrin och transportsystemet. Den sammantagna effekten på företagens och hushållens elkostnader är därmed svårbedömd.

# Summary

## **The Investigation**

In accordance with its directive, the Investigation has been tasked with proposing one or more financing and risk sharing models for new nuclear power reactors. These models will enable actors to, through a competitive process in the electricity market, build new nuclear power. The model should be designed so that nuclear power with a total capacity of at least 2,500 MW, equivalent to the capacity of two large-scale reactors, will be in place by 2035 at the latest.

In designing the financing and risk sharing model, the investigation should describe and analyse models that have been used in other countries, mainly focusing on Europe. The proposal must be compatible with current rules on state aid and competition. Furthermore, the investigation shall submit necessary legislative proposals.

Regarding the directive's instructions to propose a timeline and activity plan for implementing the model, as well as highlighting other measures that could reduce costs and shorten permitting and construction processes, the investigation has concluded that these tasks are best handled by other investigations that have been initiated by government.

## **Act on state support for financing new nuclear power**

The Investigation proposes that state support can be given for investments in new nuclear power reactors following an application procedure. A new legislative act should regulate conditions for receiving the support, the support measures, and what an application must contain. The act is proposed to enter into force by May 6, 2025.

## **High level of uncertainty lead to high risk premiums**

Nuclear power projects are characterized by high construction costs and long construction times. The cash flows associated with a nuclear power project therefore give rise to a large financing gap to bridge the time lag between expenditures and incomes. Furthermore, nuclear power investments are associated with several risks, of which the investigation assesses construction, market, and political and regulatory risks as particularly significant. Uncertainty about realizing economies of scale with the construction of several successive reactors, so-called program risk, is also considered to be an important factor.

An investment decision in new nuclear power is based on an assessment of the project's expected cash flows and the uncertainties surrounding them. Costs and revenues over the long horizons of a nuclear power project are difficult to forecast for several reasons. The last nuclear reactor in Sweden was completed in 1985, meaning that cost estimates to a large extent have to be based on projects in other countries. Several recent nuclear power projects have experienced large schedule and cost overruns, although there are examples of successful projects, especially when several reactors of the same design were built in series. However, the informational value of previous project outcomes is limited - partly due to a lack of comparability between different countries' regulatory environment, partly because the prices of input goods used in nuclear projects have increased in recent years. On the revenue side there is uncertainty about future demand and the price of electricity. This means that decisions about investments in new nuclear power are based on uncertain estimates of both revenues and costs.

For these reasons, investors in new nuclear power demand a significant risk premium, which in practice makes investment in nuclear power projects on commercial terms impossible. A model for financing and risk sharing is therefore required to facilitate investments in new nuclear power.

## **Market failures justify support for new nuclear power**

In a well-functioning market economy, where prices reflect all relevant societal values, companies can be assumed to make

decisions that are well-balanced not only from their own perspective but also from society's perspective. The investigation has identified conditions which give rise to a discrepancy between a private investor's business case for new nuclear power and the socio-economic equivalent. It is concluded that efficiency reasons give a rationale for the state to support investments in nuclear power. More specifically some of the reasons are the following:

- The financial market is unable to efficiently calculate and allocate the risks associated with nuclear power investments.
- Investors in new nuclear power cannot sign long-term price hedging agreements on reasonable terms at the time of the investment decision.
- Investments in new nuclear power can generate learning effects with accompanying knowledge spillovers.
- Nuclear reactors provide value to the electricity system in terms of voltage support, frequency stability and market-allocated transmission capacity between electricity areas that is not currently reflected in market prices.
- It is uncertain whether the government's energy policy goals can be reached solely through an expansion of wind power and whether a heavily weather-dependent electricity system can be balanced at a reasonable cost.

## **Lessons learned from other countries**

Few European nuclear power projects have been completed in recent decades, of which many have experienced significant cost and schedule overruns. Various financing and risk sharing schemes have been used to enable investments in new nuclear by allocating risks between electricity producers, electricity consumers, and the state. By analysing the financing models used in other countries, with a focus on European projects, the investigation concludes that:

- Models that allocate most of the risks to the electricity producer provide strong incentives for cost-efficiency but comes with a high capital cost.

- The trend is for European states to bear more risk in nuclear power projects to reduce the cost of capital and enable investments in new nuclear power.
- Government involvement in nuclear power projects comes with a cost of monitoring. Models that have been used in Europe differ in how much emphasis is placed on monitoring versus economic incentives for project efficiency.
- In designing a financing and risk sharing model, there are potential benefits in using forms of support that have already been approved by the European Commission, for a more efficient state aid assessment process.

## **Swedish model for financing and risk sharing**

It is about 40 years since the last nuclear power plant was built in Sweden. The first new reactors are expected to be relatively expensive due to the lack of current experience and the need to build up supply chains. The model is intended to finance a nuclear program of 4 000–6 000 MW, corresponding to about four large-scale reactors. After that, it is expected that the costs and risks associated with building new nuclear will decrease, and with that the need for government support.

### **Model criteria**

Several criteria have guided the model choice. The proposed model aims to:

- Provide electricity production at a low cost in relation to the investment cost of new nuclear power.
- Ensure that there are strong incentives for cost-efficiency during the construction phase and to preserve incentives to respond to market price signals during the operational phase.
- Design support measures that address identified market failures.

- Provide a sufficient expected return for private actors to be willing to invest in new nuclear power.
- Live up to the criteria outlined for state aid approval.

### **The three components of the model**

The financing and risk sharing model consists of three main components that address key risks in a nuclear power project. Together, they lead to a lower cost of capital that facilitates new investments in nuclear power at a low cost.

#### **State loans**

State loans are issued by the National Debt Office to finance investments in new nuclear power, which lowers the cost of capital. State loans enable a higher debt-to-equity ratio during the construction phase than can be obtained on market terms, and at a lower interest rate than the market would have provided. When the nuclear power plant enters the operational phase, the uncertainty surrounding the project decreases, which enables market financing on significantly better terms than during the less certain construction phase. The interest rate on the state loans is gradually raised during the operating phase to provide an incentive to replace the state loans with market financing.

#### **A price hedging agreement**

A two-way contract for difference is signed between the state and the nuclear power producer. The contract for difference is designed to preserve market incentives. For periods when the market price of electricity is lower than the agreed strike price, a cost arises for the state, which is financed with a tax proportional to electricity consumption, paid by all electricity customers. In cases where the market price is higher than the strike price, the state will receive income from the contract for difference which can be passed on to the electricity consumer.

## **Risk and gain-share mechanism**

The third component is a risk and gain-share mechanism that gives investors a minimum return on equity. Conversely, in the best outcomes, profits are shared with the state and electricity consumers. The mechanism is activated based on the result of a market valuation of the project after the nuclear power plant has entered the operational phase. If it turns out that the project's return on equity during the construction phase has been significantly better or worse than expected, the conditions for the state loans and the contract for difference are temporarily adjusted. A floor and ceiling for the return on equity during the construction phase determines whether the conditions should be made more favourable or less favourable. The risk and gain-share mechanism is active until the value of equity in the project is restored to a level between the floor and ceiling value. After that, the project is left on its own with the expectation of earning a market return.

## **Setting the model parameters**

The financing and risk sharing model contains several parameters that need to be determined and regulated in civil law agreements between the state and the project owners. There are significant uncertainties surrounding the costs of new nuclear power. Considering these uncertainties, the investigation's proposed parameters should be seen as an assessment of reasonable values given the information available to the investigation.

Ultimately, the parameters will be decided through negotiations between the state and investors in new nuclear power. At that time more precise cost estimates should be available based on tenders from selected suppliers. Moreover, both model design and parameter values will need to be justified in a future state aid assessment.

## **Consequences of the proposal**

In line with the directives, the investigation's impact analysis focuses on the consequences for public finances, the electricity markets and



electricity consumers. The analysis is mainly based on previous studies and scenario analyses.

### **Temporary increase of public debt**

The impact analysis calculates how public finances are affected by a nuclear power program of 5,000 MW of installed power, corresponding to approximately four large-scale reactors. If no cost overruns occur, public debt is estimated to increase by about SEK 300 billion in 2023 prices. In the long term, the program is estimated to lead to a somewhat lower public debt. This is a result of gradual increase of interest rates on the state loans during the operating phase and that the state loans are expected to be refinanced with private loans. In a scenario with 50 percent cost overruns, the public debt is estimated to increase by around SEK 450 billion in 2023 prices. In this case, the public debt will be somewhat higher in the long term.

The effect to the public sector's financial savings depends on whether nuclear power projects with government support are classified as private or public. If the projects are classified in the public sector, the construction costs will be considered as public expenditure, leading to a significant weakening of financial savings during the construction phase.

### **Nuclear power contributes to less volatile electricity prices**

Based on a review of studies that simulate the future price development in various scenarios, the investigation concludes that it is difficult to determine the long-term effect of new nuclear power on electricity prices, compared to an electricity system more dominated by wind power. However, the studies clearly point to new nuclear power providing a lower price volatility.

### **Difficult to assess effects on system costs from new nuclear**

The investigation assesses that the value of adding new nuclear power to the electricity system, relative to wind power, can be

significant. The costs for network expansion, system operation and flexibility will be higher with a wind power-dominated electricity system compared to a system where nuclear power has also been expanded, in a future where electricity production is significantly higher than today. At the same time, the production cost of nuclear power is higher than that of onshore wind power. It is therefore difficult to draw any unequivocal conclusion about the impact of nuclear power investments on the total economic cost of the electricity system. According to the investigation, there is a necessary trade-off between different risks. An expansion of nuclear power mitigates the risks of a scenario where it turns out to be very costly to balance and operate a completely renewable system. This should be weighed against the risk that the cost of new nuclear power is higher than expected.

### **The impact of nuclear power on investments in other energy sources**

The investigation assesses the risks that the proposed model will displace lifetime extensions of existing nuclear power as low, given the significantly lower investment cost and project risk of such projects compared to new nuclear power. In the case of wind power, the analysis is more complex. New nuclear power gives rise to two countervailing effects on the revenue of wind power. An increased supply of electricity leads to a lower average electricity price. On the other hand, more nuclear electricity also leads to lower price volatility which favours wind power. The overall effect on wind power's profitability is therefore unclear and depends, among other things, on the cost of the flexibility resources required to balance the electricity system.

### **Consequences for businesses and households**

The investigation proposes that the contract for difference for new nuclear is financed by all electricity customers. The cost is expected to amount to under 0,02 SEK/kWh. An expansion of nuclear power is assessed to result in less volatile electricity prices, which gives lower premiums for electricity price hedging, as well as lower costs

for system operation and network expansion for an electricity system that can handle the electrification of industries and the transport system. The combined effect the electricity costs for businesses and households is therefore difficult to determine.



# 1 Författningsförslag

## 1.1 Förslag till lag om statligt stöd för finansiering av ny kärnkraft

Härigenom föreskrivs följande.

### Inledande bestämmelser

1 § Denna lag innehåller bestämmelser om statligt stöd till företag för att finansiera investeringar i ny kärnkraft.

### Förutsättningar för stöd

2 § Om det finns skäl för det får regeringen ge stöd till företag för investeringar i verksamhet som rör uppförande och drift av en eller flera nya kärnkraftsreaktorer med en sammanlagd installerad effekt om minst 300 MW.

Verksamheten ska vid tidpunkten för beslut enligt första stycket omfattas av tillstånd enligt lagen (1984:3) om kärnteknisk verksamhet samt ha tillåtits enligt 17 kap. miljöbalken.

3 § Stöd får inte ges till företag som bedriver annan verksamhet än den som avses i 2 §.

4 § Stöd får bara ges till ett företag om

1. de som har ett kvalificerat innehav av andelar i företaget har förmåga att utöva ett ansvarsfullt ägarskap, och

2. de som ingår i företagets styrelse och ledning har förmåga att bedriva verksamheten på ett ansvarsfullt sätt.

Med kvalificerat innehav avses detsamma som i 1 kap. 5 § 15 lagen (2004:297) om bank- och finansieringsrörelse.

## **Stödformer**

**5 §** Stöd får ges i form av lån och dubbelriktade differenskontrakt.

Stöd som ges i form av dubbelriktade differenskontrakt ska utformas med beaktande av bestämmelserna i artikel 19 d Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.

För stöd som ges i form av lån finns bestämmelser om uttag av ränta och avgifter i budgetlagen.

**6 §** Stöd får endast ges i enlighet med Europeiska kommissionens beslut om godkännande av stöd enligt artikel 107.3 i fördraget om Europeiska unionens funktionssätt.

## **Ansökan om stöd**

**7 §** En ansökan om stöd ska vara skriftlig och ges in till regeringen. Ansökan ska innehålla en affärsplan där följande uppgifter ska redovisas:

1. förväntade intäkter och kostnader (förväntade värden), och
2. väsentliga risker inklusive hur dessa uppstår, mäts och hanteras.

Med förväntade värden avses det sannolikhetsvägda medelvärdet av den utfallsmängd som har antagits för beräkningen. Värden och risker ska redovisas med utgångspunkt att stöd beviljas.

Regeringen eller den myndighet regeringen bestämmer kan med stöd av 8 kap. 7 § regeringsformen meddela ytterligare föreskrifter om vad en ansökan ska innehålla.

## **Överklagande**

**8 §** Beslut enligt denna lag får inte överklagas.

---

Denna lag träder i kraft den 6 maj 2025.

## 2 Utredningens uppdrag och arbete

### 2.1 Utredningens uppdrag

Regeringskansliet beslutade den 20 december 2023 att uppdra åt en sakkunnig person (utredare) att ta fram och lämna förslag på modeller för finansiering och riskdelning för nya kärnkraftreaktorer i syfte att skapa ekonomiska förutsättningar som lägger grunden för att investeringar i ny kärnkraft ska kunna genomföras. Modellen ska utformas så att kärnkraft med en total effekt om minst 2 500 MW, motsvarande effekten av två storskaliga reaktorer, ska finnas på plats senast 2035. I utformningen av en finansierings- och riskdelningsmodell ska utredningen beskriva och analysera modeller som använts i andra länder med fokus på Europa. Vidare ska förslagen utformas så att de är förenliga med gällande regler om statsstöd och konkurrens samt lämna nödvändiga författningsförslag.

Utredningens direktiv framgår i sin helhet av uppdragsbeskrivningen som återfinns i bilaga 1.

### 2.2 Avgränsningar

Av uppdragsbeskrivningen framgår att utredaren ska föreslå en tids- och aktivitetsplan för implementering av modellen, samt belysa andra åtgärder som kan sänka kostnader och korta tillstånds- och byggprocesser. Vidare framgår av beskrivningen att utredaren ska lämna förslag kring hur bygg- och tillståndsprocesser kan kortas och göras mer kostnadseffektiva. Därtill ska utredningen lämna nödvändiga författningsförslag. Vad gäller dessa direktiv har utredningen gjort vissa avgränsningar.

Regeringskansliet har efter att uppdraget inleddes beslutat att upprätta en kanslifunktion under Finansdepartementet för att arbeta vidare med implementeringen av finansierings- och riskdelningsmodellen. Utredningen bedömer att utarbetandet av en tids- och aktivitetsplan för det fortsatta arbetet bäst hanteras inom detta kansli.

Avseende frågan om hur bygg- och tillståndsprocesser kan kortas har regeringen tillsatt ett antal andra utredningar och uppdrag till myndigheter som ska se över ansöknings- och tillståndsprocesser. Utredningen bedömer att dessa är mer lämpade att hantera uppdragsbeskrivningens direktiv kring dessa frågor.

Avseende utredningens förslag till skattefinansiering av de betalningar som ska ske enligt den föreslagna stödformen prissäkringskontrakt av typen dubbelriktat differenskontrakt, bedömer utredningen att ytterligare överväganden behöver göras. Med anledning av detta har utredningen i denna del avstått från att lämna nödvändiga författningsförslag.

## **2.3 Utredningsarbetet**

Under genomförandet av uppdraget har dialog förts med och upplysningar inhämtats från Europeiska kommissionen, Regeringskansliet, Affärsverket svenska kraftnät, Kärnkraftsprövningsutredningen (KN 2023:04), Elmarknadsutredningen (2024:04), Kommittén om översyn av nivån på målet för den offentliga sektorns finansiella sparande (Fi 2023:10) samt företrädare som verkar på marknaden och som berörs av utredningens förslag. Bland dessa återfinns Vattenfall, Fortum samt Uniper.

Utredningen har därutöver träffat representanter för finska regeringen, Business Finland, Kärnfull Next, World Nuclear Association, franska representationen i Bryssel, Blykalla, Timbro, Teknikföretagen, Westinghouse Electric, Svenskt Näringsliv, Energiföretagen, PwC, Lars G Josefsson samt OX2.

Vidare har synpunkter inhämtats från en referensgrupp knuten till utredningen. Referensgruppen har bestått av den nationella kärnkrafssamordnaren Carl Berglöf, riksgäldsdirektören Karolina Ekholm, verkställande direktören Niklas Ekvall, docenten Pär Holmberg, professorn John Hassler, seniora rådgivaren Lars



Hörngren, särskilda utredaren och f.d. statsrådet Peter Norman, f.d. generaldirektören Agneta Rising samt professorn Per Strömberg.

Utredningen har därutöver tagit hjälp av Pär Holmberg, docent i nationalekonomi samt teknologie doktor i elkraftteknik som författat en underlagsrapport, *Den svenska elmarknaden* (dnr Fi2024/01606).



### 3 Utredningens disposition

Utredningen är indelad i elva kapitel. Kapitel 1 innehåller utredningens författningsförslag. Kapitel 2 och 3 beskriver utredningens uppdrag och arbetssätt. Kapitel 4 till 8 är huvudsakligen bakgrundskapitel. Kapitel 4 innehåller en redogörelse av den svenska elmarknaden. Kapitlet inleds med en beskrivning uppbyggnaden av det svenska kraftsystemet för att därefter beskriva elbörsens olika delar samt Affärsverket svenska kraftnäts systemansvar. Kapitlet avslutas med en sammanfattande diskussion. I kapitel 5 beskrivs de kostnader och intäkter som investeringar i ny kärnkraft innebär. Beskrivningen utgår från ett företagsekonomiskt perspektiv snarare än ett samhällsekonomiskt. Kapitlet innehåller även konstruerade exempel på kärnkraftens produktionskostnad. I kapitel 6 diskuteras potentiella samhällsekonomiska skäl för staten att stödja investeringar i kärnkraft. Någon regelrätt bedömning av den samhällsekonomiska lönsamheten i kärnkraftsinvesteringar görs dock inte. I kapitel 7 ges en översiktlig genomgång av gällande regelverk som är av betydelse vid finansiering och uppförande av ny kärnkraft. Kapitel 8 redogör för de olika stöd och finansieringsmodeller som har använts, eller planerar att användas i kärnkraftsprojekt i andra länder. Kapitlet avslutas med en sammanställning av särskilt relevanta erfarenheter att beakta vid utformningen av utredningens förslag till en svensk finansieringsmodell. I kapitel 9 lämnar utredningen förslag till en svensk finansieringsmodell. Förslagets konsekvensanalys respektive författningskommentar finns i kapitel 10 respektive kapitel 11.



## 4 Den svenska elmarknaden

### 4.1 Inledning

Syftet med detta kapitel är att beskriva Sveriges elförsörjning, hur den har byggts upp och hur elmarknaden är organiserad samt den kommande energiomställningen. Sveriges elsystem är huvudsakligen välfungerande, men det finns utmaningar som diskuteras i kapitlet.

Vissa delar i kapitlet är baserade på en underlagsrapport författad av Pär Holmberg.<sup>1</sup>

Kapitlet inleds med en beskrivning av uppbyggnaden av det svenska kraftsystemet i avsnitt 4.2, och några av de styrinstrument som har bidragit till utbyggnaden av Sveriges elproduktion. Därefter beskrivs elbörsens olika delar i avsnitt 4.3. Avsnitt 4.4 handlar om Affärsverket svenska kraftnäts (Svenska kraftnät) systemansvar. Avsnitt 4.5 beskriver energiomställningen. Kapitlet avslutas med en sammanfattande diskussion i avsnitt 4.6.

### 4.2 Uppbyggnaden av det svenska elsystemet

#### 4.2.1 Utbyggnaden av elproduktionen fram till 1970

År 1884 byggdes det första svenska elektricitetsverket i Göteborg. Det drevs av ångmaskiner och levererade ström till ungefär 1 000 glödlampor. Kring 1900 fanns det mer än 50 elektricitetsverk runt om i Sverige.

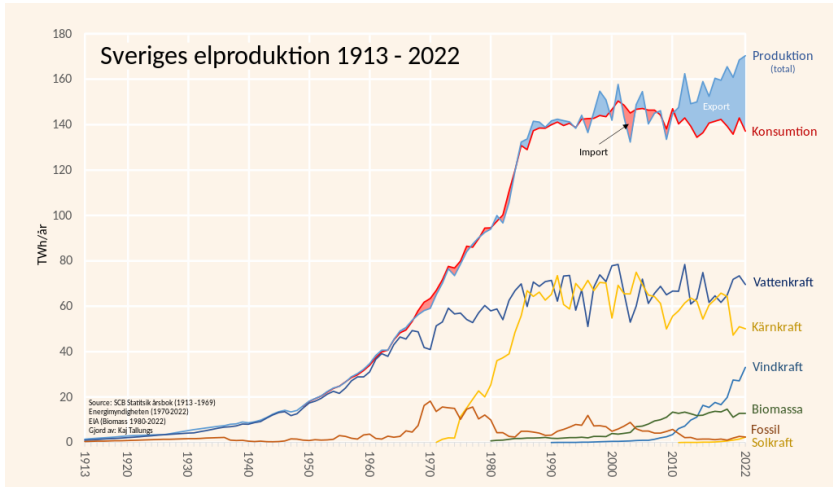
Elektrifieringen accelererades under första världskriget eftersom det uppstod brist på andra energikällor såsom kol, olja och fotogen. Mellan 1900 och 1950 anlades ett stort antal vattenkraftverk, till en början längs sydsvenska älvar och senare i Norrland. Den svenska vattenkraftsutbyggnaden varade till mitten av 1960-talet, då så

---

<sup>1</sup> Pär Holmberg (2024). *Den svenska elmarknaden*.

mycket som 95 procent av landets elbehov täcktes av vattenkraft, se figur 4.1. Striden om Vindelälven som pågick under större delen av 1960-talet blev slutpunkten för utbyggnaden av fler älvar.

**Figur 4.1 Sveriges elproduktion och elförbrukning under drygt 100 år**



*Källa:* Grafen har gjorts av Kaj Tallings och är fri att delas under Creative Commons Attribution-Share Alike 4.0 International licensen.

Ett problem med vattenkraften är att vattentillflödet varierar från år till år. I viss mån hanteras detta med att vatten kan lagras i stora vattenmagasin. Men vattenmagasinen var inte tillräckliga för att överbrygga regnfattiga år. Staten införde elransonering 1941–1942 och 1947–1948. Vidare hann inte vattenkraftproduktionen byggas ut i den takt som elförbrukningen ökade. Elransoneringar var ett återkommande hot under 1950-talet. År 1969–1970 blev det en omfattande elransonering.<sup>2</sup>

Återkommande problem med elbrist bidrog till att fossileldade värmekraftverk byggdes ut.

De fossileldade värmekraftverkens betydelse minskade i samband med att kärnkraftsutbyggnaden tog fart, men många av de gamla verken fanns länge kvar som en sorts reservkraft. Exempelvis används Karlshamnsverket, som färdigställdes runt 1970, fortfarande som reservkraft. Även många kraftvärmeverk finns kvar. De är särskilt viktiga för städernas elförsörjning. Kärnkraft är en speciell

<sup>2</sup> Blomgren, J. (2021). *Allt du behöver veta om Sveriges elförsörjning*.

sorts värmekraft, där kärnbränsle används till att generera värme. Den värmekraft som inte är kärnkraft kallas ibland för övrig värmekraft.

#### 4.2.2 Utbyggnaden av kärnkraften

Under slutet av 40-talet startade Sverige ett ambitiöst forskningsprogram inom atomenergiområdet. År 1956 antog riksdagen en atomenergipolitik som fick beteckningen den svenska linjen, vilken syftade till att utveckla en inhemsk uranbaserad energiproduktion.<sup>3</sup> Tanken var till en början att nyttja de svenska tillgångarna av uran, eftersom Sverige hade haft svårt att importera utländska råvaror under båda världskrigen.

Ågestaverket utanför Stockholm var Sveriges första kärnkraftverk som levererade energi till konsumenter. Halvstatliga AB Atomenergi (numera Studsvik AB) hade huvudansvaret för projektet, ASEA var huvudleverantör och statliga Vattenfall var ansvariga för driften. Ågestaverket togs i drift år 1964.<sup>4</sup> Verket producerade både elektricitet till det allmänna nätet och fjärrvärme till Farsta. Ågestaverkets reaktor hade en låg elektrisk effekt, enbart 10 MW, men den levererade även 55 MW värme. Efter några år effekthöjdes reaktorn till totalt 80 MW termisk effekt. Bortsett från tungt vatten som importerades från Norge var reaktorn inte beroende av råvaruimport. Delvis laddades verket med svenskt uran. Ur det använda kärnbränslet fanns möjlighet att utvinna plutonium, vilket var av intresse för Sveriges kärnvapenprogram. Ågestaverket stängdes 1974. En större tungvattenreaktor på drygt 100 MW elektrisk effekt byggdes i Marviken, utanför Norrköping, under 1960-talet. Återigen hade AB Atomenergi huvudansvaret, ASEA var huvudleverantör och statliga Vattenfall var ansvarigt för driften. Även reaktorn i Marviken skulle ha förmågan att ta fram plutonium. Kärnkraftverket blev i princip färdigbyggt, men togs aldrig i bruk. En anledning var att det var en oprövad design med instabila driftenskaper. Det visade sig att verket inte uppfyllde alla de säkerhetskrav som den amerikanska myndigheten AEC (Atomic Energy

---

<sup>3</sup> Högselius, P. och A Kaijser (2007). *När folkbemselen blev internationell. Elavregleringen i historiskt perspektiv.*

<sup>4</sup> Högselius, P. och A Kaijser (2007). *När folkbemselen blev internationell. Elavregleringen i historiskt perspektiv.*

Commission) utarbetade under projektets gång. Marviken byggdes om till ett oljekraftverk, men har även nyttjats till kärnkrafts-experiment under 70- och 80-talet.

I samband med att icke-spridningsavtalet för kärnvapen under-tecknades 1970, gick Sverige över till lättvattenreaktorer. Lättvatten-reaktorer har en enklare konstruktion, men behöver anrikat uran som är svårt att framställa, och som de flesta kärnkraftsländerna (inklusive Sverige) importerar. Klyvbart material till bomber kan inte effektivt produceras i ren form i lättvattenreaktorer. Det är därmed lättare för internationella myndigheter, såsom International Atomic Energy Agency (IAEA), att övervaka sådana reaktorer. Det var en anledning till att USA erbjöd länder hjälp med att bygga lättvattenreaktorer och att de erbjöd bränsle till dem. Tryckvattenreaktor och kokvattenreaktor är de två vanligaste typerna av lättvattenreaktorer.<sup>5</sup>

Projekten i Ågestaverket och Marviken samt experiment-reaktorerna på Kungliga Tekniska högskolan och i Studsvik innebar att Sverige under en längre tid byggde upp en bred och djup kompetens inom området kärnkraftteknik. Detta gav en bra bas när kärnkraftsutbyggnaden tog fart på allvar i slutet på 60-talet. År 1969 bildades ASEA-Atom som var en sammanslagning av de delar inom ASEA och AB Atomenergi som arbetade med nya kärnkraft-reaktorer och bränslen till dessa. Det nya bolaget ägdes till hälften av staten och till hälften av ASEA. ASEA inklusive dotterbolagen STAL-Laval och ASEA-Atom hade mycket av den kompetens som behövdes för att bygga kompletta kärnkraftverk.

Sverige byggde tolv lättvattenreaktorer, två i Barsebäck (B1-B2), fyra i Ringhals (R1-R4), tre i Oskarshamn (O1-O3) och tre i Forsmark (F1-F3). ASEA-Atom byggde nio av dessa.<sup>6</sup> De var alla kokvattenreaktorer. Westinghouse byggde tre tryckvattenreaktorer i Ringhals. Reaktorerna ägdes av Sydkraft (numera Uniper), Vattenfall, Forsmarks Kraftgrupp samt Oskarshamnsverkets Kraftgrupp (OKG). Vattenfall och Sydkraft var även de största ägarna i Forsmarks Kraftgrupp respektive OKG. Sydkraft bildades

---

<sup>5</sup> I en kokvattenreaktor kokas kylvattnet i reaktortanken; vattenången driver en turbin. I en tryckvattenreaktor hålls kylvattnet i reaktorn under högt tryck, vilket förhindrar att den kokar. Via en värmväxlare överförs värme till ett sekundärt system där ånga bildas som i sin tur driver turbinen. Fördelen är att man får en kompaktare konstruktion och att turbinen skyddas mot strålning.

<sup>6</sup> ASEA-Atom levererade även två reaktorer till Olkiluoto i Finland, vilka är snarlika reaktorerna i Forsmark 1–2.



av flera kommuner i södra Sverige. I övrigt var många av de inblandade aktörerna statliga eller delvis statliga. Vidare lånades statliga medel från ”Investeringsanslaget kraftstationer m.m.” ut till kärnkraftsägarna och till att köpa statliga ägarandelar i bolagen. Även AP-fonderna och privata banker finansierade utbyggnaden. Det första kärnkraftverket, Oskarshamn 1, finansierades helt med privata medel, men kraven på statligt stöd ökade när den politiska osäkerheten ökade avseende kärnkraft och staten blev därmed involverad mer direkt i de efterföljande projekten.<sup>7</sup>

De mindre reaktorerna tog 4–7 år att färdigställa. Två stora reaktorer i Ringhals och tre stora reaktorer i Forsmark tog längre tid att färdigställa till rutinmässig drift, 6–10 år.<sup>8</sup> En anledning till det är att dessa reaktorer var större och mer tekniskt avancerade.<sup>9</sup> Dessutom byggdes de i ett senare skede när ett ökat kärnkraftsmotstånd ledde till fördröjningar och höjda säkerhetskrav. Regeringen Fällidin införde villkorslagen (lag 1977:140) som innebar att kärnkraftverk behövde uppvisa en säker hantering av det utbrända bränslet innan de fick starta. Olyckan i Harrisburg år 1979 ledde till ett beslut om att haverifilter skulle införas på svenska kärnkraftverk. Haverifilter innebär att det blir möjligt att lätta på trycket i en reaktor i samband med en olycka utan att påtagliga mängder radioaktivitet släpps ut. Alla svenska reaktorer har haverifilter sedan 1988.

**Tabell 4.1 De 12 lättvattenreaktorer som färdigställdes i Sverige**

Reaktor	Typ	Maxeffekt (MW)	Effekthöjning (MW)	Leverantör	Byggtid (år)	Drift*	Stängd
B1	Kok	600A		ASEA	4	1975	1999
B2	Kok	600A		ASEA	4	1977	2005
R1	Kok	730	150	ASEA	7	1976	2020
R2	Tryck	850	50	Westingh.	5	1975	2019
R3	Tryck	900C	170	Westingh.	9	1981	
R4	Tryck	900C	230	Westingh.	10	1983	
O1	Kok	450	20	ASEA	6	1972	2017
O2	Kok	580A	50	ASEA	6	1975	2015
O3	Kok	1050D	350	ASEA	5	1985	

<sup>7</sup> Wakter, S. och H. Stenegren (2024). *Marknadskrafter: Ny kärnkraft i Sverige*.

<sup>8</sup> IAEA (2024). *The Power Reactor Information System (PRIS)*.

<sup>9</sup> Oskarshamn 3 är ett undantag. Det lyckades färdigställas på fem år, trots att reaktorn var stor och tekniskt avancerad, och trots ökat kärnkraftsmotstånd. En anledning till det var att Oskarshamn 3 har samma design som Forsmark 3.

Reaktor	Typ	Maxeffekt (MW)	Effekthöjning (MW)	Leverantör	Byggtid (år)	Drift*	Stängd
F1	Kok	1010B		ASEA	9	1980	
F2	Kok	1020B	100	ASEA	8	1981	
F3	Kok	1050D	120	ASEA	10	1985	

Anm.: Likartade designar har markerats med prefixen A-D. Maxeffekten avser den maximala nettoeffekten. \*Med drift avses rutinmässig drift när reaktorn börjat sälja el. Typiskt sett kopplades kärnkraftverket upp mot elnätet för provdrift ett par år tidigare.  
Källa: IAEA (2024).

Konsekvensen av folkomröstningen 1980 blev att inga nya kärnkraftsreaktorer skulle påbörjas, och att existerande kärnkraft skulle avvecklas till 2010. Politikerna valde för denna tidpunkt eftersom Forsmark 3 och Oskarshamn 3, som skulle tas i bruk 1985, antogs ha en teknisk livslängd på 25 år.

Barsebäck 1 och 2 stängdes år 1999 respektive 2005. Besluten togs av regeringen Persson efter en överenskommelse med Vänsterpartiet och Centerpartiet. Efter besluten gavs betydande kompensationer till ägaren Sydkraft. Sydkraft fick exempelvis tillgång till produktionskapacitet i Ringhals som kompensation för nedläggningen (prop. 1999/2000:63).

Den 17 juni 2010 röstade riksdagen ja till att bygga nya kärnreaktorer, men bara för att ersätta gamla. Dessutom upphörde kravet på att kärnkraften skulle avvecklas. Samtidigt fick reaktorägarna ett ökat skadeståndsansvar vid olyckor. Ansvaret höjdes till cirka 12 miljarder kronor, vilket fortsatt gäller. Sammantaget var detta ändå en god nyhet för Sveriges kärnkraftverk, men andra politiska beslut och omständigheter bidrog till att nedstängningarna fortsatte.

År 2014 utfärdade Strålsäkerhetsmyndigheten ett förläggande om oberoende härdkylning, som skulle verkställas 2021. Kravet innebar att varje reaktor skulle kunna kylas i tre dygn, även om elförsörjningen och tillgång till kylvatten från havet försvann. Anledningen till att säkerhetskraven höjdes var bland annat terrordådet den 11 september, Forsmarksincidenten år 2006 (där Forsmark var relativt nära att förlora elförsörjningen) och Fukushimaolyckan 2011. De höjda säkerhetskraven innebar en påtaglig kostnad för de reaktorer som planerade att fortsätta produktionen efter 2020. Ringhals 3 och 4 lade tillsammans cirka 900 miljoner kronor på investeringar för att uppfylla kravet.

De ökade säkerhetskraven kan delvis ha bidragit till förtida nedstängningar av kärnkraftsreaktorer. Även beskattningen av kärnkraften var sannolikt en viktig orsak till nedstängningarna. Kärnkraftsskatten infördes år 1984 av regeringen Palme. Det var en punktskatt på produktion som delvis syftade till att bidra till kärnkraftsavvecklingen. År 2000 gjordes den om till en särskild effektskatt för kärnkraft. Totalt uppskattas kärnkraften ha betalat cirka 61 miljarder kronor i punktskatt beräknat med löpande priser mellan år 1993 och 2017.<sup>10,11</sup> År 2000 motsvarade skatten cirka 2,9 öre/kWh. Den höjdes därefter i tre steg till cirka 7,7 öre/kWh år 2015.<sup>12</sup> Det sista steget innebar en ökning på 1,1 öre/kWh. Därefter fattade ägarna beslut om att stänga Oskarshamn 1–2 samt Ringhals 1–2. Fortum som var delägare i Oskarshamn 1–2 motsatte sig en stängning, men E.ON. (f.d. Sydkraft) som var majoritetsägare förordade en stängning. E.ON ville å andra sidan fortsätta driva Ringhals 1 och 2, men det var Vattenfall, som var majoritetsägare, som beslutade om nedstängningen. Nedstängningsbesluten togs av ägarna, och inga kompensationer utbetalades.

År 2016 träffades en energiöverenskommelse mellan S, Mp, C, M och KD. Den innebar bland annat att effektskatten avskaffades. Samtidigt utfärdades målsättningen att svensk elproduktion skulle vara 100 procent förnybar år 2040, även om kärnkraftsproduktion skulle tillåtas även efter 2040. Vidare innebar energiöverenskommelsen en storskalig utbyggnad av sol- och vindkraft, vilket förväntades påtagligt sänka de framtida elpriserna. Det senare kan ha bidragit till att E.ON. och Vattenfall inte omprövade sina nedläggningsbeslut, trots att effektskatten avskaffades.

En annan faktor som inneburit en kostnad för Sveriges kärnkraftverk är avgifter till Kärnavfallsfonden. Den infördes strax efter folkomröstningen år 1980. Syftet med fondering är att säkra resurser för att täcka framtida kostnader för avfallshantering och avvecklingen av kärnkraftverk. Fonden finansieras genom kärnavfallsavgifter som tas ut från kärnkraftsproducenterna baserat på energiproduktionen. Avgiften kan skilja mellan reaktorer bland

---

<sup>10</sup> SCB (2024). *Totala miljöskatter i Sverige 1993–2023*.

<sup>11</sup> Beloppet är en summering av nominella termer. I 2024 års prisnivå skulle därför beloppet vara betydligt högre.

<sup>12</sup> Höjningarna gjordes av regeringen Persson (år 2006), regeringen Reinfeldt (år 2008) och regeringen Löfven (år 2015).

annat beroende på produktionshistoriken och återstående livslängd. Därtill behöver kärnkraftsproducenterna ställa säkerheter till Kärnavfallsfonden så att de kan fullgöra sina skyldigheter med hög sannolikhet även vid en tidigarelagd nedstängning av reaktorer.

En konsekvens av nedstängningarna är att kärnavfallsavgiften har ökat och varierar mer mellan de olika kärnkraftsproducenterna. För Oskarshamn och Ringhals har nedstängningen av reaktorer inneburit att de fasta kostnaderna för att omhänderta deras kärnavfall fördelas ut på en lägre än förväntad elproduktion, vilket ökar avgiften mätt i öre/kWh. År 2024 var kärnavfallsavgiften 4–9 öre/kWh, där reaktorerna i Forsmark betalar lägst avgift. Som en jämförelse låg kärnavfallsavgiften på cirka 1 öre/kWh år 2000. De totala kostnaderna för avveckling och avfallsförvaring uppskattades år 2023 till 221 miljarder kronor, varav 133 miljarder kronor är återstående kostnader.<sup>13</sup>

Enligt förordningen om finansiering av kärntekniska restprodukter (2017:1179) baseras kärnavfallsavgifterna på en förväntad livslängd om 50 år. Kärnkraftsproducenterna räknar å andra sidan med att de återstående reaktorerna ska kunna köras i 60 år. Riksgälden har överlämnat en konsekvensanalys av förändrat drifttidsantagande från 50 till 60 år till regeringen där 60 år leder till lägre kärnavfallsavgifter.<sup>14</sup> Ägarna av kärnkraftverken Forsmark och Ringhals har 2024 fattat inriktningsbeslut för förlängning av drifttiden för anläggningarnas reaktorer från 60 till 80 år.<sup>15</sup> I den mån det finns tillgång till reservdelar och så länge som det fysiska åldrandet av reaktorerna inte är omfattande, bör det vara möjligt att förlänga drifttiden ytterligare, till uppemot 80 år. Om en längre drifttid realiserar kommer det, allt annat lika, att leda till lägre framtida kärnavfallsavgifter för det befintliga beståndet.

Det är inte bara livslängden i kvarvarande kärnkraftverk som har förlängts. Även effekten har höjts med sammanlagt cirka 1000 MW, vilket ungefär svarar mot effekten i ett stort kärnkraftverk. Detta har bidragit till att konsekvensen av kärnkraftsnedstängningarna har blivit mindre. Möjligheten till ytterligare effekthöjning i befintlig kärnkraft är liten, men effekthöjning om upp till 250 MW utreds för

---

<sup>13</sup> Riksgälden (2023): *Kärnavfallsavgifter och säkerhetsbelopp: Remiss av kärnavfallsavgifter, finansierings- och kompletteringsbelopp för reaktorinnehavare 2024–2026.*

<sup>14</sup> Riksgälden (2024). *Konsekvensanalys av ändrat drifttidsantagande.*

<sup>15</sup> Vattenfall (2024a). *Forsmark och Ringhals siktar på 80 års drifttid av befintliga kärnkraftsreaktorer.*

Forsmark 3. Forsmark 1 har effekthöjts med 100 MW och väntas snart kunna leverera ut den tillkomna effekten i nätet.<sup>16</sup>

År 2019 hoppade M och KD av Energiöverenskommelsen. Regeringen Kristersson har infört en rad åtgärder som ska bidra till en fortsatt utbyggnad av kärnkraften. Målet för 2040 har ändrats från att elproduktionen ska vara 100 procent förnybar till att 100 procent av elproduktionen ska vara fossilfri. Det är nu även möjligt att bygga fler reaktorer och de kan byggas på nya platser.

### 4.2.3 Utbyggnaden av ny förnybar elproduktion

Utbyggnaden av ny förnybar elproduktion tog fart i början av 2000-talet. Regeringen Persson införde lag (2003:113) om elcertifikat. För varje producerad megawattimme (MWh) förnybar el i en godkänd anläggning får ägaren ett elcertifikat av staten. Producenten kan sedan sälja elcertifikaten på en öppen marknad. Elcertifikaten ger på så sätt en extra intäkt till den förnybara elproduktionen, utöver den vanliga elförsäljningen. Efterfrågan på elcertifikat skapas av en kvotplikt. Undantag finns för den energiintensiva industrin, men i övrigt åläggs elhandlare och elkonsumenter att köpa en viss andel elcertifikat i förhållande till sin elförsäljning eller elanvändning. Kvotplikten slås fast i lagstiftningen för varje år.

Sverige och Norge införde en gemensam elcertifikatmarknad år 2012. Det gemensamma målet var 28,4 TWh ny förnybar elproduktion till 2020. Ett syfte med målet var att både Norge och Sverige var skyldiga att uppfylla EU direktivet 2009/28/EG, vilket bland annat innebar att minst 20 procent av energin som konsumeras i varje land skulle vara förnybar. Sverige, och flera andra EU länder, valde att uppfylla EU:s mål genom att främst öka andelen förnybar elproduktion, då annan energiproduktion ansågs vara svårare att ställa om till förnybar. Konsekvensen blev bland annat att fossileldad värmekraft konverterades till, eller ersattes med, förnybar värmekraft som eldade flis eller sopor. Därtill byggdes mycket vindkraft och en del solkraft i Sverige.

Energiöverenskommelsen 2016 mellan S, Mp, C, M och KD innehöll ett mål om ytterligare 18 TWh förnybar elproduktion till 2030. Det samlade målet inom elcertifikatsystemet var därför

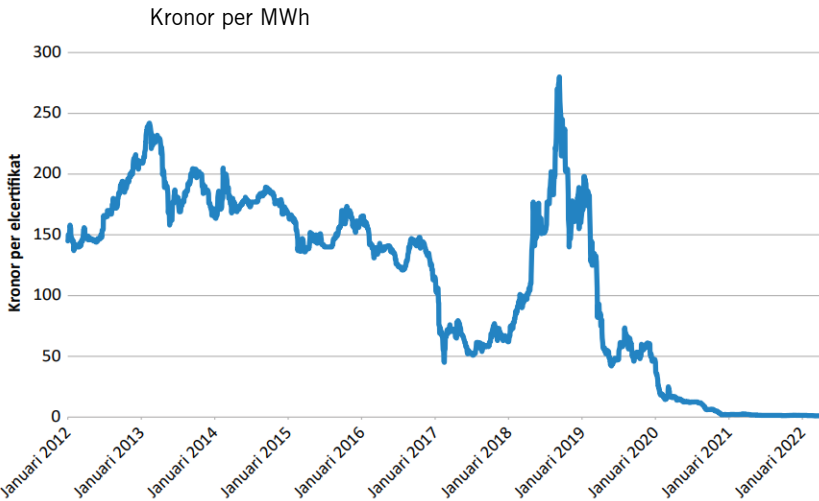
---

<sup>16</sup> Vattenfall (2024b). *Klartecken för en permanent effekthöjning på Forsmark 1.*

46,4 TWh ny förnybar elproduktion till 2030. Det målet uppnåddes redan i mars 2021. Den snabba och kraftiga utbyggnaden innebar att elcertifikatpriset sjönk kraftigt, se figur 4.2, och att certifikatssystemet tappade i betydelse. Därför infördes ett stoppdatum som innebär att ny förnybar elproduktion som tas i drift efter 2021 inte ges möjlighet att tilldelas elcertifikat. Biokraften har fått mest stöd, cirka 25,7 miljarder kronor, följt av vindkraft 21,3 miljarder och vattenkraft 6,6 miljarder.<sup>17 18</sup>

En anledning till att elcertifikaten inte längre behövs är att investeringskostnaderna har minskat för förnybar elproduktion, särskilt sol- och vindkraft. Vidare har förnybar elproduktion (inklusive vattenkraft) möjlighet att sälja gröna ursprungsgarantier. Garantierna köps av konsumenter som frivilligt vill betala mer för att få förnybar el. Kärnkraft har möjlighet att sälja ursprungsgarantier för fossilfri el, men dess marknadspris har varit lägre.

**Figur 4.2 Prisutvecklingen för elcertifikat**



Anm.: 100 kronor per MWh svarar mot 10 öre/kWh.

Källa: Energimyndigheten. *Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2023 (2022)*.

<sup>17</sup> Uppgiften har hämtats från Svensk Vindenergi <https://svenskvindenergi.org/fakta/subventioner-till-elproduktion>.

<sup>18</sup> Beloppen utgörs av summeringar av vardera års nominella priser. Omräknat till 2024 års prisnivå skulle därför beloppen vara högre.

Elcertifikatsystemet utformades så att varje anläggning endast fick elcertifikat i 15 år. Det bidrog till att exempelvis gammal vindkraft monterades ned i förtid och ersattes med nya verk.<sup>19</sup> På samma sätt bidrog elcertifikaten till att kärnkraft och annan värmekraft stängdes i förtid, eftersom den ökade volymen elproduktion sänkte elpriset.

Utöver elcertifikaten, införde regeringen Persson ytterligare ett stöd till vindkraften. Dess fastighetsskatt sänktes till 0,2 procent jämfört med den normala skattesatsen på 0,5 procent för övrig elproduktion.<sup>20</sup> I praktiken är denna skattesubvention begränsad till små vindkraftsaktörer, eftersom EU:s regler för statsstöd endast medger skattesubventioner som är av mindre betydelse.<sup>21</sup>

Trots att ett stoppdatum har införts för elcertifikatsystemet så förväntas förnybar elproduktion öka med ungefär 5 TWh årligen fram till 2027.<sup>22</sup> Sveriges totala elproduktion förväntas uppgå till 194 TWh år 2027.<sup>23</sup>

I gränslandet mellan förnybart och fossilt finns avfallsförbränningen, som består både av förnybart bränsle så som papper, men även fossil plast. Under 2020 införde regeringen Löfven en avfallsförbränningsskatt (lag 2019:1274). Skatten försämrade dock lönsamheten för många kraftvärmeverk som är lokaliserade i städerna. De är placerade nära elförbrukningen och har därmed en viktig funktion för den lokala och regionala elförsörjningen. I Sveriges städer bidrog skatten till ökad risk för elbrist, försämrad elberedskap och försämrad spänningsreglering. Vidare minskade andelen planerbar elproduktion i elsystemet. Regeringen Löfven och Svenska Kraftnät vidtog extraordinära åtgärder för att säkra nödvändig elproduktion i Malmö och Stockholm.<sup>24</sup> Avfallsförbränningsskatten avskaffades av regeringen Kristersson.

I samband med elkrisen under 2022–2023 införde EU ett tillfälligt intäktstak för produktion med låga marginalkostnader. I

---

<sup>19</sup> Mauritzen, J. (2014). *Scrapping a wind turbine: Policy changes, scrapping incentives and why wind turbines in good locations get scrapped first.*

<sup>20</sup> Vattenkraften hade, främst av fiskala skäl, under lång tid en förhöjd fastighetsskatt. Förhöjningen fasades ut i samband med Energiöverenskommelsen.

<sup>21</sup> För att ett stöd ska anses vara ett stöd av mindre betydelse får det totala stöd som beviljas ett enda företag som huvudregel inte överstiga 300 000 euro under en period av tre år (det s.k. individuella taket), se artikel 3.2 i förordning 2023/2831. Dvs. skattesubventionen till en enskild vindkraftsproducent är i praktiken max 1 miljoner kronor per år.

<sup>22</sup> Energimyndigheten (2024b). *Kortidsprognos vinter 2024: Energianvändning och energitillförsel år 2022–2027.*

<sup>23</sup> Energimyndigheten (2024b). *Kortidsprognos vinter 2024: Energianvändning och energitillförsel år 2022–2027.*

<sup>24</sup> Holmberg, P. och T. Tangerås (2022). *Elbrist i storstäderna – ett marknadsperspektiv.*

Sverige utformades taket som en tillfällig skatt, vilken främst träffade sol-, vind- och kärnkraft.

Enligt Energiöverenskommelsen skulle vattenkraftens utbyggnad främst ske genom effekthöjning i befintliga verk. Vattenfall har meddelat att de undersöker förutsättningarna för att höja den totala effekten i deras vattenkraftverk med cirka 10 procent med start 2026 och in på 2030-talet.<sup>25</sup> Samtidigt ska Sverige säkerställa att våra vattenkraftverk uppfyller EU:s vattendirektiv. Miljöprövningen startade 2022 och förväntas ta cirka 20 år, men har pausats tillfälligt av regeringen Kristersson. Miljöprövningen ska enligt ett av riksdagen beslutat riktmärke, medföra att vattenkraftens årliga elproduktion minskar med högst 1,5 TWh. Riktmärket styr dock inte miljöprövningen i praktiken och det råder därför fortsatt osäkerhet kring vilka effekterna på elförsörjningen blir av vattenkraftens omprövning. Om detta riktvärde skulle överstigas, finns samtidigt möjlighet för myndigheterna att besluta om undantag från miljölagstiftningen under vissa förutsättningar.

### 4.3 EU:s system för handel med utsläppsrätter

En åtgärd som har gynnat all fossilfri elproduktion är att EU år 2005 införde systemet för handel med utsläppsrätter. EU Emissions Trading System (EU-ETS) hanterar utsläpp inom den energintensiva industrin, inklusive elproduktion. Varje anläggning som ingår i systemet måste uppvisa utsläppsrätter motsvarande anläggningens utsläpp av växthusgaser. EU-ETS skapar ett pris på utsläppsrätter då bolag med höga kostnader för utsläppsminskningar, köper utsläppsrätter från bolag som kan minska sina utsläpp till relativt låg kostnad.

Elproduktionen i Sverige bestod huvudsakligen av kärnkraft och vattenkraft redan innan införandet av EU-ETS, och kraftvärmen har i stor utsträckning övergått till att elda avfall och biobränslen. Numera finns endast ett fåtal fossileldade kraftverk kvar i drift. EU-ETS har därför inte haft någon direkt effekt på den svenska elmarknaden. Däremot uppstår indirekta effekter till följd av att det svenska kraftsystemet är integrerat med kraftsystemet i Litauen, Polen och Tyskland som alla har betydande volymer fossilbaserad

---

<sup>25</sup> Vattenfall (2023). *Vattenfall planerar för ny vattenkraft i Sverige.*



elproduktion. Ökningar i utsläppspriset driver således upp priset på el i Sverige genom att fördyra viss elproduktion utomlands.

Det hävdas ibland att Sverige måste investera mer i fossilfri elproduktion eftersom det bidrar till att minska utsläppen av växthusgaser. I EU bestäms dock den totala mängden utsläpp huvudsakligen av den ackumulerade tilldelningen av utsläppsrätter under ETS. Lägre eller högre utsläpp i Sverige kommer till stor del balanseras ut av högre eller lägre utsläpp på annat håll i EU.<sup>26</sup> Se kapitel 6 för en djupare diskussion om utsläpp och elproduktion.

## 4.4 Utbyggnaden av kraftnätet

Det blir stora förluster i nätet om den el som transporteras har låg spänning. Kraftöverföringen över långa sträckor blev möjlig när trefas växelström introducerades, eftersom växelströmmens spänning kan transformeras upp och ned. En av pionjörerna på det här området var svensken Jonas Wenström, teknisk chef på Asea i Västerås. År 1893 byggdes världens första kommersiella högspända kraftöverföring mellan Hällsjöns vattenfall och gruvsamhället Grängesberg i Bergslagen. Denna tekniska framgång banade väg för elektrifieringen av Sverige, inklusive elektrifieringen av järnvägarna.

1921 togs en kraftledning på 120 kV i drift mellan Trollhättan och Västerås. Den byggdes därefter ut och förband flera städer i södra Sverige. Vidare höjdes spänningen till 220 kV. År 1936 togs den 36 mil långa Krångedelinjen i drift med spänningen 220 kV. Det blev den första förbindelsen från Norrland till Mellansverige och södra Sverige. Detta var inledningen på samkörningen mellan Norrlandsälvarna och produktionsanläggningarna i södra Sverige. 1952 färdigbyggdes en 380 kV stamledning från Harsprånget till Hallsberg. Denna 100 mil långa stamlinje var startskottet till en mer storskalig överföring av elkraft från norrländska älvar till södra Sverige.

Efter 1990 skedde en kraftig utbyggnad av överföringskapaciteten till våra grannländer. Nätkapaciteten mellan de nordiska länderna har ökat med 75 procent sedan 1992. Samtidigt har överföringskapaciteten från Norden till Europa (Baltstaterna, Nederländerna, Polen, Storbritannien och Tyskland) ökat kraftigt

---

<sup>26</sup> Carlén, B., A. Dahlqvist, S. Mandell och P. Marklund (2019). *EU ETS emissions under the cancellation mechanism-Effects of national measures*.

och har tredubblats sedan 1992. Detta har bidragit till att elproduktionen i norra Europa har kunnat användas mer effektivt. Vidare har behovet av reservkraft minskat. Flera av våra reservkraftverk stängde under 1990-talet. I stället kan Sverige importera från våra grannländer om det blir torrår, kärnkraften får tekniska problem eller om det blåser dåligt.

Den ökade integrationen har dock även lett till utmaningar i elsystemet. Den har stundtals gett upphov till effektflöden som nätet inte varit dimensionerat för. Några av utmaningarna har förstärkts av att kärnkraftverk har stängt ned (se avsnitt 4.7).

Idag utgörs stamnätet, eller transmissionsnätet, av den del av ledningsnätet som har en spänning om minst 220 kV. Det är Svenska kraftnät som äger och ansvarar för stamnätet. Totalt finns 157 anslutningspunkter i transmissionsnätet. Noder för produktion kopplar storskalig elproduktion direkt till transmissionsnätet. Resten av noderna är transformatorstationer som ansluter regionala elnät till transmissionsnätet. Regionnät har spänningsnivåer i intervallet 30–130 kV och ansluter viss elproduktion samt elintensiva industrianläggningar, som stålverk och pappersbruk, till elnätet. Regionnäten överför även el via transformatorstationer till de lågspända lokalnäten. Dessa ansluter i sin tur hushåll och andra mindre konsumenter till elsystemet.

## 4.5 Elområden

Huvudsyftena med Sveriges stamnät är idag att transportera stora mängder el på ett effektivt sätt från produktionen i norr till förbrukarna i söder, samt att underlätta utbytet av el med de nordiska grannländerna och med den europeiska kontinenten. Men ibland räcker inte överföringskapaciteten till och så kallade flaskhalsar uppstår. I början av 2000-talet ströp Sverige elexporten till Danmark när Sverige fick problem med flaskhalsar i överföringen mellan norra och södra Sverige. År 2006 lämnade Dansk Energi in ett klagomål om detta till Europeiska kommissionen. För att tydliggöra flaskhalsarna och undvika konflikter med EU:s regelverk delades Sverige in i fyra elområden från och med november 2011: SE1 (Luleå), SE2 (Sundsvall), SE3 (Stockholm) och SE4 (Malmö), se figur 4.3. Som vi ser är även Danmark och Norge indelade i två

respektive fem elområden för att återspegla inhemska begränsningar i överföringskapaciteten. De andra länderna i EU, förutom Italien, består för närvarande av varsitt elområde.<sup>27</sup>

**Figur 4.3 Karta över elområden i Norden och Baltikum 2022**



*Källa:* Svenska kraftnät.

<sup>27</sup> Luxemburg är ett specialfall. De ingår i Tysklands elområde. Ett annat specialfall är Nordirland, som ingår i Irlands elområde.

Överföringskapaciteten från norr till söder är 3 300 MW mellan SE1 och SE2, 7 300 MW mellan SE2 och SE3 och 6 200 MW<sup>28</sup> mellan SE3 och SE4.<sup>29</sup> Sveriges elområden har relativt förbrukningen stor handelskapacitet med närliggande elområden.

Tabell 4.2 nedan visar produktionen och förbrukningen under 2023 uppdelat per kraftslag och elområde. De två norra elområdena (SE1 och SE2) har ett stort elöverskott som gemensamt uppgick till 50 TWh under 2023. Samtidigt har SE4 ett stort importbehov. Dessutom kommer mer än hälften av produktionen i SE4 från väderberoende kraftkällor. SE1-SE3 har däremot en hög andel planerbar elproduktion. Notera att all kärnkraft ligger i SE3.

**Tabell 4.2 Elproduktion och förbrukning i TWh per elområde under 2023, exklusive egenanvändning (cirka 7 TWh)<sup>30</sup>**

Förbrukningen är exklusive förluster (cirka 10 TWh)

	SE1	SE2	SE3	SE4	Totalt
Vattenkraft	19	34	11	2	66
Kärnkraft	0	0	47	0	47
Vindkraft	6	14	9	6	34
Solkraft	0	0	2	1	3
Övrig värmekraft	1	3	7	3	13
Total elproduktion	26	50	76	11	163
<b>Elförbrukning</b>	<b>11</b>	<b>15</b>	<b>80</b>	<b>21</b>	<b>127</b>

Källa: Energimyndigheten.

Figur 4.1 visar att den årliga elförbrukningen har legat ganska konstant under de senaste 35 åren. Tabellen nedan anger elförbrukningen under 2023 för olika sektorer.

**Tabell 4.3 Elförbrukning för olika sektorer under 2023**

	TWh
Mineralutvinning och tillverkning	45
El-, gas-, värme- och vattenverk	4
Järn-, spår- och busstrafik	3

<sup>28</sup> Efter Sydvästlänkens idrifttagande.

<sup>29</sup> Holmberg, P. och T. Tangerås (2023b). *Internationell integration av den svenska elmarknaden*.

<sup>30</sup> Egenanvändning är el som produceras av ett hushåll eller företag, och som konsumeras av dem själva. Det är huvudsakligen värmekraft i industrin, men även solex.

	<b>TWh</b>
Bostäder och service	73
Förluster	10
Nettoexport	28
<b>Totalt</b>	<b>163</b>

Källa: Energimyndigheten.

Den tunga industrin är av stor betydelse i alla elområden, men dominerar i norra Sverige.<sup>31</sup> Elförbrukningen inom bostäder och service är särskilt dominant i södra Sverige. Ungefär hälften av nätförlusterna uppstår i stamnätet, resten uppstår i regionnät och distributionsnäten.

## 4.6 Den europeiska elbörsen

Norge etablerade en av världens första elbörser 1991 som del av en större elmarknadsreform. Sverige genomförde i början på 1990-talet vissa strukturella åtgärder som liknade de norska. Till exempel bröt man upp det statliga elbolaget i två delar: Vattenfall, som står för elproduktionen, och Svenska Kraftnät, som äger och ansvarar för det svenska stamnätet. År 1996 gick Sverige med i Norges elbör, Nord Pool, vilket därmed blev världens första multinationella elbör. Nord Pool ägdes från början gemensamt av Statnett och Svenska kraftnät.

Finland avreglerade elmarknaden kort efter Sverige och blev medlem av Nord Pool 1998. Danmark anslöt till Nord Pool år 2000. Estland blev medlem 2010, Litauen 2012 och Lettland året efter. Nord Pool integrerades sedan med den gemensamma europeiska elmarknaden år 2014.

### 4.6.1 Dagen före-marknaden

Dagen före-marknaden är en grossistmarknad där elhandelsföretag och elintensiv industri köper el direkt från producenterna. Till följd av sin storlek är dagen före-marknaden av fundamental betydelse för hela elmarknaden. Till exempel sätts priserna som hushållen betalar för sin elförbrukning ofta som ett påslag på dagen före-priset. Det

<sup>31</sup> Holmberg, P. och T. Tangerås (2023c). *Den svenska elmarknaden – idag och i framtiden*.

utgör även referenspris för de finansiella kontrakt som marknadsaktörerna i Norden använder för att prissäkra sin produktion och förbrukning.

Kl. 12 dagen innan leveransdygnet, anger producenterna hur mycket el de önskar sälja till olika priser för varje timme och elområde. På samma sätt lämnar elhandelsbolag och större industriella konsumenter bud på hur mycket el de är villiga att köpa till olika priser. Det högsta tillåtna priset är för närvarande 4 000 EUR/MWh. Man har även rätt att bjuda negativa priser, och det lägsta tillåtna priset är -500 EUR/MWh. Nätägarna anger den tillgängliga handelskapaciteten i transmissionsnätet per timme. Därefter skapas en utbudskurva för varje timme och elområde genom att lägga ihop alla inkomna säljbud samt en efterfrågekurva genom att summera alla köpbud. Leveransperioderna på elbörsen förväntas att inom ett par år kortas från 60 minuter till 15 minuter.

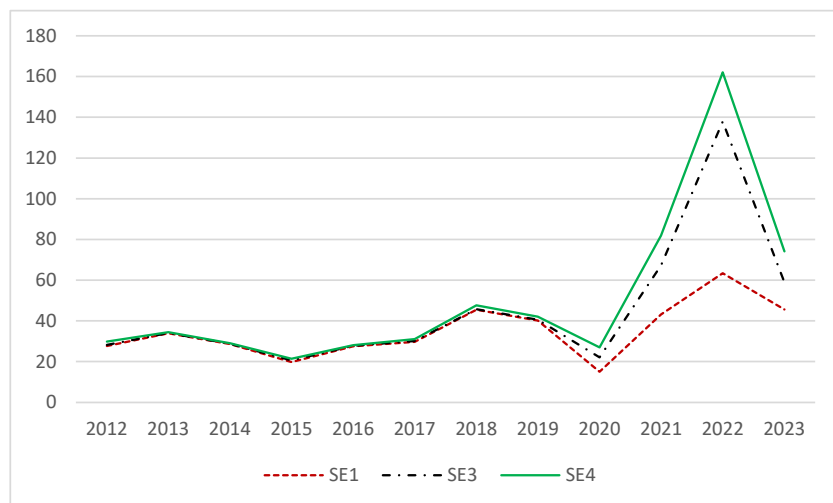
För att undvika att kraftnätet överbelastas kan det behövas ett enskilt elpris för varje elområde. Genom att elpriset går ner i elområden med överskott av elproduktion och upp i elområden med underskott av elproduktion, minskar utbudet av el i de förra elområdena medan utbudet ökar i de senare elområdena. Den förbättrade balansen mellan utbud och efterfrågan inom varje elområde till följd av de olika priserna minskar behovet att handla med el mellan elområden. Elområdespriserna ändras till dess att flödena av el mellan elområdena är tillräckligt små, så att handelskapaciteten mellan elområdena inte överskrids. Två elområden får samma pris om handelskapaciteten mellan områdena inte begränsar volymen som behöver överföras för att priserna ska bli desamma. Således har Sverige ofta ett enhetligt elpris om natten och under helger då efterfrågan i södra Sverige är relativt låg. Södra Sverige (SE4) har stundtals samma elpris som i resten av norra Europa till följd av den omfattande nätkapaciteten till Danmark, Polen, Tyskland och Baltikum.

På lång sikt förbättras balansen inom elområdena ytterligare, eftersom systematiska prisskillnader ger incitament att förlägga elintensiv industri i elområden där priserna är låga och ny produktion där priserna är höga. Lundin visar att elområdesuppdelningen bidrog till att det blev mer investeringar i vindkraft i södra Sverige, och mindre i Norrland, jämfört med vad som hade blivit

fallet utan elområden.<sup>32</sup> Dessutom ger prisskillnader en signal om lönsamheten att investera i ny överföringskapacitet i elnätet.

Generellt gäller att efterfrågan är mycket okänslig för prisändringar, vilket delvis beror på att hushåll och andra små konsumenter saknar möjligheter eller incitament att justera sin förbrukning.<sup>33</sup> Denna okänslighet innebär att priset riskerar bli mycket högt under timmar när efterfrågan är så hög att elproduktionen knappt räcker till. Priskänsligheten kan öka på sikt, i takt med att batterier blir billigare, fler konsumenter får timmätning och en ökad andel av förbrukningen automatiseras. Från och med 2025 ska timmätare finnas installerade hos alla elkonsumenter.

**Figur 4.4** Årliga genomsnittspriser på dagen före-marknaden 2012–2023  
Öre/kWh



Källa: Nord Pool Group (2024).

Figur 4.4 visar det genomsnittliga årliga elpriset på dagen före-marknaden för SE1, SE3 och SE4 mellan 2012 och 2023 (elpriserna i SE2 och SE1 är nästan identiska). Elpriserna i norra och södra Sverige var ungefär desamma fram till 2019. Därefter har elpriserna i SE3 och SE4 varit väsentligt högre än i Norrland. En anledning till det är att elexporten har ökat från Norden till Kontinentaleuropa

<sup>32</sup> Lundin, Erik (2022). *Geographic price granularity and investments in wind power: Evidence from a Swedish electricity market splitting reform.*

<sup>33</sup> Vesterberg, M. (2020). *Den svenska elmarknaden: Är hushållen en kraft att räkna med?*

och Storbritannien. En annan är att elproduktionen i södra Sverige har minskat på grund av stängda kärnkraftverk och att mycket av den nya vindkraften byggs i Norrland, där det är lättare att få tillstånd att bygga vindkraft.

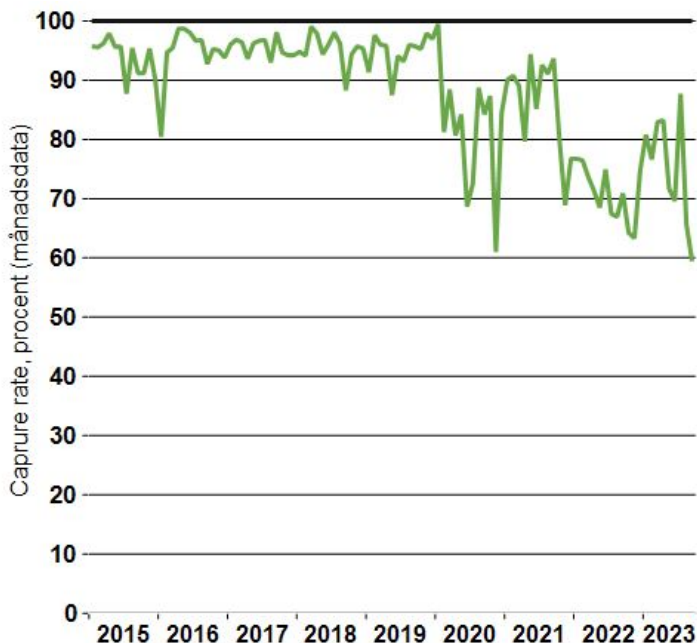
En bidragande orsak till de ovanligt låga elpriserna under 2020 var den låga elförbrukningen det året, vilket bland annat berodde på pandemin. Under energikrisen 2022 blev det å andra sidan väldigt höga elpriser. Den orsakades av brist på gas och andra fossila bränslen inom EU till följd av strypt handel med Ryssland. Vidare tappade EU drygt 15 procent kärnkraftsproduktion (främst på grund av tekniska problem i Frankrike) och knappt 20 procent vattenkraftproduktion på grund av torka. Torkan drabbade främst södra Europa, men även vattenkraften i södra Norge. Indirekt drabbade elbristen i Kontinentaleuropa och södra Norge även Sverige, främst södra Sverige. Flaskhalsarna inom landet bidrog till att Norrland delvis isolerades från de höga elpriserna i Kontinentaleuropa. Färre tekniska problem i Frankrike, mindre problem med torka och ökad import av flytande gas till Kontinentaleuropa bidrog till att EU:s energikris dämpades under 2023.

Samtidigt har elpriserna i Sverige varit lägre än i resten av EU. Övriga EU länder hade högre elpris än SE4 under elkrisen 2022. Under 2023 hade Finland ett lägre elpris än SE4, men elpriset i SE3 var lägre än i alla övriga EU länder.

Kärnkraftverk körs i stort sett kontinuerligt under året, så i snitt säljer de sin elproduktion till ett pris som ligger nära och något över snittpriset för SE3 (där alla Sveriges kärnkraftverk är belägna). Genomsnittspriset för kärnkraftens försäljning är något högre eftersom kärnkraftverken vanligtvis genomför underhåll på sommarhalvåret när elpriset är lågt. Vindkraften säljer å andra sidan till ett pris som är lägre än snittpriset inom dess elområde. Anledningen är att vindkraftverkens produktion är positivt korrelerade, vilket innebär att elpriset tenderar att minska när ett vindkraftverks produktion ökar. Detta fenomen brukar ibland kallas för kannibaliseringseffekt. Figur 4.5 visar att vindkraftens genomsnittliga intäkt i förhållande till det genomsnittliga elpriset (så kallad capture rate) sjunkit. Den var knappt märkbar för fem år sedan, men numera minskar den vindkraftens intäkter med i storleksordningen 20–30 procent.



Figur 4.5 Capture rate vindkraft 2015–2023



Källa: Teknikföretagen (2023). *Tilltagande kannibalisering för vindkraften.*

Hela elförbrukningen inom ett enskilt elområde betalar det lokala elområdespriset. Elproduktionen inom elområdet ersätts med samma pris. Svenska kraftnät, som äger transmissionsnätet, får flaskhalsinkomster till följd av den prisskillnad som uppstår för el som produceras i ett område med låga priser och säljs i ett annat område med högre priser.<sup>34</sup> Svenska kraftnät får även flaskhalsinkomster från utlandsförbindelserna, men dessa inkomster delas mellan de som äger förbindelserna. Svenska kraftnät äger vanligtvis 50 procent av Sveriges utlandsförbindelser.<sup>35</sup>

Användningen av flaskhalsinkomsterna är reglerad, och kan inte tas ut som vinst. Intäkterna används främst till att upprätthålla och förbättra överföringsförmågan i nätet.

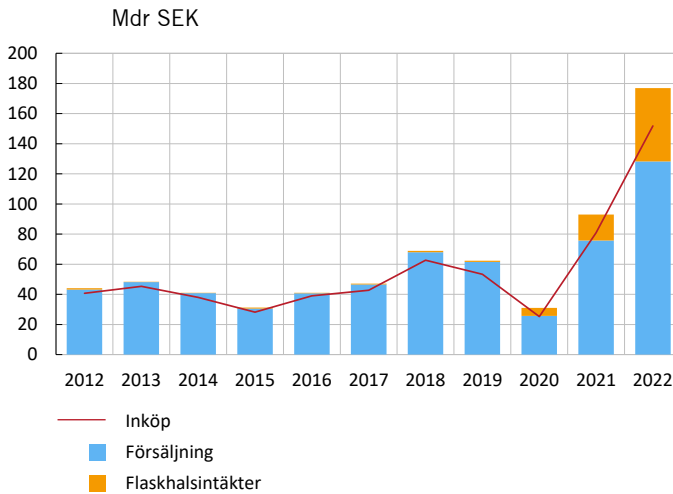
Figur 4.6 visar en uppställning av de olika intäkts- och kostnadsströmmarna i nominella värden på Nord Pools dagen före-marknad

<sup>34</sup> Svenska kraftnät benämner flaskhalsinkomster som kapacitetsavgifter. I EU:s regelverk omnämns de som intäkter från överbelastning.

<sup>35</sup> Baltic cable mellan Sverige och Tyskland är ett undantag. Den ägs till 100 procent av norska Statkraft.

för varje år mellan 2012 och 2022. De blåa staplarna visar de årliga inkomsterna för de inhemska producenterna i Sverige. De orangea staplarna anger storleken på de årliga inhemska flaskhalsinkomsterna. Den heldragna linjen visar hur mycket inköpen av el på dagen före-marknaden har kostat konsumenterna för varje år. Skillnaden mellan summan av de två staplarna och linjen utgör det årliga nettoexportvärdet från Sverige.

**Figur 4.6** Värdet av handel på dagen före-marknaden SE1-SE4 per år 2012–2022



*Källa: Holmberg och Tangerås, 2023. Den svenska elmarknaden – idag och i framtiden.*

Elbolagens inkomster och kundernas kostnader uppvisar stor årlig variation. Till och med 2019 var de inhemska flaskhalsinkomsterna jämförelsevis försumbara, och även nettoexportens värde var av mindre betydelse. Därefter har både nivån på och sammansättningen av inkomsterna och kostnaderna på dagen före-marknaden ändrats betydligt till följd av ökningen av elpriserna och de ökande elprisskillnaderna inom Sverige. Under elkrisen 2022 var Sveriges nettoexport rekordstor, och vi var EU:s största nettoexportör av el.

### **4.6.2 Intradagsmarknaden**

Elproduktionen och förbrukningen handlas på dagen före-marknaden upp till 36 timmar före den fysiska leveransen. Därför uppstår ofta behov att justera produktion och förbrukning allt eftersom ny information når marknaden i form av uppdaterade väderprognoser eller oplanerade ändringar i kapacitet eller i överföringsnätet.

Företag kan justera sina positioner på intradagsmarknaden. Denna öppnar två timmar efter att dagen före-marknaden har stängt och stänger 60 minuter innan leveranstimmen. Europa har en gemensam intradagsmarknad sedan 2018.

### **4.6.3 Slutkundsmarknaden**

Stora elintensiva företag köper sin el direkt på elbörsen. Hushåll och mindre företag köper sin el från elhandlare, som i sin tur köper sin el på elbörsen. Slutkunderna har vanligtvis två avtalsformer. Den ena är avtal med rörligt pris. Slutkundspriset sätts då som ett påslag på priset på elbörsen. Sådana avtal ger full exponering mot prisvariationerna på elbörsen. Den andra varianten är avtal med fastpris och avtalslängd mellan ett och tre år. Då erbjuder elhandlaren ett förutbestämt elpris för varje kWh som kunden använder under avtalsperioden.

Prisvolatiliteten och behovet av prissäkring förväntas öka under energiomställningen. Mer väderberoende elproduktion bidrar till ökad volatilitet. Vidare finns en risk att utbyggnaden av produktion och förbrukning hamnar i otakt, vilket kan leda till att utdragna perioder med högt pris varvas med utdragna perioder med lågt pris.

Fastprisavtal har nackdelen att de inte ger ekonomiska incitament att minska förbrukningen när det är brist på el och priserna tillfälligt höga.

### **4.6.4 De finansiella marknaderna**

Elhandlare kan ha behov av att prissäkra sina planerade inköp på elbörsen i förväg för att minska sin exponering mot elbörsen. Särskilt elhandlare som har många kunder med fastprisavtal kan ha ett sådant behov. Motsvarande gäller för elproducenter och

elintensiv industri. Därför finns en marknad för standardiserade finansiella kontrakt som till exempel handlas på Nasdaq Commodities. Dessa kontrakt har oftast en relativt kort löptid, sällan längre än tre till fem år.

Motpartsrisken, det vill säga risken att motparten inte kommer kunna fullfölja avtalet, är ett problem på de finansiella marknaderna. Den risken är särskilt stor för långa kontrakt. Nasdaq Commodities kräver säkerheter från de aktörer som handlar på deras marknad. Aktörerna fick betydande svårigheter att ställa dessa säkerheter under energikrisen 2022 när både riskerna och priserna var höga, och flera marknadsaktörer var på gränsen att gå i konkurs. Det var en anledning till att regeringen Andersson erbjöd tillfälliga statliga kreditgarantier till de elhandlare som även var elproducenter som behövde låna till Nasdaqs säkerheter.

Motpartsrisiker och höga kostnader för säkerheter är en anledning till att långa kontrakt ofta är bilaterala. På senare år har så kallade Power Purchase Agreements (PPA) varit särskilt betydelsefulla för investerare i ny elproduktion.

## **4.7 Svenska kraftnäts systemansvar och tariffer**

Elbörsens utfall säkerställer inte att elsystemet fungerar på ett driftsäkert sätt. Det ansvaret ligger hos systemoperatörerna. Elbörsen bortser i stor utsträckning från flaskhalsar inom ett elområde. Dessutom bortser den från att spänningen behöver vara på en godtagbar nivå i varje transmissionsledning. Vidare räcker det inte med att hålla produktion och förbrukning i balans i snitt under en timme, vilket elbörsen gör. Systemet behöver vara i balans varje sekund, eller tiondels sekund.

Svenska kraftnät är inte bara nätägare, de är även en systemoperatör som säkerställer att kraftsystemet fungerar på detaljnivå. Svenska kraftnät kan investera i nätkomponenter som exempelvis reglerar spänningen i nätet eller styr om effektlödet i nätet. De upphandlar även de stödtjänster som behövs för att säkerställa driftsäkerheten och påverkar marknadsaktörernas agerande med tariffer.

### 4.7.1 Resursbrist

Oftast finns det tillräcklig lokal produktion och nätkapacitet för att möta den lokala efterfrågan, så att dagen före-marknaden ger ett marknadsklarerande pris för varje elområde. Men ibland uppstår situationer då marknaden inte ger något ”priskryss”. Det inträffade exempelvis i Baltikum den 17 augusti 2022, då det inte fanns tillräcklig lokal produktion och importkapacitet för att täcka efterfrågan. Om det inte finns några produktionsreserver att tillgå, ransoneras elen i den mening att kunderna får dela på den kapacitet som finns tillgänglig på marknaden. Priset sätts till maximalpriset på elbörsen. Om maximalpriset nås återkommande justeras nivån upp så för att minska sannolikheten att pristaket slås i.<sup>36</sup>

Normalt är det inte samhällsekonomiskt effektivt att investera i så mycket elproduktion att risken för elbrist är noll. Det är inte lönsamt att bygga kraftverk som endast används någon enstaka timme per år, om ens det. Ett alternativ vore att inte ha något pristak. En sådan ordning skulle kunna gynna planerbar produktion men leda till elpriser som är oacceptabelt höga, särskild för hushåll och företag med små marginaler.

Politiskt kan det dock vara mycket känsligt med manuell bortkoppling. Många länder har regler som tvingar myndigheterna att agera om manuell bortkoppling sker mer än ett par timmar per år. I november 2022 tog regeringen beslut om en tillförlitlighetsnorm i Sverige. Den innebär att manuell bortkoppling ska ske max en timme per år.

Svenska kraftnät upphandlar en effektreserv under vinterhalvåret, vilken kan användas för att minska risken för elbrist. Effektreserven påverkar inte priserna på elbörsen utan finansieras genom en avgift som Svenska kraftnät tar ut från balansansvariga företag. Om effektreserven skulle användas på grund av att det saknas elproduktion på elbörsen sätts priset till takets nivå. Effektreserven har inte behövt aktiveras för Sveriges räkning sedan 2013. Den aktiverades en gång under vintern 2021/22, men det var för att hjälpa ett grannland (Polen), som betalade för den tjänsten. Reserven har

---

<sup>36</sup> ACER (2023). *Decision No 01/2023 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 10 January 2023 on the Nominated Electricity Market Operators proposal for the harmonised maximum and minimum clearing price methodology for the single day-ahead coupling.*

dock legat i två timmars beredskap, samt körts på minimieffekt vid ett flertal tillfällen.

**Tabell 4.4 Aktivering av effektreserven**

Vintern	Två timmars beredskap	Minimidrift	Aktivering
2013/2014	1 gång	-	-
2014/2015	1 gång	-	-
2015/2016	4 gånger	6 gånger	-
2016/2017	1 gång	-	-
2017/2018	2 gånger	4 gånger	-
2018/2019	1 gång	-	-
2019/2020	-	-	-
2020/2021	9 gånger	3 gånger	-
2021/2022	6 gånger	2 gånger	1 gång à 5 timmar
2022/2023	6 gånger	4 gånger	-
2023/2024	11 gånger	4 gånger	-

Källa: Svenska kraftnät (2024f). Aktivering av effektreserven fram till vintern 2025.

Lagen (2003:436) om effektreserven gäller fram till den 16 mars 2025. Regeringen har föreslagit att den ska förlängas. Svenska kraftnät förordar också att effektreserven förlängs, men i framtiden önskar de att den byts ut mot en kapacitetsmarknad.<sup>37</sup> Se kapitel 6 Samhällsekonomisk analys för en diskussion om kapacitetsmarknaden. I ett elsystem med mycket hög andel icke-planerbar elproduktion behövs investeringar i ökad flexibilitet i elproduktion och elanvändning.<sup>38</sup> Det finns betydande osäkerheter kopplat till vilka kostnader som är förknippade med ett elsystem som framför allt består av icke-planerbar elproduktion och samtidigt ska uppfylla krav på låg sannolikhet för resursbrist. Ett elsystem med ökad andel förnybar produktion som sol- och vindkraft medför att priserna är mer volatila och risken för effektbrist ökar.<sup>39</sup> Detta innebär sannolikt att det kommer finnas ett intresse för egen energilagring för bland annat industrin som är beroende av el som insatsvara.<sup>40</sup> För en analys av de olika scenarierna för elsystemets utveckling se kapitel 5 *Samhällsekonomisk analys* och Kapitel 10 *Konsekvensanalys*.

<sup>37</sup> Svenska kraftnät (2023). *Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden*.

<sup>38</sup> Svenska kraftnät (2024a). *Långsiktig marknadsanalys*.

<sup>39</sup> Svenska kraftnät (2022a). *Lagring av el – omvärldsanalys*.

<sup>40</sup> Svenska kraftnät (2022a). *Lagring av el – omvärldsanalys*.

## 4.7.2 Balansmarknaderna

Det är Svenska kraftnäts ansvar att tillsammans med systemoperatörerna i Norge, Finland och Själland upphandla och aktivera balansresurser, så att kraftsystemet kan hållas i balans varje sekund. Nätfrekvensen är densamma inom hela detta synkrona område. Om det blir överskott på el i Nordens system måste den ta vägen någonstans. Huvudsakligen omvandlas elenergin till rotationsenergi, vilket innebär att generatorer och maskiner snurrar snabbare, så att nätfrekvensen ökar. På motsvarande sätt snurrar generatorer och maskiner långsammare, och nätfrekvensen minskar, om det blir underskott på el. Det är viktigt att frekvensen hålls nära 50 Hz. Annars kan det exempelvis uppstå oönskade vibrationer i de synkrona generatorer och maskiner som snurrar i takt med nätfrekvensen. Om avvikelsen från 50 Hz blir för stor, så kopplas generatorer och maskiner automatiskt bort från nätet, så att apparaterna skyddas.

Systemoperatörerna använder balansmarknaderna för att hålla produktion och förbrukning i balans. Marknaderna skiljer sig åt i hur snabbt reglerresurserna behöver reagera, hur de aktiveras och vilken uthållighet som krävs.

De nordiska systemoperatörerna tar ett gemensamt beslut om hur mycket kapacitet som ska upphandlas till varje balansmarknad. Varje enskilt nordiskt land åläggs därefter att upphandla en andel av detta i enlighet med en fördelningsnyckel. Fördelningsnyckeln styrs delvis av EU:s lagstiftning, och baseras delvis på makrodata såsom storleken på produktion och förbrukning inom landet.

Hur mycket som behöver upphandlas av de snabbaste reserverna bestäms av de dimensionerade felen i Norden. De största störningarna i Norden orsakas av snabbstopp i Sveriges största kärnkraftverk, Oskarshamn 3 (1450 MW)<sup>41</sup>, samt fel i Norges DC kablar till Storbritannien och Tyskland, som båda har kapaciteten 1400 MW. Beroende på om el exporteras eller importeras, kan fel i en av dessa DC kablar plötsligt höja eller minska effektbalansen i Norden med 1400 MW. Det har även hänt att strömmen bytt riktning så att nettobalansen i Norden ändrats mer än 1400 MW.

---

<sup>41</sup> Enligt Tabell 4.1 kan Oskarshamn 3 producera max 1400 MW netto, men brutto uppgår maxproduktionen till 1 450 MW. 50 MW används till att kyla reaktorn etc., och den förbrukningen kommer delvis fortsätta även om reaktorn skulle snabbstoppa.

Olkiluoto 3 (1600 MW) är väsentligt större än 1400 MW. Dock har Olkiluoto 3 en egen reservkapacitet på 300 MW som snabbt aktiveras om reaktorn skulle snabbstoppa.<sup>42, 43</sup> Därmed blir snabbstopp i Olkiluoto 3 inte ett dimensionerande fel för Nordens elsystem.

Behovet av svängmassa förväntas öka framöver, särskilt sommartid när elförbrukningen är låg samt solkraftproduktionen hög och ett eller flera kärnkraftverk är avställda för revision.

Det är svårt att uppskatta i vilken utsträckning som olika kraftslag bidrar till kostnaderna för frekvensregleringen.

Mer sol- och vindkraft har bidragit till att andelen planerbar produktion minskat, och detta har minskat utbudet av balansförmågor. Behovet av balanskapacitet har ökat kraftigt i Sverige under de senaste åren. Det kan främst förklaras av följande faktorer: 1) Nedlagd kärnkraft har bidragit till ökat behov av snabba reserver, 2) 2019/2020 togs beslut om en ny fördelningsnyckel som ökade Sveriges andel i Norden, 3) Norges stora DC-kablar togs i bruk år 2021 vilket ökade behovet av balanskapacitet i Norden (särskilt avseende nedreglering), och 4) Nordens systemoperatörer har ansträngt sig för att förbättra frekvenskvaliteten under de senaste åren.<sup>44</sup>

Mot bakgrund av detta har kostnaderna för balansmarknaderna ökat kraftigt från 2018 till 2023, se figur 4.7. Snittpriset för balanskraft har ungefär fördubblats. Det finns fyra huvudförklaringar till detta. En är att elpriserna har ökat i allmänhet, särskilt under elkrisen 2022. En annan är att prissättningen var mer reglerad tidigare; en mer marknadsmässig prissättning för balanskraften har ökat priserna. En tredje förklaring till prishöjningen är att behovet av balanskraft har ökat så snabbt, att investeringarna i balanskraft inte har hunnit med. Brist på balanskraft kan även ha bidragit till bristfällig konkurrens i upphandlingarna. En fjärde förklaring är att vindkraften har varit dålig på att erbjuda nedreglering på balansmarknaderna. Det beror inte på tekniken, utan på utformningen av deras långsiktiga leveransavtal.

---

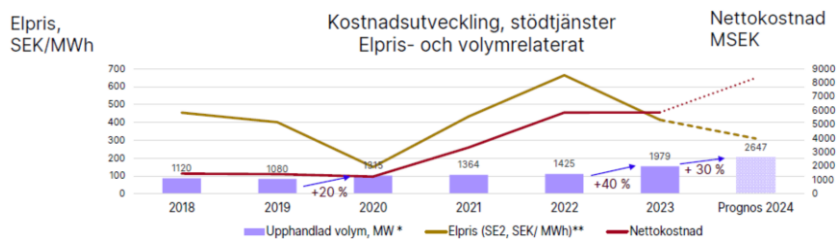
<sup>42</sup> Olkiluoto 3 regleras ned till 1300 MW när reserven inte finns tillgänglig.

<sup>43</sup> Nordic Analysis Group – NAG (2021). *Requirement for minimum inertia in the Nordic power system*.

<sup>44</sup> Målsättningen är att frekvensen inte får ligga utanför standardintervallet 49,9–50,1 Hz under mer än 10 000 minuter per år. Det målet uppfylldes inte under 2017–2019, men har i princip uppfyllts under 2020-talet (Fingrid, 2023).



**Figur 4.7 Kostnadsutveckling för stödtjänster**



Källa: Svenska Kraftnät (2024b).

### 4.7.3 Hantering av flaskhalsar i kraftnätet

Priserna på elbörsen avspeglar flaskhalsar mellan elområden men inte inom elområden; så kallade lokala flaskhalsar. En systemoperatör kan behöva göra justeringar för att säkerställa att ingen ledning i transmissionsnätet överbelastas eller för att undvika att spänningen blir för hög eller låg i en transmissionsledning. Den typen av justeringar kallas för omdirigering eller mothandel i de fall den spänner över en elområdesgräns. Vidare förekommer det att systemoperatören minskar tilldelad kapacitet för handel mellan elområden för att undvika att lokala flaskhalsar överlastas. Även nättariffer kan användas för att motverka att lokala flaskhalsar uppstår i nätet.

#### Inhemska flaskhalsar

Den viktigaste flaskhalsen inom Sverige är att överföringskapaciteten mellan norra och södra Sverige är begränsad. Den är så omfattande att den har påverkat Sveriges elområdesindelning. Problemet förvärrades när kärnkraften lades ned i södra Sverige och när Sveriges elexport till Kontinentaleuropa ökade. Problemet förstärks av att vindkraften främst byggs ut i Norrland. För diskussioner kring överföringskapacitet och produktionsmix se kapitel 6 samhällsekonomisk analys och kapitel 10 konsekvensanalys. Svenska kraftnät gör omfattande investeringar som successivt kommer att öka överföringskapaciteten mellan norra och södra Sverige under de kommande 20 åren. En första kapacitetshöjning

förväntas under 2028 och en andra under 2035.<sup>45</sup> Vidare kan Aurora line, som förbinder norra Finland och Sverige, bidra till att elöverskottet i Norrland minskar. Den beräknas vara färdig år 2025.

Ett ytterligare problem är att de öst-västliga flödena genom Svealand ökat kraftigt. Vårt nät är inte byggt för dessa flöden. Minskad elproduktion på västkusten, huvudsakligen på grund av nedstängningar i Ringhals, samt ökad elexport från Norge till Storbritannien och Tyskland har bidragit till att det har blivit ett ökat behov av att transportera el från Finland och östra Sverige tvärs genom Svealand till södra Norge. Problemet förvärras när kvarstående verk i Ringhals är stängda på grund av underhåll. Svenska kraftnät har investerat i nya nätkomponenter för att öka överföringsförmågan. De investerar även i ledningar med ökad överföringskapacitet i öst-västlig riktning, vilka förväntas vara färdigbyggda 2028.

Liksom nord-syd problematiken är öst-väst problematiken omfattande. Dessa flöden har bidragit till att Svenska kraftnät och ACER (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators) överväger behovet av att ändra på Sveriges elområden.<sup>46</sup> Fyra olika alternativ kommer utvärderas. Alla alternativen skulle innebära att ett nytt elområde införs i östra Sverige, runt Stockholm.

Ett annat syfte med att införa ett nytt elområde runt Stockholm är att det skulle minska risken för elbrist i Stockholm–Uppsala regionen, som växer snabbt.<sup>47</sup> Vidare har elproduktion stängt ned inne i städerna. Även sydvästra Skåne (Helsingborg, Landskrona, Lund, Malmö och Trelleborg) har haft problem med lokala flaskhalsar. Delvis beror det på ökad konsumtion i området, exempelvis Microsofts serverhall i Staffanstorps, men huvudproblemet var att Öresundsverket stängdes på grund av bristfällig lönsamhet.

Sveriges kraftnät har även haft problem i det så kallade Väst-kustsnittet utanför Göteborg. Enligt Svenska kraftnät uppstår problemet främst när vindkraftsproduktionen i Danmark, Tyskland

---

<sup>45</sup> Svenska kraftnät (2023). *Systemutvecklingsplan 2022–2031 – Vägen mot en dubblerad elanvändning*.

<sup>46</sup> ACER (2022). *Decision No 11/2022 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 8 August 2022 on the alternative bidding zone configurations to be considered in the bidding zone review process*.

<sup>47</sup> Holmberg, P. och T. Tangerås (2022). *Elbrist i storstäderna – ett marknadsperspektiv*.

och södra Sverige är hög samtidigt som elförbrukningen är låg.<sup>48</sup> Det innebär att det blir stora flöden genom västkustsnittet norrut mot Norge. Även kärnkraften i Ringhals bidrar till problemet, eftersom den har svårt att reglera ned. Svenska kraftnät genomför flera nätinvesteringar för att lösa problemet. De mest akuta problemen förväntas vara lösta under 2025.<sup>49</sup>

## Begränsad handelskapacitet mellan elområden och mothandel

Ett sätt att hantera driftsäkerheten i elsystemet är att tillfälligt minska handeln med våra grannländer. Exempelvis minskar de nord-sydliga flödena genom Sverige, om exporten till Kontinentaleuropa begränsas. Periodvis har risken för elbrist i sydvästra Skåne dämpats genom att Svenska kraftnät haft möjlighet att begränsa elexporten till Tyskland via Baltic cable.<sup>50</sup> På motsvarande vis kan de öst-västliga flödena dämpas om Svenska kraftnät begränsar importen till SE3 från Finland och exporten från SE3 till Norge. Även problemen i Västkustsnittet kan dämpas om importen från Kontinentaleuropa och exporten till Norge begränsas. I viss utsträckning begränsas elhandeln på det här viset, särskilt i utsatta lägen.<sup>51,52</sup> Svenska kraftnät har fått kritik för detta, både från svenska och utländska aktörer.<sup>53</sup>

Ibland stryps även elhandeln om det är brist på flexibilitet inom ett elområde. När produktionen i Olkiluoto 3 överstiger 1000 MW, stryker Fingrid importen från Sverige, så att det alltid finns en möjlighet att snabbt öka importen från Sverige med 300 MW om Olkiluoto 3 skulle behöva snabbstoppas.<sup>54</sup> På liknande sätt före-

---

<sup>48</sup> Svenska kraftnät (2020). *Request by Svenska kraftnät for a derogation from the minimum level of capacity to be made available for crosszonal trade for 2021.*

<sup>49</sup> Svenska kraftnät (2023). *Systemutvecklingsplan 2022–2031 – Vägen mot en dubblerad elanvändning.*

<sup>50</sup> Länsstyrelserna (2020). *Förutsättningar för en trygg elförsörjning – slutrapport till regeringen avseende ärende I2019/01614/E.*

<sup>51</sup> Karlsson, Svenolof (2022). *Elsystemkrisen: Det här är problemet. Så kan trenden vändas.*

<sup>52</sup> Holmberg, P. och T. Tangerås (2023). *Internationell integration av den svenska elmarknaden.*

<sup>53</sup> Karlsson, Svenolof (2022). *Elsystemkrisen: Det här är problemet. Så kan trenden vändas.*

<sup>54</sup> Normalt är importkapaciteten från Sverige till norra Finland 1500 MW, men den sänks till 1200 MW när Olkiluoto 3 producerar över 1000 MW. Fingrid har rätt att strypa importen med upp till 30 procent, så detta bryter inte mot EU:s 70 procent regel. Fingrid har även utökat sin störningsreserv med 300 MW, från 1000 MW till 1300 MW, för att parera snabbstopp i Olkiluoto 3. Förfarandet beskrivs i följande dokument:

<https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/olkiluoto-3-kantaverkkoon/Jos-Olkiluoto-irtoaa-verkosta/>.

kommer det att Svenska kraftnät stryper överföringen från norra till södra Sverige för att säkerställa att det finns marginaler att importera balanskraft från Norrland om en oväntad obalans skulle uppstå i södra Sverige. Svenska kraftnät har delvis motverkat detta problem genom att upphandla reglerresurser i södra Sverige.

EU vill främja ökad elhandel mellan medlemsländerna, och vill motverka att elhandeln stryps mellan EU:s länder. Artikel 16(8) i EU regleringen 2019/943 anger att minst 70 procent av tillgänglig överföringskapacitet mellan två elområden ska tilldelas marknaden samtidigt som driftsäkerhetsgränserna respekteras, men det går att ansöka om undantag från regeln. Svenska kraftnät har gjort det vid flera tillfällen. ACER avslog dock Svenska kraftnäts begäran för år 2022. En anledning till det var att problemen i Sverige var relativt små, enligt ACER. ACER förordade därför att när elhandeln behöver strypas, så kan det göras med mothandel. Det innebär att systemoperatören erbjuder handelskapacitet till elbörsen i enlighet med 70 procent regeln, och därefter minskar flödet genom att aktivera produktion som upphandlats för att vara tillgänglig i området med underskott.

Sveriges kostnader för mothandel har ökat under 2020-talet. År 2022 var kostnaden cirka 0,25 öre per konsumerad kWh.<sup>55</sup> Det är relativt mycket även utifrån ett EU perspektiv, men det beror antagligen på att 70 procent regeln ännu inte tillämpas i de flesta av EU:s länder, på grund av beviljade undantag.

Nordens systemoperatörer planerar att införa flödesbaserad kapacitetsberäkning under hösten 2024. Det innebär att tilldelningen av överföringskapacitet till elbörsen blir mer koordinerad och att elbörsen får mer detaljerad information om flaskhalsarna i kraftnätet. Förändringen förväntas medföra att Nordens kraftnät kan utnyttjas mer effektivt och att handeln mellan elområden i norra Europa kan öka i befintligt nät. Förändringen har dock kritiserats eftersom den ökade elhandeln förväntas medföra höjda elpriser i Sverige.

---

<sup>55</sup> Holmberg, P. (2024). *The inc-dec game and how to mitigate it. Energiforskrappport.*

## Lokala flaskhalsar och omdirigering

Omdirigering påminner om mothandel, men omdirigering används för att hantera ett lokalt problem inom ett elområde. Svenska kraftnät avlastar en lokal flaskhals genom att öka produktionen i ena änden och minska produktion i den andra.

I Sverige, och våra nordiska grannländer, har kostnaden för omdirigering varit jämförelsevis låg. I Sverige var kostnaden cirka 0,05 öre per konsumerad kWh under år 2022.<sup>56</sup> Det finns länder som har mycket höga kostnader för omdirigering. I Irland och Tyskland var exempelvis kostnaderna för omdirigering 5–20 öre per konsumerad kWh under 2022.<sup>57</sup> En anledning till det är att dessa länder endast har ett elområde per land. En annan anledning till att kostnaderna för omdirigering är hög i vissa europeiska länder, exempelvis Storbritannien, är att ägaren av stamnätet har ålagts att ansluta ny elproduktion innan nätkapaciteten har anpassats efter de nya produktionsförhållandena. Tanken är att detta ska skynda på energiomställningen, men risken ökar för att det uppstår lokala flaskhalsar.

## Avhjälpande åtgärder

Det var stora problem med spänningsregleringen i södra Sverige under 2020 och fram till hösten 2021, i samband med nedstängningarna av Ringhals 1 och 2.<sup>58</sup> Sommaren 2020 och 2021 behövde Svenska kraftnät upphandla planerbar produktion från Ringhals 1 respektive Rya Kraftvärmeverk. Vidare betalades Karlshamnsverket och Rya Kraftvärmeverk för att verken hölls i beredskap under sommaren 2020.<sup>59,60</sup> Men behovet av sådana extraordinära åtgärder har minskat efter det att Svenska kraftnät installerat en nätkomponent (STATCOM) i Stenkullen i september år 2021, vilken hjälper till med att stötta spänningen i södra Sverige. Även

---

<sup>56</sup> Holmberg, P. (2024). *The inc-dec game and how to mitigate it. Energiforskerapport.*

<sup>57</sup> Holmberg, P. (2024). *The inc-dec game and how to mitigate it. Energiforskerapport.*

<sup>58</sup> Holmberg, P. (2024). *The inc-dec game and how to mitigate it. Energiforskerapport.*

<sup>59</sup> Verken aktiverades i augusti 2020 när Ringhals 1 fick ett oväntat stopp under en vecka (Karlsson, 2022).

<sup>60</sup> Holmberg, P. (2024). *The inc-dec game and how to mitigate it. Energiforskerapport.*

SydVästLänken, som togs i drift strax innan, har bidragit till att spänningen stabiliserats i södra Sverige.<sup>61</sup>

Innan Svenska kraftnät började upphandla den snabba frekvensreserven under 2020-talet, så betalade Svenska kraftnät en ersättning till Oskarshamn 3 som kompensation för att de begränsade produktionen och därmed minskade det dimensionerande felet i Norden under perioder då det var brist på svängmassa i det nordiska kraftsystemet.<sup>62</sup>

## Tariffer i transmissionsnätet

Transmissionsnätet finansieras av tariffer som tas ut av Svenska kraftnät. Nättariffer används även för att bekosta förluster i nätet. Elbörsen utgår ifrån att el kan transporteras förlustfritt. Det är nätägaren Svenska kraftnät som gentemot elbörsen är betalningsansvarig för förlusterna i transmissionsnätet.

Sveriges nättariffer är detaljerade på det viset att produktion som befinner sig långt ifrån förbrukningen får betala en högre tariff, eftersom den typen av produktion leder till ökade nätförluster och nätkostnader.<sup>63</sup> Detta är ganska unikt inom Europa.<sup>64</sup>

För att öka samhällseffektiviteten kan dock tarifferna bli ännu mer detaljerade. Mer detaljerade prissignaler bidrar till minskad risk för lokal elbrist och förbättrad spänningsstabilitet. Svenska kraftnät arbetar med att senast januari 2027 ändra nättarifferna, i linje med Energimarknadsinspektionens nya riktlinjer.<sup>65</sup> Exempelvis kommer effekttariffer tas ut under tidpunkter när nätet blir överbelastat. När effekttariffer är välutformade så ökar kostnaden för den produktion och den förbrukning som bidrar till att flaskhalsar uppstår. Samtidigt minskar kostnaden för den produktion och den förbrukning som motverkar att flaskhalsar uppstår (Holmberg och Tangerås, 2023a).

---

<sup>61</sup> SydVästLänken är en likströmsförbindelse mellan SE3 och SE4. Kraftelektroniken som omvandlar likströmmen till växelström hjälper även till med att reglera spänningen. <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/transmissionsnätet/avslutade-transmissionsnatsprojekt/sydvastlanken/byggnation/sydvastlankens-likstromsforbindelse-ar-nu-i-drift-och-en-del-av-transmissionsnätet/>.

<sup>62</sup> Svenska kraftnät (2019). *Motiveringsrapport för aktivering av avhjälpande åtgärd*. Ärendenr. 2019/344.

<sup>63</sup> Thema (2019). *Review of the Swedish grid tariff model*, Thema Rapport 2019-04.

<sup>64</sup> Eicke, A., T. Khanna, och L. Hirth (2020). *Locational investment signals: how to steer the siting of new generation capacity in power systems?*

<sup>65</sup> Energimarknadsinspektionen (2022). *Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet*.

All elproduktion är skyldig att bidra med spänningsreglering, om den systemansvarige kräver detta. I praktiken har systemansvariga inte krävt detta för en stor del vindkraft, framför allt vindkraft som anslutit till distributions- och regionnät. Svenska kraftnät och ansvariga för distributions- och regionnät har dock skärpt kraven. Intentionen är att all ny elproduktion ska bidra till spänningsreglering. Vidare har Svenska kraftnät planer på att via nättariffen kompensera dem som bidrar med spänningsreglering.<sup>66</sup>

En annan del av nättarifferna är anslutningsavgiften. Det är en avgift som en aktör betalar när de ansluter sig till nätet. Tidigare har anslutningsavgifterna i Sverige varit djupa (Thema, 2019), och mer djupa än i de flesta av Europas länder (Eicke et al., 2020). Med detta menas att de aktörer som kopplar in sig på transmissionsnätet även får bekosta nödvändiga nätförstärkningar långt in i nätet. Elproduktion som orsakar stora förluster och nätkostnader har i stor utsträckning fått stå för dessa kostnader på egen hand.

I mars 2024 meddelade Svenska kraftnät att anslutningsavgifterna kommer förändras.<sup>67</sup> Kostnader för förstärkningar i stamnätet som är till nytta för flera olika anslutande parter hamnar i större utsträckning på Svenska kraftnät. Tanken är att förändringen ska skapa ökad förutsägbarhet för berörda parter. En förändring i den riktningen har även förordats av Thema (2019).

Regeringen Andersson ändrade i Svenska kraftnäts instruktioner i Förordning 2007:1119, så att Sveriges transmissionsnät även byggs ut till områden inom Sveriges sjöterritorium där det finns förutsättningar för att ansluta havsbaserad vindkraft. Ändringen trädde i kraft 2022-01-01. Svenska kraftnät har föreslagit att transmissionsnätet byggs ut så att det blir möjligt för havsbaserad vindkraft att ansluta till sex knypunkter ute i havet. En sådan utbyggnad skulle möjliggöra en anslutning av upp till 40 TWh vindkraft till en kostnad av 32–40 miljarder kronor i 2022 års prisnivå.<sup>68</sup> Regeringen Kristersson strök detta tillägg i Svenska kraftnäts instruktioner den 15 november 2023.

Nätkostnaden blir olika för olika produktionsteknologier. Exempelvis blir nätkostnaden väsentligt lägre för kärnkraften som kan

---

<sup>66</sup> Svenska kraftnät (2021a): *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett elsystem under förändring*.

<sup>67</sup> Se följande pressmeddelande: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmannan-nyheter/2024/ny-princip-for-anslutningsavgift-tydliggor-ansvar-for-kostnader/>.

<sup>68</sup> Se följande pressmeddelande: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/svenska-kraftnat-bygger-ut-transmissionsnattet-till-havs---3325128/>.

placeras i närheten av de platser där elen konsumeras, och väsentligt högre för havsbaserad vindkraft. Samtidigt är Sveriges nättariffer någorlunda teknikneutrala. Det innebär att produktion som orsakar höga nätkostnader och nätförluster får betala en stor del av den kostnaden i form av ökade nättariffer. Det finns dock vissa schablonmässiga inslag i Sveriges nättariffer, men vilka kraftslag som eventuellt gynnas av detta är svårt att avgöra. Dessutom förväntas schablonmässigheten minska i samband med att Svenska kraftnät senast 2027 inför mer detaljerade nättariffer, som antagligen även kommer beakta bidraget till spänningsreglering.

## 4.8 Omställning mot en hållbar energimarknad

Den totala energianvändningen i Sverige förväntas bli förhållandevis konstant i framtiden. År 2020 var den totala energianvändningen ungefär 500 TWh, och 2050 förväntas den ligga på 470–643 TWh.<sup>69</sup> Trots detta förväntas den gröna energiomställningen medföra en större omställning för elsystemet eftersom en stor mängd fossilbaserad energiförbrukning som används inom transportsektorn och industrin ska ersättas med fossilfri el. En viktig anledning till den ökande efterfrågan på el är behovet av grön vätgas i industrin, särskilt som insatsvara i gruv- och stålindustrin samt i produktion av elektrobränslen. Elektrobränslen är ett samlingsnamn för gröna drivmedel gjorda av fossilfri el, vatten/vätgas och koldioxid eller kväve. De kan exempelvis användas i fordon, fartyg och flygplan. Grön vätgas produceras genom elektrolys av vatten och är mycket energikrävande. Utöver tillverkning av vätgas samt elektrifiering av transporter och befintliga industriella processer tillkommer nya industrier som serverhallar och batterifabriker.

Riksdagen godkände 2024 regeringen Kristerssons förslag till planeringsmål för elsystemet (prop. 2023/24:105) med innebörden att planeringen av det svenska elsystemet ska ge förutsättningar för att leverera den el som behövs för en ökad elektrifiering och för att möjliggöra den gröna omställningen. I propositionen redovisar regeringen bedömningen att Sverige bör planera för att kunna möta

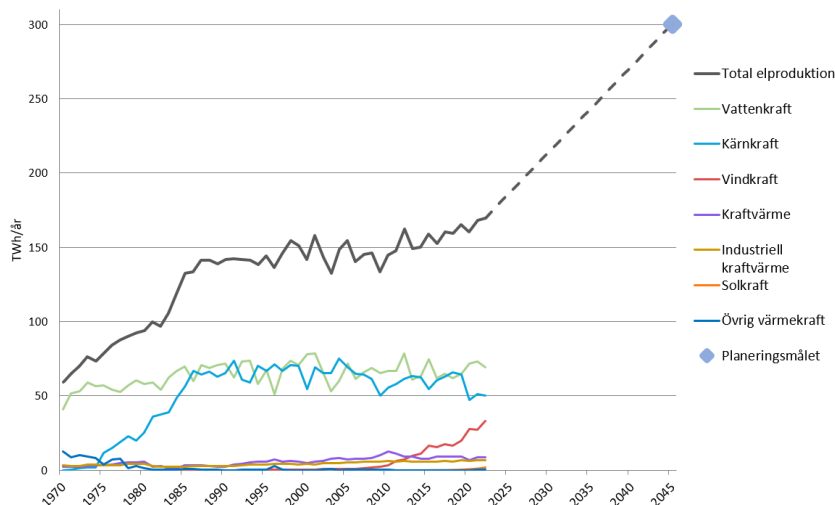
---

<sup>69</sup> Energimyndigheten (2023a). *Scenarier över Sveriges energisystem 2023: Med fokus på elektrifieringen 2050*.



ett elbehov om minst 300 TWh 2045. Ökningen det innebär jämfört med dagens elproduktion illustreras i figur 4.8.

**Figur 4.8 Elproduktion (netto) per kraftslag 1970–2022 och planeringsmålet 2045**



Anm.: Egen bearbetning av data från Energimyndigheten (2023) fram till år 2022. *Energiläget i siffror 2023*.

Samtidigt är osäkerheten stor kring hur mycket elförbrukningen kommer öka. Energimyndigheten uppskattar att förbrukningen kommer ligga mellan 228 och 349 TWh år 2050.<sup>70</sup> Spridningen är ännu större i Svenska kraftnäts scenarier, där varierar elförbrukningen mellan 200 och 343 TWh år 2045.<sup>71, 72</sup> De lägre delarna av intervallen innebär bland annat att industrins gröna omställning inte genomförs fullt ut och att transportsektorn inte elektrifieras i lika hög utsträckning.<sup>73</sup> Vad detta medför för samhällsekonomiska konsekvenser givet att Sveriges åtaganden på klimatområdet ska nås finns det ännu ingen fullständig analys av så vitt utredningen känner till. Förbrukningen förväntas främst öka i SE1 och SE3, där den kan

<sup>70</sup> Energimyndigheten (2023a). *Scenarier över Sveriges energisystem 2023: Med fokus på elektrifieringen 2050*

<sup>71</sup> Svenska kraftnät redovisar även olika scenarier för elförbrukning år 2050 på mellan 208 och 365 TWh.

<sup>72</sup> Svenska kraftnät (2024a). *Långsiktig marknadsanalys: Scenarier för kraftsystemets utveckling fram till 2050*.

<sup>73</sup> Svenska kraftnät (2024a). *Långsiktig marknadsanalys: Scenarier för kraftsystemets utveckling fram till 2050*.

öka med cirka 25–100 TWh respektive 30–70 TWh till år 2045.<sup>74</sup> Ökningen i SE2 resp. SE4 förväntas vara cirka 5–30 TWh respektive 10–15 TWh. För de scenarier där elförbrukningen ökar som mest i Norrland kommer snittpriset i SE1 bli högre än snittpriset i SE4.<sup>75</sup>

Industrins elförbrukning förväntas ligga i intervallet 170–259 TWh år 2050.<sup>76</sup> Av dessa beräknas 22–100 TWh användas för produktion av vätgas. En anledning till den stora osäkerheten är att vätgasen främst kommer användas i nya verksamheter. Vidare används vätgasen som insatsvara i produkter som säljs på en konkurrensutsatt global marknad. Det innebär att den framtida vätgasproduktionen i Sverige är känslig för elpriserna i Sverige relativt utlandet. Vidare är vätgasproduktionen känslig för EU:s handelspolitik, såsom klimattullar, samt stöd från EU och Sverige. Exempelvis har EU beslutat om REPowerEU som syftar till att snabbt ställa om EU:s energisystem bland annat med hjälp av vätgas. Syftet är att beroendet av ryska fossila bränslen ska minska och att klimatpåverkan ska minska. Vätgasstrategin innefattar omfattande stöd för att bygga ut infrastruktur för distribution, produktion, och användning av vätgas. Dessutom finns ett mål att EU ska producera 10 miljoner ton vätgas från förnybara energikällor år 2030, vilket motsvarar en elförbrukning på ungefär 500 TWh.

En annan källa till osäkerhet är att ett fåtal projekt kommer avgöra hur stor vätgasproduktionen blir i Sverige. Hybrit där vätgas ska användas till att reducera syret i järnmalmen är det största vätgasprojektet som planeras i Sverige. Projektet är ett samarbete mellan LKAB, SSAB och Vattenfall och behöver, om det byggs fullt ut, 70–80 TWh el. Hybrit har planer på att bygga ett stort lager för vätgas. Om de skulle fullföljas, så skulle det innebära att de kan slå av tillverkningen av vätgas om elpriset är högt. Det skulle i så fall bidra till stabilare elpriser och till att utbudet av reglerresurser ökar. Även andra vätgasprojekt skulle kunna bidra med balansjänster, även om deras lagringskapacitet är väsentligt lägre. I scenarier med en stor utbyggnad av vätgasproduktion bedömer Svenska kraftnät att vätgasproduktionens bidrag till balanseringen av produktion och

---

<sup>74</sup> Svenska kraftnät (2024a). *Långsiktig marknadsanalys: Scenarier för kraftsystemets utveckling fram till 2050*.

<sup>75</sup> Svenska kraftnät (2024a). *Långsiktig marknadsanalys: Scenarier för kraftsystemets utveckling fram till 2050*.

<sup>76</sup> Energimyndigheten (2023a). *Scenarier över Sveriges energisystem 2023: Med fokus på elektrifieringen 2050*.

förbrukning kommer vara ungefär lika stort som vattenkraftens bidrag.<sup>77</sup>

I Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys uppskattas elpriset i SE3 vara 44,4–61,3 EUR/MWh i 2024 års prisnivå år 2045. Kärnkraftverk körs nästan kontinuerligt, så intervallet ger en ungefärlig prognos för kärnkraftverkens framtida genomsnittliga ersättning från elförsäljning. Vindkraftens genomsnittliga ersättning förväntas bli väsentligt lägre. Delvis för att många vindkraftverk är placerade i norra Sverige, men även för att vindkraftverken tenderar att producera mycket el samtidigt. Bergman et al. uppskattar, för två olika scenarier år 2035, att snittpriset för landbaserad vindkraft är 60–70 procent av konsumenternas snittpris.<sup>78</sup> En högre andel vindkraftsproduktion i energimixen innebär, allt annat lika, att kannibaliseringseffekten förstärks och den genomsnittliga intäkten för vindkraft i förhållande till snittpriset blir lägre.

Allt billigare batterier förväntas leda till ökade investeringar i ellager som används i kraftsystemet. Batterierna kan bidra till jämnare elpriser inom landet och även till att elnätet kan utnyttjas mer effektivt.

Samtidigt behöver kraftnätet byggas ut i takt med att elförbrukningen och produktionen ökar. Svenska kraftnät har två utmaningar, dels behöver överföringskapaciteten öka, samtidigt behöver även stamnätet förnyas då stora delar av ledningsnätet byggdes på 50- och 60-talet. Detta innebär att investeringstakten kommer behöva öka. Nätinvesteringarna förväntas närmare femdubblas på sex år, från drygt 2 miljarder kronor år 2018 till drygt 10 miljarder år 2024.<sup>79</sup> Planen är att därefter att hålla en hög investeringstakt i drygt 15 år, fram till 2040.

Under de närmaste 20 åren kan ungefär hälften av investeringarna tillskrivas återinvesteringar och förnyelse av nätet.<sup>80</sup> 35 procent är lokala systemförstärkningar. Det handlar huvudsakligen om att förstärka nätkapaciteten in till Sveriges storstäder, att ansluta havs-

---

<sup>77</sup> Svenska kraftnät (2024a). *Långsiktig marknadsanalys: Scenarier för kraftsystemets utveckling fram till 2050*.

<sup>78</sup> Bergman, L., N. Damsgaard, N-H M. Von Der Fehr, P. Holmberg, L. Joelsson, P. Lundström, A. Moritz, M. Nilsson, R. Nilsson, A. Regnell, J. Rönnback, J. Strömbergsson, M. Thorstensson och S. Montin (2022). *Långsiktiga investeringar och handel på framtidens elmarknad*.

<sup>79</sup> Svenska kraftnät (2021). *Systemutvecklingsplan 2022–2031: Vägen mot en dubblerad elanvändning*.

<sup>80</sup> Svenska kraftnät (2021). *Systemutvecklingsplan 2022–2031: Vägen mot en dubblerad elanvändning*.

baserad vindkraft och att förstärka nätet i öst-västlig riktning. 10 procent av nätinvesteringarna kommer att läggas på förbättrad marknadsintegration. Det handlar om investeringar i överföringskapaciteten mellan norra och södra Sverige samt fler kablar till våra grannländer.<sup>81</sup> Var ny elproduktion och -konsumtion förläggs och vilka produktionsslag som tillkommer kan påverka behovet av nätutbyggnad. Detta diskuteras i kapitel 6 *Samhällsekonomisk analys* och kapitel 10 *Konsekvensanalys*.

## 4.9 Sammanfattning

Sveriges erfarenheter från världskrigen samt oljekrisen under 1970-talet har bidragit till att energiberoende och fossilfrihet har varit återkommande teman under landets utbyggnad av elproduktion. Denna strävan, tillsammans med de geografiska förutsättningarna, har bidragit till att Sverige huvudsakligen har fossilfri elproduktion i form av vattenkraft, kärnkraft och förnybar el.

Under de senaste decennierna har elhandeln med våra grannländer ökat kraftigt, vilket har ökat samhälleffektiviteten. Samtidigt har den ökade marknadsintegrationen och den förtida nedstängningen av kärnkraftverk medfört utmaningar i kraftnätet. Ytterligare utmaningar har uppstått på grund av snabb befolkningsökning i Sveriges storstadsregioner och en ökad andel icke-planerbar kraft. Svenska kraftnät har successivt minskat problemen genom mindre åtgärder och långsiktiga investeringar. Vidare har nätägarna skärpt kraven på vindkraft.

Elmarknaden avreglerades i Norden under 90-talet och början av 2000-talet. Numera har EU en gemensam elbörs. Sverige har EU:s lägsta elpriser på elbörsen. Däremot har vi stora skillnader i elpriset inom landet. Dessa skillnader har uppstått till följd av nedlagd kärnkraft i söder, ökad elexport till Kontinentaleuropa och att ny vindkraft främst placerats i Norrland.

Balanseringen av förbrukning och produktion inom Norden försämrades under några år fram till 2020. Frekvenskvaliteten har dock förbättrats under senare år. Kvalitetshöjningen är en av förklaringarna till att kostnaderna för balanseringen har ökat i Sverige under senare år. Det finns även andra anledningar till att balans-

---

<sup>81</sup> Sveriges regering har inte gett Svenska kraftnät tillstånd att bygga Hansa Powerbridge.

kostnaderna har ökat kraftigt: 1) Sverige har enligt Nordens nya fördelningsnyckel fått ett större ansvar för att balansera Nordens system, 2) Norge har byggt mycket stora DC kablar till Tyskland och Storbritannien, vilket har ökat behovet av Nordisk balanskapacitet, 3) en minskad andel planerbar elproduktion har bidragit till ett minskat utbud av balanstjänster, 4) behovet av balanstjänster har ökat snabbt, så att investeringarna i balansresurser inte har hunnit med, 5) ökade elpriser innebär att även kostnaden för balansering ökar och 6) en mer marknadsmässig prissättning på balanskraft.

Sverige har ett bra utgångsläge inför energiomställningen. Vårt elsystem är i princip fossilfritt och vi är EU:s näst största nettoexportör av el. Planeringsmålet som riksdagen beslutat om slår fast att det svenska elsystemet ska ge förutsättningar att leverera den el som behövs för en ökad elektrifiering och för att möjliggöra den gröna omställningen. Regeringens bedömning att elsystemet ska kunna möta en efterfrågan om minst 300 TWh 2045 innebär att en kraftig utbyggnad av elproduktionen framöver krävs. Lägre nivåer av utbyggnad innebär bland annat att industrins gröna omställning inte genomförs fullt ut och att transportsektorn inte elektrifieras i lika hög utsträckning. Vad detta medför för samhällsekonomiska konsekvenser givet att Sveriges åtaganden på klimatområdet ska nås finns det ännu ingen fullständig analys av så vitt utredningen känner till.



## 5 Kostnader, finansiering och intäkter

### 5.1 Inledning

I detta kapitel beskrivs de kostnader och intäkter som investeringar i ny kärnkraft innebär. Beskrivningen utgår från ett företags-ekonomiskt perspektiv snarare än ett samhällsekonomiskt. I avsnitt 5.2 redogörs för kärnkraftens konstruktions-, drifts- och finan och den osäkerhet som finns kopplat till dessa. Kostnadsuppskattningarna som presenteras i detta avsnitt används sedan för parametersättningen av modellen för finansiering och riskdelning i kapitel 9. I avsnittet konstrueras också olika exempel på kärnkraftens produktionskostnad, vilket är den intäkt som krävs för att investeringen ska vara lönsam. Avsnitt 5.3 handlar om vilka intäkter kärnkraftverk kan väntas erhålla framöver. Där belyses även de svårigheter som finns i att göra tillförlitliga prognoser för elprisets utveckling över tid. Slutligen återges de viktigaste slutsatserna från kapitlet i avsnitt 5.4.

### 5.2 Kostnader

Kärnkraftsprojekt kännetecknas av stora investeringar och långa investeringshorisonter. Konstruktionskostnaden är hög och tidsåtgången för byggandet lång jämfört med andra kraftslag. Investerings- och finansieringskostnaderna utgör därför en betydande del av den totala kostnaden för kärnkraft.

Avslutade och pågående projekt visar i många fall på betydande fördröjningar och fördyringar. Kostnaderna påverkas även till följd

av att marknadsrisk, regulatoriska risker och politiska risker<sup>82</sup> är svåra att förutse. Detta leder sammantaget till att finansiärer kräver betydande riskpremier.

Kostnaderna för ett kärnkraftsprojekt kan delas in i följande tre huvudkategorier: konstruktionskostnader, finansieringskostnader samt drifts- och avvecklingskostnader. Hur dessa kostnader uppstår och förhåller sig till projektet som helhet redogörs för i detta avsnitt. Sammantaget leder förväntningen om dessa kostnader till en beräknad produktionskostnad för el. Produktionskostnaden indikerar den intäkt från produktion som är nödvändigt för att investeringen ska vara lönsam.

Senast en ny reaktor färdigställdes i Sverige var år 1985 och då rådde en annan regulatorisk miljö. Detta innebär att skattningar av kostnader i hög grad behöver baseras på projekt i andra länder.

Det bransch- och myndighetsägda forskningsföretaget Energiforsk uppskattade 2021 att konstruktionskostnaden exklusive finansieringskostnader (overnight-kostnad) för ny kärnkraft i Sverige ligger mellan 30–55 miljoner kronor/MW och att produktionskostnaden för el är 49–64 öre/KWh i 2020-års prisnivå.<sup>83</sup> Prisnivån förutsätter dock en nivå på finansieringskostnader som utredningen inte bedömer är troliga att uppnå utan någon form av riskdelning eller finansieringsstöd. För ett kärnkraftverk med 1 250 MW effekt<sup>84</sup> beräknas konstruktionskostnaden exklusive finansieringskostnader med Energiforsks intervall till cirka 50–69 miljarder kronor i 2020-års prisnivå. Produktionskostnaden för el i Energiforsks analys baseras på en reell kalkylränta om 6 procent och 5–8 års byggtid. Liknande kostnadsnivåer används av Energimyndigheten i deras långtidsscenarier.<sup>85</sup> Mycket pekar dock mot att dessa kostnader ökat de senaste åren.

## 5.2.1 Konstruktionskostnader

För att jämföra konstruktionskostnader mellan olika projekt används den så kallade overnight-kostnaden. Overnight-kostnaden

---

<sup>82</sup> Marknadsrisk innebär att det råder osäkerhet kring elmarknadens prisnivåer, regulatoriska risker är exempelvis otydliga eller förändrade säkerhetskrav och politiska risker avser de politiska beslut som kan förändra kärnkraftens förutsättningar.

<sup>83</sup> Energiforsk (2021a). *El från nya anläggningar*. Rapport 2021:714.

<sup>84</sup> Avser elektrisk effekt.

<sup>85</sup> Energimyndigheten (2023a). *Scenarier över Sveriges energisystem 2023*. ER2023:07.



är kostnaden för att bygga en reaktor om den kunde byggas under en natt, alltså kostnaden för konstruktion exklusive finansieringskostnader.

De landspecifika faktorerna som påverkar overnight-kostnaden är generellt konkurrenssituationen, säkerhetskraven, kostnaden för arbetskraft och erfarenhet av att genomföra jämförbara omfattande infrastrukturprojekt.

Energiforsk har sammanställt overnight-kostnader för de 82 projekt som färdigställts globalt mellan 2000 och 2020 med tillgängliga kostnadsdata. Spridningen är stor och intervallet utgörs av cirka 15–50 miljoner kronor/MW i 2020 års prisnivå. Medianvärdet för overnight-kostnader för de färdigställda projekten är 20,6 miljoner kronor/MW. Siffrorna ska ses som uppskattningar då det dels är möjligt att finansieringskostnader till del inkluderats i overnight-kostnader vilket skulle leda till överskattningar, dels skett ytterligare kostnadsöverskridanden som inte gjorts offentliga vilket skulle innebära underskattningar.<sup>86</sup>

Av de projekt som påbörjats i västvärlden sedan 2000 pågick fortfarande konstruktion i samtliga fall vid tidpunkten för Energiforsks sammanställning. För dessa är den beräknade overnight-kostnaden betydligt högre än i resten av världen. För de 17 projekten i västvärlden är medianen för den beräknade overnight-kostnaden 55 miljoner kronor/MW i 2020-års prisnivå.<sup>87</sup>

Uppskattningar av overnight-kostnaden för ny kärnkraft skiljer sig avsevärt. I rapporten *Financing new nuclear in Sweden* sammanställs flera uppskattningar av kostnaden och spannet är mellan 2 miljoner EUR/MWh och 13 miljoner EUR/MWh.<sup>88</sup>

Historiskt sett är spridningen av overnight-kostnader mycket stor vilket Lovering, Yip och Nordhaus rapport *Historical construction costs of global nuclear power reactors* illustrerar.

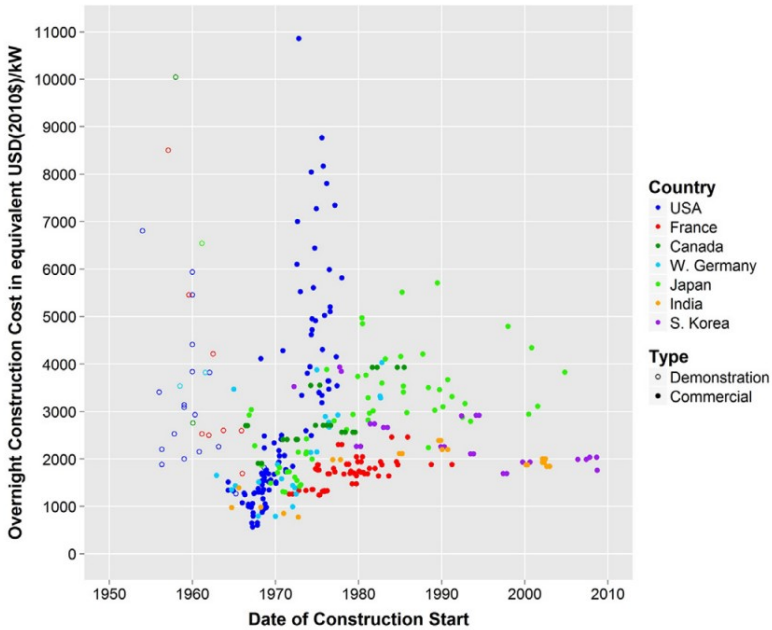
---

<sup>86</sup> Energiforsk (2021b). *Bilagor till rapporten El från nya anläggningar*.

<sup>87</sup> Energiforsk (2021b). *Bilagor till rapporten El från nya anläggningar*.

<sup>88</sup> EY (2024). *Financing new nuclear in sweden*.

Figur 5.1 Overnight-kostnader 2010-års USD/kW historiskt



Källa: Lovering, Yip och Nordhaus (2016). Historical construction costs of global nuclear power reactors.

De generellt högre arbetskraftskostnaderna i västvärlden förklarar en del av skillnaden i overnight-kostnader. En kvantifiering av arbetskraftskostnader visar att Kina och Sydkorea möter kostnader om cirka 4 miljoner kronor/MW medan projekt i USA möter kostnader för arbetskraft om cirka 13 miljoner kronor/MW.<sup>89</sup>

Overnight-kostnaden beror även av orsaker som inte generellt kan anses vara landspecifika. Till dessa kan bland annat leverantörernas förmåga att hålla tids- och kostnadsplaner, val av reaktorteknik och tillgång till lämplig mark räknas.

Kärnkraftsprojekt kan delas upp i ”first of a kind” (FOAK) och ”Nth of a kind” (NOAK). FOAK-projekt är projekt där en ny reaktorteknik tillämpas för första gången och NOAK-projekt avser efterföljande projekt med samma reaktordesign. Historiska erfarenheter visar att NOAK-projekt under vissa förutsättningar har haft betydligt lägre kostnader än FOAK-projekt.<sup>90</sup> I de fall kostnader

<sup>89</sup> MIT (2018). *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World*.

<sup>90</sup> MIT (2018). *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World*.

kunnat sänkas för nästföljande projekt har reaktorer byggts i serie utan förändrade regelverk som kräver kostsamma förändringar av designen.<sup>91, 92</sup> Likaså bedöms kostnaderna för den första nya kärnkraften i ett land som inte byggt kärnkraft i närtid vara betydligt högre än för efterföljande projekt. Inlärningseffekterna antas vara som störst i de fall samma projektör bygger kärnkraft i samma land med samma reaktortyp. Enligt MIT-studien *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World* innebär FOAK-projekt, i bemärkelsen första reaktorn av dess typ som byggs i ett land, i genomsnitt 30 procent högre kostnader än nästföljande projekt.<sup>93</sup> Kostnadsökningen blir än större i de fall där projektören inte byggt ny kärnkraft inom en generation då kunskaper och expertis behöver byggas upp på nytt. Enskilda projekt och få reaktorer per område driver upp kostnaderna ytterligare då kostnader för markförberedelse, licensiering och anslutande infrastruktur måste bäras av färre projekt. De i särklass dyraste projekten AP1000-reaktorerna i USA och EPR-reaktorerna under konstruktion i Storbritannien och Frankrike samt den nyligen färdigställda reaktorn i Finland uppfyller dessa fördröjningskriterier.<sup>94</sup>

Lyckade kärnkraftsprojekt har följande, inom det beställande landet påverkbara, faktorer gemensamt:<sup>95</sup>

1. Ett enskilt utpekad bolag som projektledare med en historik av att framgångsrikt ha styrt flera oberoende underleverantörer inom större projekt
2. Upprättande av en kontraktstruktur där alla leverantörer har egna incitament att projektet genomförs framgångsrikt
3. En kontrakt-administration som tillåter nödvändiga ändringar utan långa fördröjningar i de fall oförutsedda krav eller underleverantörsförändringar uppstår.
4. Att projektet verkar inom ramen för ett regelverk som har viss flexibilitet för mindre förändringar under konstruktionsfasen och kan godkänna dessa utan fördröjning.

---

<sup>91</sup> MIT (2018). *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World*.

<sup>92</sup> NEA (2022). *Financing New Nuclear Power Plants: Minimising the Cost of Capital by Optimising Risk Management*.

<sup>93</sup> MIT (2018). *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World*.

<sup>94</sup> MIT (2018). *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World*.

<sup>95</sup> MIT (2018). *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World*.

Ur ett finansierings- och riskdelningsperspektiv är punkt 2 särskilt relevant att beakta. Misslyckande att behålla incitamentsriktiga strukturer leder till att kostnader väntas öka. Enligt kontraktsteoretiska resonemang är det ofta lämpligt att projektrisker som projektägaren själv kan påverka också bärs av denne.

I vissa delar av världen har reaktorer byggts på i genomsnitt 5 år.<sup>96</sup> Samtidigt har kärnkraftsprojekt utförda på senare tid i USA och Europa haft kraftiga förseningar och fördringar.<sup>97, 98</sup> Budzier et al. analyserar kärnkraftsprojekt mellan 1969 och 2005 utifrån uppgifter om tids- och kostnadsöverskridanden jämfört med beräknad kostnad och tidsåtgång vid tidpunkten för investeringsbeslutet. Medianen för kostnadsökning är 68 procent (n=194) och för tidsöverskridanden 40 procent (n=177).<sup>99</sup> Det finns en stark samvariation mellan kostnads- och tidöverskridanden. När såväl kostnads- som tidsbudgetar spricker blir det dubbla negativa effekter på kostnaden. Effekten är att kapital behöver lånas över längre tid och att mer kapital behövs.

För att kunna parametersätta den i kapitel 9 föreslagna finansierings- och riskdelningsmodellen samt beräkna förslagets ekonomiska konsekvenser behöver utredningen göra antaganden om kostnaderna för ny kärnkraft. Utredningen bedömer att en overnight-kostnad på 80 miljoner kronor/MWh är ett rimligt antagande för dessa syften.

Bedömningen baseras på tillgängliga kostnadsutfall, samtal med experter och med branschens aktörer. Bedömningen tar hänsyn till att priserna på några av de insatsvaror ett kärnkraftsprojekt är beroende av har ökat kraftigt och de lärdomar som dragits från nyligen utförda projekt. Estimatet 80 miljoner kronor/MWh bedöms vara väntevärdesriktigt men mot bakgrund av det breda kostnadsintervallintervall som kan observeras för tidigare kärnkraftsprojekt poängteras att osäkerheten är stor. Utredningens bedömning av overnight-kostnaden avser de förväntade kostnaderna givet att en aktör bygger minst 2000–3000 MW ny kärnkraft av samma reaktortyp på samma plats. En första reaktor på mellan

---

<sup>96</sup> Energiforsk (2021a). *El från nya anläggningar*. Rapport 2021:714.

<sup>97</sup> Reactorer som byggts på i genomsnitt 5 år är av typerna APR, VVER, CNP, CPR och OPR medan de kraftigt fördrjade och försenade projekten använt typerna EPR och AP1000.

<sup>98</sup> Institute for Energy Economics and Financial Analysis (2023). *European Pressurized Reactors (EPRs): Next-generation design suffers from old problems*.

<sup>99</sup> Budzier et al. 2018. *Quantitative Cost and Schedule Risk Analysis of Nuclear Waste Storage*.

1 000 och 1 500 MW förväntas medföra något högre kostnader och den eller de nästföljande förväntas medföra något lägre kostnader. Givet att minst två reaktorer byggs bedöms overnight-kostnaden väntevärdesriktig per MW installerad effekt.

Under konstruktionsfasen tillkommer utöver overnight-kostnaden även kostnaden för finansiering. Kostnaden för finansiering är dock projektspecifik och beror på vilken finansieringsmodell som tillämpas, vilket gör att en meningsfull analys behöver utgå från det tänkta projektets specifika utformning snarare än från en internationell jämförelse. Generellt gäller dock att kostnaden för finansiering under konstruktionsfasen ökar till följd av förseningar och fördröjningar. Kostnadsökningen av en försening i termer av finansieringskostnader är större i de fall förseningen uppstår under senare skeden av projektet då belåningen är större.

Informations- och transaktionskostnader är för stora och osäkerheten för hög för att det ska vara möjligt att utnyttja finansiella marknadens möjligheter till diversifiering.<sup>100</sup> Därför kräver finansiärer betydande riskpremier vilket innebär att en högre intäktsnivå från produktion krävs för att på så sätt kunna kompensera finansiärer för den höga osäkerheten.<sup>101</sup> Detta problem beskrivs närmre i Kapitel 6.

Finansieringskostnaders påverkan på kärnkraftens kostnader beskrivs närmre i kommande avsnitt.

## 5.2.2 Driftskostnader

Driftskostnader kan delas in i de två huvudsakliga kategorierna rörliga och fasta kostnader. Rörliga kostnader är de kostnader som varierar beroende på kraftproduktion och uttrycks därför i termer av kr/MWh. Fasta kostnader är de kostnader som inte direkt är beroende av mängden producerad el utan förhåller sig till verkets effekt i MW och uttrycks därav i termer av kronor per MW och år.

De rörliga kostnaderna består främst av bränslekostnaden och avgiften för avfallshantering och avveckling (kärnavfallsavgiften) som betalas per MWh.

---

<sup>100</sup> NEA (2022). Financing New Nuclear Power Plants: Minimising the Cost of Capital by Optimising Risk Management.

<sup>101</sup> NEA (2022). Financing New Nuclear Power Plants: Minimising the Cost of Capital by Optimising Risk Management.

Det råder osäkerhet kring vad den mest sannolika nivån på driftskostnaderna för ny kärnkraft i Sverige väntas vara. Uppskattningen lutar sig därför till stor del mot Energiforsks siffror.<sup>102</sup>

Priserna för kärnbränsle uppvisar stor historisk variation. Energiforsk har i en analys av historiska marknadsdata kommit fram till att priserna har ett medelvärde på 32 kronor/MWh i 2020-års prisnivå och att en standardavvikelse utgör intervallet 26–37 kronor/MWh.<sup>103</sup> Denna kostnad är reellt något lägre än bränslekostnaden som nuvarande svenska kärnkraftverk mötte 2021 enligt Energiforsk vilket förklaras av att nya kärnkraftverk har bättre utbränningsförmåga av bränslet och en marginellt högre termisk effekt.<sup>104, 105</sup> Bränslekostnaden utgör en relativt liten del av produktionskostnaden av kärnkraftsel. I ett referensscenario, som beskrivs nedan, med 7 procent kalkylränta står bränslekostnaden 39 kronor/MWh för 3 procent av produktionskostnaden (se figur 5.2).

Kärnkraftsproducenter i Sverige är skyldiga att betala en avgift för kärnavfall och avveckling enligt lagen (2006:647) om finansiering av kärntechniska restprodukter. Avgiften betalas till kärnavfallsfonden och beräknas utifrån nivån på de uppkomna och beräknade framtida kostnaderna som härrör från det radioaktiva avfallet. Dit räknas även kostnader för forskning och utveckling kring avfallshanteringen. I takt med att kostnader uppstår betalas medel ut från fonden.

Avgifterna för befintliga kärnkraftsproducenter låg länge i intervallet 5–15 kronor/MWh men har sedan 2012 höjts i flera omgångar. För 2024 är avgifterna satta till 45–86 kronor/MWh för reaktorerna i Forsmark, Oskarshamn och Ringhals. Spridningen i dagens avgiftsnivåer beror framför allt på att reaktorer i Oskarshamn och Ringhals stängts ned tidigare än planerat, vilket innebär att de återstående kostnaderna fördelas ut på en mindre återstående elproduktion än väntat. Befintliga slutförvarsanläggningar bedöms inte ha tillräcklig kapacitet för att omhänderta avfall från ny kärnkraft vilket innebär att nya slutförvarsanläggningar behöver uppföras. Det finns idag inga tillgängliga uppskattningar av vilka

---

<sup>102</sup> Energiforsk (2021b). *Bilagor till rapporten El från nya anläggningar*.

<sup>103</sup> Energiforsk (2021b). *Bilagor till rapporten El från nya anläggningar*.

<sup>104</sup> Energiforsk (2021b). *Bilagor till rapporten El från nya anläggningar*.

<sup>105</sup> Lazard skattar bränslekostnaden för ny kärnkraft något lägre, inflationsjusterat till 2024-års prisnivå, 37 kronor/MWh. Lazard (2021). *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis — version 15.0*.

kärnavfallsavgifter som skulle behövas för att finansiera omhändertagandet av kärnavfall från nya reaktorer. Kärnavfallsavgiftens storlek avgörs av en rad faktorer såsom kostnaden för nya slutförvar, drifttid, kärnavfallsfondens avkastning och antalet reaktorer som delar på kostnaderna. I brist på uppskattningar av förväntade kärnavfallsavgifter för ny kärnkraft bedöms nivåer i den lägre delen av intervallet vara den bästa uppskattningen som kan göras idag. Energiforsk skattar avgiftsbehovet till 33 kronor/MWh vilket motsvarar Forsmarks avgiftsnivå när rapporten skrevs.<sup>106</sup> Riksgälden har 2024 föreslagit en avgiftsnivå på 31 kronor/MWh för perioden 2025-2026 baserat på ett driftstidsantagande om 60 år för Forsmark. Utredningen bedömer att driftstidsantagandet är i linje med förväntningarna gällande ny kärnkrafts livslängd och kärnavfallsavgiften uppskattas därför till 31 kronor/MWh.

En stor del av kostnaderna för kärnkraft under produktionsfasen är i princip oberoende av marginella förändringar i produktionen. Dessa kostnader definieras här som fasta och inkluderar kostnader för drift och underhåll samt nödvändiga reinvesteringar.

Mindre investeringar som behöver genomföras under i princip hela verkets livslängd uppskattas av Energiforsk uppgå till 200 000 kronor/MW och år.

Efter 30 år i drift uppstår ett större investeringsbehov för att ersätta vissa delar i exempelvis turbinen. Dessa kostnader beräknas av Energiforsk till 5 miljoner kr/MW och uppkommer vid ett tillfälle efter cirka 30 år. Antagandet om investeringskostnader förutsätter en driftstid om 60 år.

Till de fasta kostnaderna under produktionsfasen tillkommer även, utöver investeringskostnader, bland annat nätavgifter, interna och externa personalkostnader, försäkringar och skatter. Energiforsk skattar dessa kostnader till 550 000 kronor/MW per år. Kostnaderna antas minska om fler och större reaktorer byggs samt driftas på samma plats. I annat fall blir de fasta kostnaderna som inte härrör till investeringar högre.<sup>107</sup> För referensscenariot har siffrorna ovan justerats till 2023 års prisnivå.

---

<sup>106</sup> Energiforsk (2021b). *Bilagor till rapporten El från nya anläggningar.*

<sup>107</sup> Energiforsk (2021b). *Bilagor till rapporten El från nya anläggningar.*

**Tabell 5.1 Driftskostnader i kr/MWh vid 89 procent kapacitetsfaktor och 60 års driftstid**

Fasta priser 2023 års nivå

Kostnadspost	Kr/MWh	Kr/MW
Bränsle	39	
Kärnavfallsavgift	31	
Mindre reinvesteringar	32	246 000
Större reinvestering	13	6 150 000 <sup>1</sup>
Övriga drifts och underhållskostnader	87	676 500

Anm.: <sup>1</sup> Kostnaden uppstår endast vid ett tillfälle under verkets livslängd.

Källa: Energiforsk (2021). Quantified Carbon (2023).

De sammanlagda driftskostnaderna för kärnkraft vid en kapacitetsfaktor<sup>108</sup> på 89 procent summerar mot bakgrund av de ovan angivna kostnaderna till 202 kronor/MWh. Bedömningen ska dock ses som osäker på grund av att de underliggande komponenterna är svårprognostiserade. Den exakta nivån på driftskostnader har dock relativt marginell effekt på produktionskostnaden (se figur 5.3).

När förutsättningarna för investeringar i kärnkraft ska analyseras behöver kostnaderna diskonteras till nuvärdestermer.

### 5.2.3 Finansieringskostnader

I ovan genomförda räkneexempel föreligger ingen diskontering av intäkter och kostnader som uppkommer längre fram i tiden och kostnaden för finansiering är satt till noll. En korrekt investeringskalkyl behöver beakta kostnader för kapital och diskontering av värden som uppkommer vid olika tidpunkter.

På grund av kärnkraftens långa tidshorisonter har den kalkylränta som tillskrivs projektet mycket stor inverkan på det pris elproduktionen behöver säljas till för att investeringen ska vara lönsam. Kalkylräntan beräknas genomsnittligt för projekt och benämns även som genomsnittlig kapitalkostnad eller WACC (weighted average cost of capital). Nivån på WACC beror på avkastningskraven för eget och lånat kapital samt hur stor respektive andel är. Avkastningskraven för kapital sätts i sin tur utifrån projektets risknivå.

<sup>108</sup> Kapacitetsfaktor är ett mått på produktionsmängden under en tidsperiod, vanligtvis årligen, där 100 procent motsvarar maximal produktion utifrån installerad effekt.



Mot bakgrund av de skattningar som presenteras ovan och med overnight-kostnaden satt till 80 miljoner kronor/MW blir resultatet det följande. Med en driftstid på 60 år och en kapacitetsfaktor på 89 procent blir den totala produktionen 468 104 MWh per MW installerad effekt. Overnight-kostnaden utslaget på alla produktionstimmar utan diskonterade värden uppgår då till 171 kronor/MWh och driftskostnaderna uppgår till 202 kronor/MWh vilket ger en produktionskostnad om 373 kronor/MWh.

För att beräkna investeringens värde i nuvärdetermer, vilket är det relevanta för investeringen, behöver framtida intäkter och kostnader diskonteras med kalkylräntan för projektet. I modellen för "levelized cost of energy" (LCOE) beräknas kassaflödena till nuvärden. Beroende på vilken kalkylränta som används kan skillnaden i diskonterad produktionskostnad bli avsevärd. Vid en real kalkylränta om sju procent, sju års konstruktionsstid och 60-årig driftslängd i LCOE-beräkningen är nuvärdet av de kostnader och intäkter som uppkommer under driftsperioden endast 15 procent av de odiskonterade värdena. En konsekvens av diskonteringen är att kostnaden under konstruktionsfasen får större effekt på den diskonterade produktionskostnaden för el relativt de kostnader som uppkommer senare.

För att sänka produktionskostnaden är de viktigaste faktorerna att konstruktionen inte blir utdragen tidsmässigt, håller en så låg kostnadsnivå som möjligt samt att kalkylräntan är låg.

LCOE-modellen uppskattar vilken intäktsnivå som är nödvändig för att investeringen ska vara lönsam givet projektets kostnader och förväntade elproduktion. LCOE-modellen är även användbar för att belysa vilka faktorer som påverkar den nödvändiga intäktsnivån och hur mycket.

LCOE är att betrakta som en företagsekonomisk investeringskalkyl för det enskilda projektet. Beräkningen tar inte hänsyn till samhällsekonomiska kostnader och nyttor som inte är prissatta.

LCOE-beräkningen går i korthet ut på att nuvärdesberäkningen av samtliga kostnader delas med nuvärdet av beräknad produktionsmängd.

$$LCOE = \frac{\text{Nuvärdet av kostnader}}{\text{Nuvärdet av produktion}}$$

Beräkningen ger då den genomsnittliga nivån på intäkt per energienhet (MWh) som krävs för att kostnaderna ska motsvara intäkterna i nuvärdestermier.

WACC används för att nuvärdesberäkna värdena vilket innebär att LCOE är den intäktsnivå som är förenligt med finansierarnas avkastningskrav.

För att beräkna kärnkraftens LCOE tidsindexeras alla kostnader samt produktionen mellan år  $t=0$  vilket motsvarar konstruktionsstart och år  $t=L$  vilket är livslängden för kärnkraftverket och definierad i vår modell som konstruktionstiden plus 60 år. Kostnaderna och intäkterna diskonteras med WACC. I ett referensscenario som konstrueras för att utgöra ett illustrativt exempel ingår följande centrala parametrar i ekvationen: overnight-kostnaden är 80 miljoner kronor/MW, konstruktionstiden är sju år, drifts och underhållskostnader är 1,5 miljoner kronor/MW och år (vid ett tillfälle efter halva produktionstiden sker också större investeringar motsvarande 6,15 miljoner kronor/MW) och WACC är sju procent realt. WACC är här definierad före skatt. Samtliga värden är i reala termer. Den första intäkten och driftskostnaderna uppstår alltså i tidsperiod  $t=8$ . En detaljerad beskrivning av värdena återfinns i tabell 5.2.

Ekvationen för kärnkraftens LCOE är följande:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^L \left[ \frac{CAPEX_t + (O\&M_{ft} * InsCap) + (O\&M_{vt} * Y_t)}{(1 + WACC_r)^t} \right]}{\sum_{t=0}^L \left[ \frac{Y_t}{(1 + WACC_r)^t} \right]}$$

**Tabell 5.2 Förteckning LCOE-beräkning för kärnkraft**

Variabel	Beskrivning	Värde
$CAPEX$	<i>Capital Expenditures.</i> Kostnaden för konstruktion. Uppstår i modellen linjärt under konstruktionsfasen.	80 miljoner kronor/MW fördelat över konstruktionsfasen.
$O\&M_f$	<i>Operation &amp; Management fixed.</i> Kostnader som är fasta i förhållande till installerad effekt. Kostnaden uppkommer under produktionsfasen.	En konstant kostnad för mindre investeringar på 246 000 kronor/MW/år samt övriga drifts och underhållskostnader på 676 500 kronor/MW/år. För det större investeringsbehov som uppkommer vid ett tillfälle efter halva produktionstiden ansätts 6,15 miljoner kronor/MW.
$InsCap$	<i>Installed Capacity.</i> Installerad kapacitet sätts motsvarande ett medelstort konventionellt kärnkraftverk.	1 250 MW.
$O\&M_v$	<i>Operation &amp; Management variable.</i> Motsvarar kostnader som varierar beroende på mängd producerad el.	Kärnavfallsavgiften motsvarar 31 kronor/MWh och bränslekostnader sätts till 39 kronor/MWh.
$Y_t$	Produktion i MWh/år.	I referensscenariot är installerad effekt 1 250MW och kapacitetsfaktorn på 89 procent vilket ger produktionen 9,8 miljoner MWh/år.
$WACC_r$	<i>Weighted average cost of capital.</i> Genomsnittlig vägd kapitalkostnad (kalkylränta).	I referensscenariot satt till 7 procent reellt men varierar i beräkningarna. WACC är uttryckt före skatt.
$t$	Tidsperiod. Antal år från konstruktionsstart $t=0$ till $t=L$ vilket är livslängden för projektet och består av antal år för konstruktion och produktion innan avveckling.	I referensscenariot är konstruktionstiden satt till 7 år och driftstiden till 60 år.

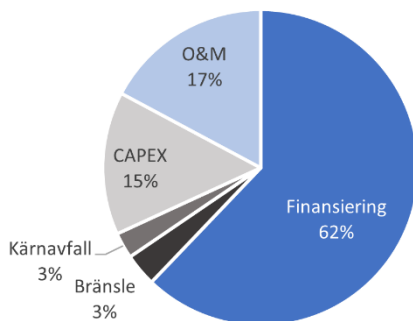
Källa: Egna beräkningar.

Dessa antaganden resulterar i en LCOE på 1 098 kronor/MWh.

För att härleda hur kostnadsposterna bidrar till den givna LCOE-nivån isoleras enskilda posters effekt genom att värdet för variabeln sätts till 0 och skillnaden mot referens-LCOE tillskrivs den

kostnadsposten. Vi får följande dekomponering av olika kostnads-  
posters andel av LCOE.

**Figur 5.2** Dekomponering av variabelers påverkan på LCOE (levelized cost  
of energy)



Anm.: WACC 7 procent, overnight-kostnad (CAPEX) 80 miljoner kr/MW och 7-års konstruktionstid.  
Källa: Egna beräkningar.

Av figur 5.2 framgår att finansieringskostnaden är avgörande för kärnkraftens LCOE (produktionskostnad). Med en WACC på sju procent står finansieringskostnaderna för 62 procent av LCOE. Resultatet är kvalitativt detsamma som det som redovisats i analyser utförda av OECD och Energiforsk.<sup>109, 110, 111</sup>

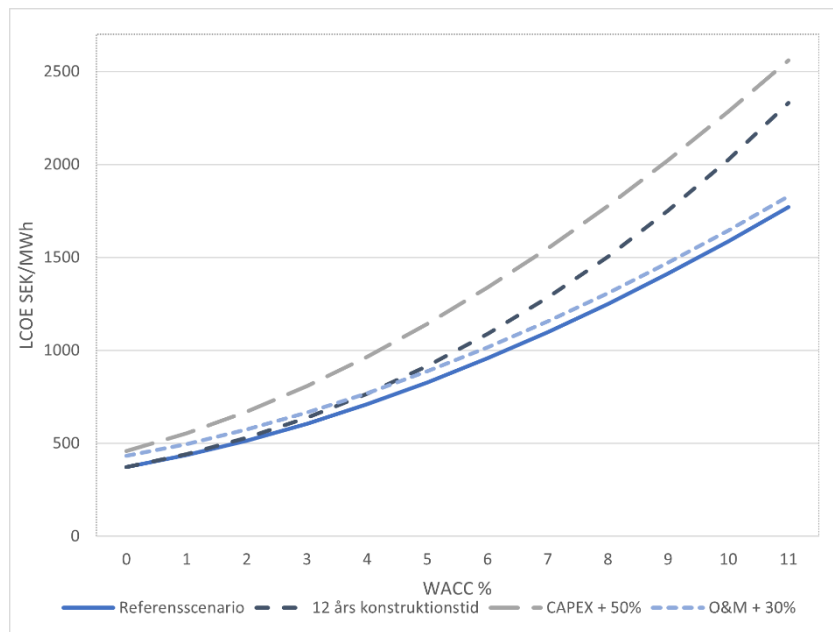
För att illustrera hur WACC-nivån påverkar LCOE givet referensscenariot samt under andra scenarion så som projekt med högre overnight-kostnad, längre förväntad konstruktionsfas och högre drifts- och underhållskostnader konstrueras exemplet i figur 5.3.

<sup>109</sup> OECD (2020). *Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders*.

<sup>110</sup> Energiforsk (2021). *Bilagor till rapporten El från nya anläggningar*.

<sup>111</sup> Det ska noteras att förhållandet mellan kostnadsposterna utöver finansieringskostnaden illustrerar deras andel i en situation utan diskonterade värden eftersom finansieringskostnaden redan exkluderas. Om finansieringskostnadens bidrag inte skulle isoleras utan de andra kostnadsposternas bidrag i stället skulle jämföras i en modell där diskonteringens effekt reflekteras i kostnadsposternas andel i referensscenariot skulle overnight-kostnaden utgöra ett större bidrag relativt de kostnadsposter som uppkommer senare.

Figur 5.3 WACC och LCOE scenarioanalys



Källa: Egna beräkningar.

I utfallet av de olika modellerade scenarierna är det tydligt att WACC har en mycket stor påverkan på LCOE i samtliga fall. I scenarierna med längre konstruktionsfas och högre overnight-kostnad stiger LCOE i en högre takt i förhållande till WACC jämfört med referensscenariot. Detta förklaras i allt väsentligt av att den nuvärdesberäknade konstruktionskostnaden blir relativt högre jämfört med nuvärdesberäknade intäkter och driftskostnader vid högre WACC. I fallet med förseningar diskonteras framtida produktion med fler tidsperioder då intäkterna ligger längre fram i tiden. Vid högre WACC förstärks diskonteringseffekten. I ett projekt där både fördröjningar och förseningar uppstår påverkas LCOE av båda effekterna.

För scenariot med högre drifts- och underhållskostnader är skillnaden på LCOE relativt liten och konstant för samtliga WACC-nivåer i förhållande till referensscenariot. Detta förklaras av att WACC påverkar drifts- och underhållskostnader och intäkter likartat då de uppstår i stort sett under samma tidsperiod. Vid högre

WACC diskonteras inte bara intäkterna kraftigt utan även drifts- och underhållskostnader i samma relativa utsträckning.

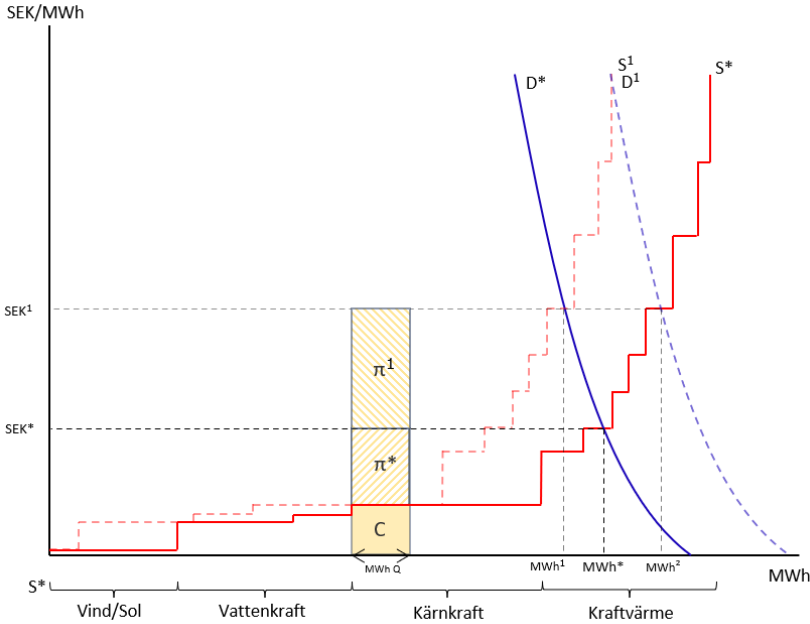
### 5.3 Intäkter

Kärnkraftens intäkter uppkommer från försäljning av el.<sup>112</sup> Majoriteten av den fysiska handeln gällande el i Sverige handlas på den så kallade dagen före-marknaden. Dagen före-marknaden handlas i nuläget på timbasis. Alltså motsvarar de handlade kvantiteterna leveransen som ska ske under en timme. Producenter lämnar bud motsvarande deras marginalkostnad eller alternativkostnad för produktion. Buden rangordnas efter pris och utgör sammantaget utbudskurvan. Kraftslag som vind och sol har en låg marginalkostnad för produktion och budas därför in lägst. Följt av vattenkraft och kärnkraft beroende på vad vattenkraftsproducenterna bedömer alternativkostnaden till. Kärnkraften har kostnader för start och stopp vilket gör att de i regel lägger låga bud för att säkra avrop. Längst ut på utbudskurvan ligger produktion vars marginalkostnad är hög till följd av kostsam bränsleförbränning så som kraftvärmeverk. Elpriset för hela den avropade produktionen bestäms av punkten där utbud och efterfrågan sammanfaller.

---

<sup>112</sup> Kärnkraftverk skulle även kunna tillverka vätgas eller sälja värmeproduktion vilket då skulle utgöra alternativa inkomstkällor.

**Figur 5.4** Stiliserad elmarknad med intäkt för ett kärnkraftverk



Källa: Egen illustration.

I det stiliserade exemplet utgår vi från att priset är SEK\* och bestäms av skärningen av D\* och S\*. Den handlade volymen på marknaden uppgår till MWh\*. Intäkten för ett enskilt kärnkraftverk som producerar MWh Q utgörs av arean C och π\* där C är kärnkraftverkets marginalkostnad för att producera MWh Q och π\* är intäkten utöver de kostnader som uppkommit till följd av att producera MWh Q. I detta fall reflekteras inte samtliga kostnader för kärnkraftverket i C utan bara den kortsiktiga marginalkostnaden<sup>113</sup> för att producera den givna mängden el. Dessa kostnader består i stora drag av bränslekostnaden och kärnavfallsavgiften vilka är direkt kopplade mängden el som produceras. Finansieringskostnader och kostnader för exempelvis personal ingår inte i marginalkostnaden då de saknar direkt koppling till den kortsiktiga elproduktionen.

<sup>113</sup> Det kan i själva verket sannolikt även spegla alternativkostnaden för att inte kunna sälja produktionen samt de strategiska aspekterna kopplat till producentens alla tillgångar.

I illustrationen återfinns även ett fall där utbudet minskar och kurvan förskjuts till  $S^1$  till följd av att tillgängligheten på vind- och solkraft minskar. Detta resulterar i att priset går upp till  $SEK^1$  och intäkten för kärnkraftverket ökar med  $\pi^1$ . Den handlade kapaciteten minskar till  $MWh^1$  som en följd av den efterfrågade kvantiteten är lägre vid ett högre pris.

I ett tredje fall har efterfrågakurvan skiftat utåt till  $D^1$ . Detta kan dels ske under vissa timmar på dygnet när efterfrågan är hög, under perioder med kyla eller i det fall exempelvis ny elintensiv industri etableras. Det tredje scenariot ger också priset  $SEK^1$  och kärnkraftens intäkt är likt i scenariot med lägre utbud  $C$ ,  $\pi^*$  samt  $\pi^1$ . Dock handlas mer kapacitet i marknaden motsvarande  $MWh^2$ .

Scenariot med hög efterfrågan och lågt utbud kan givetvis sammanfalla. I det fallet skulle priset och volymen utgöras av skärningspunkten mellan  $D^1$  och  $S^1$  vilket ökar kärnkraftverkets intäkt markant.

Osäkerheten kopplat till kärnkraftens intäkter består i att marknadsutfallet är svårt att förutse. Dels för att det råder osäkerhet kring efterfrågan på el på lång sikt, dels för att utbudskurvan skiftar när annan produktion tillkommer eller bortfaller. Denna risk benämns som marknadsrisk. Marknadsrisken påverkar risknivån för investeringen och därför nivån på WACC.

I verkligheten är elmarknaden mer komplex och består förutom av fysisk handel även av finansiella kontrakt där priset för el kontrakteras på förhand mellan producent och konsument. Värdet på elen sätts dock fortsatt efter de förväntade elpriserna och den fysiska handeln reflekteras därmed i de finansiella kontrakt som handlas. För en mer detaljerad beskrivning av elmarknaden se kapitel 4.

Givet några antaganden går det att beräkna värdet av ett kärnkraftverks elproduktion baserat på de genomsnittliga elpriserna. Dels behöver en kapacitetsfaktor ansättas. Kapacitetsfaktorn är ett mått på hur många procent av maximal produktion kärnkraftverket producerar. För kärnkraftverk som producerar utan större förhinder kan en kapacitetsfaktor på 89 procent antas under ett år. Kapacitetsfaktorn är högre än vad dagens svenska kärnkraftverk uppnår men lägre än kapacitetsfaktorn för finska och amerikanska kärnkraftverk och utgör medelscenariot i Energiforsks rapport.<sup>114</sup>

---

<sup>114</sup> Energiforsk (2021b). *Bilagor till rapporten El från nya anläggningar*.



I Sverige tas typiskt sett kärnkraftverk ur drift för årligt underhåll någon gång under sommaren då elpriserna vanligtvis är låga. Ett mått på det genomsnittliga elpris ett visst kraftslag möter är capture rate. Capture rate beror på kraftsslags förmåga att dra nytta av fluktuationer i elpriser för att öka de genomsnittliga intäkterna. En capture rate på 1 innebär att den genomsnittliga intäkten motsvarar det genomsnittliga elpriset. En capture rate över 1 innebär att det kraftspecifika elpriset överstiger det genomsnittliga elpriset och under 1 att det kraftspecifika understiger det genomsnittliga priset. För ett kärnkraftverk med en antagen kapacitetsfaktor på 89 procent där de återstående 11 procenten utgörs av ett planerat driftsstopp under sommaren antas ha en capture rate som ligger något över 1. Anledningen till det är att priset generellt sett är lägre när driftstoppet förläggs samtidigt som kärnkraften har relativt begränsad förmåga att reglera effekten kortsiktigt till följd av intermittenta prisfluktuationer. När juli månad exkluderas från 2023 års data på elpriser innebär det en capture rate för kärnkraft på cirka 1,03.

Den årliga intäkten per MW ges då av elpriset multiplicerat med kapacitetsfaktorn, capture rate och antalet timmar på ett år (8 766).

$$\text{Årlig intäkt/MW} = 8\,766 * 89\% * \text{elpriset}_{te} * 1,03$$

**Tabell 5.3** Genomsnittligt elpris i kronor/MWh per elområde

År	SE1	SE2	SE3	SE4
2023	457	457	592	744
2022	633	663	1 374	1 615
2021	432	433	670	817

Källa: Energimarknadsbyrån.<sup>115</sup>

År 2022 var ett år med mycket höga elpriser generellt i Sverige och särskilt i elområdena SE3 och SE4.

För att relatera siffrorna till storleken av ett nytt kärnkraftverk kan vi anta en storlek på 1 250 MW. Givet att ett kärnkraftverk producerat med en kapacitetsfaktor om 89 procent i SE3 och elen sålts på dagen före-marknaden hade intäkten 2023 uppgått till cirka

<sup>115</sup> Energimarknadsbyrån (2024). *Månadspriser på elbörsen mellan 1996 och 2023*.

6 miljarder kronor. År 2022 hade intäkten under samma antaganden uppgått till cirka 14 miljarder kronor.

Det saknas tillförlitliga prognoser för framtida elpriser över det tidsintervall som avgör lönsamheten för nyinvesteringar i kärnkraft.

På grund av att kassaflöden diskonteras i investeringskalkylen för ett nytt kärnkraftverk påverkar ett givet elpris i en tidig driftsfas lönsamheten mer än i en senare driftsfas. Givet den förhållandevis långa konstruktionstiden för ny kärnkraft är osäkerheten om framtida elpriser mycket stor vilket påverkar osäkerheten i lönsamhetskalkylen, vilket i sin tur höjer de avkastningskrav som ett kärnkraftsprojekts finansörer har.

För att minska denna osäkerhet har riskdelningsmodeller som garanterar framtida intäkter implementerats på flera platser i Europa där ny kärnkraft byggs. Motivet till sådana modeller är att få ner finansieringskostnaden.

En av modellerna är ett så kallat differenskontrakt eller *contract for difference* (CfD). Differenskontrakt kan utformas på en rad olika sätt men grundprincipen är att kärnkraftsägaren garanteras en prisnivå oberoende av marknadsutfallet. Prisskillnaden mellan marknadsutfallet och lösenpriset i differenskontraktet betalas av elkonsumenterna eller av skattekollektivet. Om differenskontraktet är dubbelriktat kompenserar elproducenten också staten eller elkundskollektivet i det fall marknadspriserna överstiger lösenpriset. En annan modell för att säkra intäkterna för kärnkraft är den så kallade regulated asset base-modellen (RAB) som planeras att användas i projektet Sizewell C i Storbritannien. Den baseras på en intäktsnivå för elkraftsproducenten som tas ut av elkonsumenter och säkerställer kostnadstäckning och ett visst avkastningskrav. Prisnivån är därför föremål för revidering beroende på hur kostnaderna utvecklas. För en ingående beskrivning av de olika modellernas utformning se kapitel 8 *Modeller för finansiering och riskdelning*.

Det är även möjligt att en framtida elmarknad innehåller andra intäkter för kärnkraft än dagens marknad. Elmarknadens utformning utreds nu i Ett elsystem med tydligt systemansvar, hög leveranssäkerhet och långsiktiga planeringsförutsättningar (dir. 2024:12).

Kärnkraften producerar nyttor för systemet som inte fullt ut kompenseras. I det fall marknader skapas för dessa externaliteter är

det gynnsamt för kärnkraftens lönsamhet. Ytterligare intäkter bidrar till att täcka den nödvändiga produktionskostnaden. Se kapitel 6 där frågan om kärnkraftens nyttor kopplat till energisystemet behandlas.

## 5.4 Slutsats

Kärnkraftsprojekt är föremål för betydande risker. Både när det gäller dess kostnader och framtida intäkter. Den genomsnittliga kapitalkostnaden (WACC) avspeglar dessa risker. WACC är den mest centrala parametern för att uppskatta vilken intäktsnivå från produktion som krävs för att investeringen ska vara lönsam. Anledningen till det är dels att konstruktionsfasen pågår under relativt lång tid med stora utgifter och hög osäkerhet med avsaknad av intäkter, dels att driftsfasen pågår under lång tid och framtida intäkter diskonteras med WACC.

Andra faktorer som är av stor betydelse för kärnkraftsprojektets lönsamhet är konstruktionstiden och konstruktionskostnaden och osäkerhet kopplat till detta. Hur dessa parametrar förändras beroende på val av finansieringsmodell avhandlas i kapitel 8.

Sammanfattning i punktform:

- Kärnkraftsprojekt innebär betydande risker som inte kan diversifieras bort av investerare vilket leder till betydande riskpremier.
- Högre kostnader för kapital eller WACC innebär att intäkterna behöver öka för att kärnkraften ska vara lönsam.
- First of a kind-projekt i bemärkelsen första reaktorn av dess typ som byggs i ett nytt land väntas medföra högre kostnader än nästföljande projekt. Det är dock viktigt att förutsättningarna är liknande för olika projekt om kostnaderna för efterföljande projekt ska minska.
- Framtida intäkter är svårprognostiserade. På grund av kärnkraftens höga investeringskostnader och långa driftstid innebär detta en betydande osäkerhet för ny kärnkraft.



## 6 Samhällsekonomisk analys

### 6.1 Inledning

I detta kapitel diskuteras potentiella samhällsekonomiska skäl för staten att stödja investeringar i kärnkraft. Någon regelrätt bedömning av den samhällsekonomiska lönsamheten i kärnkrafts-investeringar görs dock inte. I stället ställs den mer begränsade frågan om det finns förhållanden som gör att det uppstår en betydande skillnad mellan den företagsekonomiska kalkylen för ny kärnkraft och den samhällsekonomiska kalkylen. När så är fallet kan det finnas utrymme för staten att öka effektiviteten i ekonomin genom att påverka marknadspriser och/eller på andra sätt förändra företagets kalkyler.

I kapitlet analyseras fyra områden där marknadsmisslyckanden eller snedvridningar kan identifieras. Det första området handlar om finansieringskostnaden för investeringar i ny kärnkraft och om kapitalmarknaden har förmågan att effektivt prissätta och allokera de risker som är förknippade med sådana investeringar. Därefter diskuteras läroeffekter och kunskapsläckage som uppstår vid investeringar i ny kärnkraft. Marknadsmisslyckandet här handlar bland annat om att de första kärnkraftsprojekten blir dyrare än senare projekt eftersom kärnkraftsbolag och myndigheter successivt lär sig av tidigare erfarenheter. Därpå följer en diskussion kring huruvida den svenska elmarknaden ger välavvägda incitament till utbyggnad av kraftproduktionen. Här förs även en diskussion om anpassningen av elmarknaden på lång sikt också kräver en viss koordinering för att snabbare skapa konsistens mellan produktions-, distributions- och förbrukningsplaner. Slutligen diskuteras huruvida de klimatpolitiska ambitionerna kan sägas bli korrekt avspeglade i företagets kalkyler över investeringar i ny kärnkraft. Kapitlet avslutas med de viktigaste slutsatserna.

## 6.2 Finansiering av kärnkraft

Som visades i föregående kapitel kännetecknas kärnkraft av höga konstruktionskostnader och långa byggtider. Det tar således lång tid från byggstart till dess intäkter uppkommer från försäljning av el. Ett kärnkraftsprojekts kassaflöden ger därför upphov till ett stort finansieringsbehov för att överbrygga tidsförskjutningen mellan utgifter och inkomster. Vidare är kärnkraftsinvesteringar förknippade med stora konstruktionsrisker (kostnads- och tidsöverskridanden), marknadsrisker (främst osäkerhet kring det framtida elpriset) samt politiska och regulatoriska risker. Även osäkerheter kring möjligheten att realisera stordriftsfördelar, så kallade programrisker, bedöms vara en viktig del av riskbilden.<sup>116</sup> Både de som med ägarkapital vill investera i ny kärnkraft och de som lånar ut pengar till sådana projekt kan antas kräva kompensation för att bära ovan nämnda risker, vilket kan resultera i en hög finansieringskostnad.

### 6.2.1 Projektets finansieringskostnad

Betrakta ett kraftbolag som funderar på att investera i ny kärnkraft. Kapitalkostnaden för projektet bestäms av finansieringsbehovet ( $K$ ), ägarens avkastningskrav ( $r_e$ ) på det egna kapital som läggs in i projektet ( $K_e$ ) och den ränta ( $r_f$ ) som behöver betalas för att attrahera främmande kapital ( $K_f$ ). Det genomsnittliga vägda avkastningskravet för projektet, WACC,<sup>117</sup> skrivs som

$$WACC = \frac{K_e}{K} r_e + \frac{K_f}{K} r_f (1 - \tau)$$

där  $K = K_e + K_f$  och  $\tau$  är bolagsskatten. Ägarens avkastningskrav och räntan på lånat kapital bestäms av respektive beslutsfattarens bedömning av projektets risker, hur ovilliga de är att bära dessa risker och den riskjusterade avkastning de kan få på annat håll.

Det finns flera anledningar till att riskpremierna blir höga vid finansiering av så stora, komplexa och riskfyllda investeringar som ny kärnkraft utgör. Storleken i sig gör att dåliga utfall kan leda till att ägarbolaget går omkull. Komplexiteten och de långa ledtiderna

---

<sup>116</sup> Det kan handla om möjligheterna att realisera stordriftsfördelar som uppkommer när flera liknande kärnkraftreaktorer byggs. Det kan även handla om att dela på kostnader för avfallshantering eller sprida ut initiala utvecklings- och läroekostnader på flera projekt.

<sup>117</sup> Weighted Average Cost of Capital.

kan göra det svårt eller omöjligt för potentiella långivare att syna projekten och därmed att beräkna dess risker. Finansmarknaden är bra på att prissätta och allokera kalkylerbara risker, men kan komma att kräva höga riskpremier när det handlar om risker som inte låter sig beräknas eller är mycket kostsamma att beräkna och därför är svåra att diversifiera bort.<sup>118</sup> En del av dessa svårigheter att kalkylera risker hänger samman med att det har byggts få kärnkraftverk under de senaste 25 åren i länder som i hög grad använder sig av marknadsfinansiering och att politiska beslut kopplade till kärnkraften och elmarknaden under samma period kraftigt har påverkat lönsamheten i kärnkraftinvesteringar. Till detta kommer att många finansiella institutioner har reglerade kapitalkrav och begränsade möjligheter att investera i tillgångar med mycket hög risk, vilket begränsar utbudet av riskkapital och höjer avkastningskraven. De som investerar i ny kärnkraft måste också vänta mycket lång tid innan projektet börjar generera intäkter. Denna likviditetsrisk driver upp avkastningskraven ytterligare.

Eftersom det i Europa de senaste 25 åren inte har byggts några kärnkraftverk utan riskdelning, är det svårt att veta mer precist vad avkastningskraven är i de fall då långivare och ägare bär all risk. En indikation på att riskpremierna är höga ges av kärnkraftsprojektet Hinkley Point C för vilket den genomsnittliga nominella kapitalkostnaden har beräknats till 9 procent, men då givet vissa garantier<sup>119</sup> och ett prissäkringskontrakt som ger bolaget en säker intäkt om £89,5/MWh i 2012 års prisnivå.<sup>120</sup> Mot bakgrund de kostnadsöverskridanden som uppstått för detta projekt kan man även misstänka att ägarna underskattat riskerna. Utan någon form av statligt stöd kan den nominella kapitalkostnaden därmed antas ligga i intervallet 10–15 procent och möjligen ännu högre. Med en sådan kapitalkostnad kan det vara svårt att få lönsamhet i ett kärnkraftsprojekt. Enligt modellen som presenterades i kapitel 5 ovan, skulle det med en real kapitalkostnad på 8–13 procent krävas ett genomsnittlig elpris i om 120–220 öre per kWh (2023 års prisnivå) för att

---

<sup>118</sup> OECD (2022). *New Perspectives for Financing Nuclear New Build*.

<sup>119</sup> Garantierna bestod av dels en lånegaranti om £2 miljarder, som aldrig utlöstes, dels en utbetalningsgaranti för den händelse framtida politiska beslut skulle leda till att kärnkraftverket läggs ned.

<sup>120</sup> Sfen (2022). *Financing France's New Nuclear Build – Designing a financing model that guarantees competitively priced electricity in France*.

investeringen ska vara företagsekonomiskt lönsam (se grafen Referensscenariot i figur 5.3 ovan).

Man kan fråga sig om en sådan prissättning på kapital är effektiv. De höga avkastningskraven hänger till stor del samman med att riskerna i ett kärnkraftsprojekt med få finansiärer inte diversifieras bort i någon större omfattning.<sup>121</sup> Detta får betraktas som ett marknadsmisslyckande. Med lägre transaktions- och informationskostnader skulle riskerna i större omfattning kunna diversifieras bort och delats med ett stort antal finansiärer och avkastningskraven skulle då varit lägre.

Mot denna bakgrund är utredningens slutsats att det inte går att få lönsamhet i svenska kärnkraftsprojekt utan en finansierings- och riskdelningsmodell som leder till att avkastningskraven blir avsevärt lägre. Denna slutsats behöver dock inte vara giltig i ett framtida läge där ett stort antal liknande kärnkraftsprojekt framgångsrikt har genomförts. Sådana erfarenheter kan innebära att risker och kostnader blir betydligt lägre och möjligheterna att bedöma riskerna ökar. För en mer utförlig diskussion, se OECD (2022).<sup>122</sup>

## 6.2.2 Statlig finansiering

I detta avsnitt behandlas frågan om det finns skäl för staten att finansiera kärnkraftsprojekt med statliga lån till en ränta som ligger närmare den som en väl fungerande finansmarknad kan antas ha erbjudit. Att staten kräver en lägre avkastning än vad bolagets ägare respektive långivare gör kan motiveras med större möjlighet till diversifiering (statens många projekt), större riskspridning (statens storlek och många skattebetalare) och lägre upplåningskostnad. Vidare är svenska staten inte föremål för de extra kapitalkrav vid denna typ av riskfyllda investeringar som många reglerade finansiella aktörer verkar under. Vad gäller diversifiering uppkommer den genom att staten finansierar många stora projekt, inte minst inom transportinfrastrukturområdet, vars utfall inte fullt ut samvarierar med kärnkraftsprojektets. En viss del av ett kärnkraftsprojekts risker diversifieras därmed även om diversifieringen är långt ifrån

---

<sup>121</sup> Hinkley Point C finansierades av EdF, China General Nuclear Power Group (CGN) och China National Nuclear Corporation (CNNC). I vilken utsträckning dessa företag i sin tur har lånat på marknaden för att finansiera projektet är för utredningen okänt.

<sup>122</sup> OECD (2022). *New Perspectives for Financing Nuclear New Build*.



fullständig. Den risk som kvarstår delas med ett stort antal skattebetalare och premien för denna risk är mindre än riskpremien för privata finansieringslösningar med ofullständig riskspridning. Detta är i linje med Arrow och Lind (1970)<sup>123</sup> som säger att en investering kan utvärderas med den riskfria räntan om dess risk kan spridas ut på ett tillräckligt stort antal individer och dess avkastning är oberoende av den systematiska risken i ekonomin. När investeringens avkastning samvarierar med konjunkturen så är den relevanta räntan högre än den riskfria.<sup>124</sup> Med premie menas här avkastningskrav utöver räntan på statslån. Sveriges offentliga finanser är mycket starka och statslånen kan därför betraktas som i stort sett riskfria. Utredningen bedömer därför att staten, till följd av sin storlek och förmåga att bära risk, kan erbjuda lån till en ränta som är lägre än privata långgivares avkastningskrav samtidigt som staten får ersättning för de risker som den tar.

### 6.2.3 Riskdelning för att sänka ägarnas avkastningskrav

Statlig finansiering enligt ovan kan sägas korrigera för att finansmarknaden prissätter kärnkraftsinvesteringars risker för högt. Den ändrar dock inte i någon större utsträckning på förhållandet att projektet är förenat med stor risk. Exempelvis är det enligt aktörer utredningen varit i kontakt med svårt för en köpare av ett kärnkraftverk att i någon större utsträckning få reaktorleverantören att ta på sig konstruktionsrisker.<sup>125</sup> Därtill upplever de som överväger att investera i kärnkraft en betydande programrisk och marknadsrisk. Riskbilden drivs till viss del av osäkerhet om framtida politiska beslut. Sammantaget leder den höga risknivån i kärnkraftsprojekt beroende på ofullständig diversifiering och riskdelning till att ägarnas avkastningskrav blir mycket höga och högre än vad som är samhällsekonomiskt motiverat.

En modell med ett statligt ägt företag som inte verkar på den privata marknadens villkor skulle förstås minska kostnaderna för att bära dessa risker men riskerar samtidigt leda till ett ineffektivt

---

<sup>123</sup> Arrow, K. J. och R. C. Lind (1970). Uncertainty and the Evaluation of Public Investment Decisions, *American Economic Review*.

<sup>124</sup> Baumstark L., och C. Gollier (2013), *The Relevance and the Limits of the Arrow-Lind Theorem*.

<sup>125</sup> En bidragande förklaring till detta är erfarenheterna från upphandlingen av Olkiluoto 3, se kapitel 8.

genomförande av kärnkraftsprojekt. För att kärnkraftsprojekt ska bedrivas effektivt är ägarens ekonomiska incitament centrala. Hur väl en ägare har genomfört ett projekt bör därför påverka avkastningen. För att sänka ägarnas avkastningskrav utan att försvaga de ekonomiska incitamenten mer än nödvändigt är riskdelning en möjlig lösning. Riskdelningen kan utformas på olika sätt. Utredningen bedömer dock att en riskdelning som eliminerar de mest negativa utfallen för ägaren har störst effekt på dennes avkastningskrav och minst påverkan på de ekonomiska incitamenten. Bedömningen grundar sig bland annat på samtal utredningen har haft med olika aktörer. Ett särskilt skäl till riskdelning är möjligheten att dåliga utfall orsakas av politiska beslut eller nya regleringar vilka inte var kända vid tidpunkten för investeringsbeslutet. I ett sådant fall kan det vara rimligt att merkostnader helt eller delvis kompenseras.

Delning av konstruktionsrisken kan ske på flera olika sätt, se redogörelsen av olika länders modeller i kapitel 8. Gemensamt för många av dessa modeller är att staten delar risken för stora kostnadsöverskridanden och därigenom minskar ägarnas avkastningskrav.

Sverige har inte byggt ny kärnkraft sedan 1980-talet. Därför behöver det investeras i nya leverans- och försörjningskedjor och ny kompetens behöver byggas upp. För att vara villig att ta på sig sådana fasta kostnader behöver ägare och underleverantörer se det som sannolikt att de kan fördela kostnaderna på flera enheter eller projekt. Ett exempel på kostnader som behöver delas mellan flera enheter är kostnaderna för hantering och slutförvar av kärnavfall. Staten kan minska denna osäkerhet genom att annonsera ett statligt finansieringsprogram vars storlek gör det möjligt att uppnå stor-driftsfördelar och därigenom minska programrisken.

Elprisrisken skulle i princip kunna hanteras genom att kärnkraftsbolaget redan vid investeringstillfället tecknar ett prissäkringsavtal med elkonsumenterna. Den långa tidsutdräkten mellan byggstart och driftstart, den långa återbetalningstiden för kärnkraftverk och att aktörerna ser en risk att framtida politiska beslut påverkar elpriset, innebär dock att sådan långsiktig prissäkring inte är tillgänglig på kapitalmarknaden (se även avsnitt 6.4).<sup>126</sup> Att en väl fungerande marknad för långsiktig prissäkring saknas är ett skäl för

---

<sup>126</sup> Fortum och Uniper (2022). *En nordisk elmarknad för netto noll – sammanfattning för beslutsfattare.*

staten att erbjuda ett substitut. Substitutet kan exempelvis vara ett så kallat differenskontrakt där staten anger ett lösenpris som kärnkraftverket ska få för den el som produceras under en specificerad tidsperiod. Med ett traditionellt sådant prissäkringsavtal säljer kärnkraftverket sin el på marknaden och får elpriset samt en ersättning som motsvarar differensen mellan elpriset och lösenpriset (som kan bli negativ).<sup>127</sup> Med ett lösenpris lika med det förväntade marknadspriset på el så elimineras elprisriskerna utan någon förväntad kostnad för vare sig elproducenten eller elkunderna. Ett alternativ är en prissäkring med ett övre och ett undre lösenpris vilka ger ett band inom vilket ersättningen till kärnkraftverket kan variera. Även en sådan modell kan bidra till lägre prisosäkerhet för elkonsumenter och elproducenter.

### **6.3 Läroeffekter och kunskapsläckage av kärnkraftsinvesteringar**

Aktörer som utvecklar, designar och/eller bygger kärnkraftsanläggningar kan väntas generera erfarenheter och innovationer som gör det lättare, mindre kostsamt att bygga nästa anläggning och/eller gör den bättre. Som redogjordes för i kapitel 5 uppvisar projekt med ny reaktorteknik betydligt högre kostnader än projekt som bygger på redan beprövad teknik för vilken erfarenheter har kunnat byggas upp. Betydande läroeffekter verkar även uppstå under själva byggfasen. Projekt i ett land som inte byggt kärnkraft tidigare är som regel mer kostsamma än efterkommande projekt. Även underleverantörer och myndigheter lär sig. I de kontakter utredningen har haft med olika aktörer framhålls också att den genomsnittliga produktionskostnaden per enhet el bedöms minska påtagligt om flera anläggningar byggs inom ramen för ett program. Man tar helt enkelt tillvara erfarenheter.

Den kunskap som ett bolag genererar genom sina ansträngningar kan ofta ganska lätt komma andra aktörer till del. Ur ett samhällligt perspektiv är detta positivt. Men, sådant kunskapsläckage innebär samtidigt att bolaget inte kan kapitalisera hela värdet av sina ansträngningar och att den privata avkastningen av investeringen

---

<sup>127</sup> Energiforsk (2024b). *Contracts for Difference (CfD) in the Swedish Electricity Market*, Rapport 2024:991.

därmed blir lägre än samhällets. För att det ur samhällets perspektiv inte ska bli för lite av kunskapsgenererande aktiviteter kan statliga insatser vara motiverade. Patentlagstiftning, stöd till forskning och utveckling eller investeringsstöd är traditionella instrument för att hantera vissa delar av detta problem. De senaste 20 åren har många EU-länder även använt så kallade feed-in-tariffs eller gröna elcertifikat för att öka mängden förnybar elproduktion, bland annat i syfte att påskynda utvecklingen av solkraft och vindkraft.<sup>128</sup>

Utredningen bedömer att ett extra stöd till de första kärnkraftsanläggningarna kan vara befogat för att påskynda den nationella kompetens- och kunskapsuppbyggnaden. Ett sådant stöd kan exempelvis ges genom ett särskilt investeringsstöd till de första anläggningarna. Enligt utredningen finns det skäl att skilja på kunskapsläckage inom landets gränser och kunskapsläckage till aktörer utanför landets gränser.

Vad gäller att få till en globalt sett effektiv kunskapsutveckling behövs internationell koordinering.<sup>129</sup> En svensk politisk vilja att bidra till den globala teknikutvecklingen även på kärnkraftsområdet, så som man bidragit till bland annat vindkraftteknologins utveckling, kan motivera ett statligt stöd till kärnkraftsinvesteringar som går utöver vad som bedöms tillräckligt för att korrigera för det inhemska kunskapsläckaget. Ett sådant stöd bör i så fall vara tekniks-specifikt och inriktas mot omogna kärnkraftstekniker som bedöms ha stor potential och vars användning är skalbar.

## 6.4 Elsystemets prissignaler

I detta avsnitt diskuteras kort huruvida den svenska elmarknaden ger kraftbolagen välavvägda incitament till investeringar i elproduktionskapacitet. Mer utförliga diskussioner står att finna i Holmberg och Tangerås (2020 och 2023).<sup>130</sup> Avsnittet fokuserar på elbörsens prissignaler och den ersättning som ges till kraftslagens

---

<sup>128</sup> Lehmann, P. och P. Söderholm (2017). Can Technology-Specific Deployment Policies be Cost-effective? The Case of Renewable Energy Support Schemes, *Environmental and Resource Economics*.

<sup>129</sup> En uppmärksamhet till sådan koordinering står bland annat att finna i Klimatkonventionens artikel 4.

<sup>130</sup> Holmberg, P. och T. Tangerås (2020). *Incitament att investera i produktion på elmarknaden*, Svenskt Näringsliv. Holmberg, P. och T. Tangerås (2023). *En teknikneutral elmarknad – en effektivare elmarknadsdesign och tariffstruktur*, SNS.

systemtjänster, men kommenterar även behovet av koordinering av kraftbolagens och nätbolagens investeringar å ena sidan och den varuproducerande industrins investeringar å andra sidan.

### 6.4.1 Elbörsen

Den svenska elmarknaden är uppbyggd på den så kallade energy-only modellen med marginalkostnadsprissättning. Med detta menas att producenterna får betalt enbart för den elenergi de levererar in till systemet och köparna betalar enbart för den elenergi de använder eller säljer vidare samt att marknadspriset bestäms av den punkt där den inbjudna efterfrågan är lika med det inbjudna utbudet. Denna marknadsdesign anses fungera väl i meningen att den optimerar användningen av befintliga anläggningar och därmed tillfredsställer den momentana efterfrågan till lägst kostnad och att användarna möter ett pris som avspeglar den rörliga kostnaden för ytterligare tillförsel.

Mindre av konsensus råder kring frågan huruvida en energy-only-marknad med marginalkostnadsprissättning ger välvägd incitament till nyinvesteringar. En del bedömare menar att den kan göra det under vissa förutsättningar.<sup>131</sup> Det handlar bland annat om att konkurrensen ska fungera väl, att elpriset tillåts vandra fritt så att det i förväntan kan uppstå tillräckligt många timmar med knapphetspriser höga nog för att täcka investeringskostnaden för ny kraft och att det finns en väl fungerande marknad för långsiktig prissäkring. Andra<sup>132</sup> menar att eftersom det saknas en sådan prissäkringsmarknad, det finns en politisk ovilja mot återkommande och/eller varaktiga perioder med höga elpriser (vilket kan skapa implicita eller explicita pristak eller förväntningar därom) och eftersom elsystemets tillförlitlighet till viss del utgör en kollektiv nytta,<sup>133</sup>

---

<sup>131</sup> Hirth, L. och F. Ueckerdt (2014). *Ten propositions on electricity market design – Energy-only vs. Capacity markets*, mimeo, Potsdam-Institute for Climate Impact Research.

<sup>132</sup> Keppler med flera (2022). Why the sustainable provision of low-carbon electricity needs hybrid markets, *Energy Policy*.

<sup>133</sup> Med detta menas att värdet av den ökade tillförlitligheten som följer av en ökning av produktionskapaciteten kommer alla till del. Samtidigt får den som investerat i den ökade kapaciteten en betalning som enbart reflekterar den nytta som de egna elkunderna erhåller. Omvänt gäller att den som ökar sin elkonsumention och därmed även ökar risken för att andra aktörer blir bortkopplade inte behöver kompensera dessa för denna riskökning.

ger denna marknadsdesign både för svaga och snedvridna incitament till nyinvesteringar.<sup>134</sup>

Graden av underinvesteringar till följd av för svaga incitament är svår att kvantifiera. Utredningen noterar dock att Sverige sedan 2022 har en så kallad tillförlitlighetsnorm för elsystemet som anger att det endast är samhällsekonomiskt acceptabelt med effektbrist upp till en timme per år<sup>135</sup> och att Svenska kraftnät bedömer att marknaden inte kommer att leverera den produktionskapacitet, förbrukningsflexibilitet och de energilagrar som krävs för att klara normen. Svenska kraftnät har därför föreslagit att det etableras en marknadsomfattande kapacitetsmekanism för att stärka incitamenten för investeringar.<sup>136</sup> Utöver att få betalt för den elenergi som produceras ska producenterna, enligt förslaget, även få betalt för att vara tillgängliga.<sup>137</sup> Om en sådan kapacitetsmekanism införs bestäms nivån på marknadsens samlade produktionskapacitet genom politiken.

När det gäller valet mellan olika kraftslag pekar studier<sup>138</sup> på att avsaknaden av en väl fungerande marknad för långsiktig prissäkring snedvrider valet till förmån för kraftslag som är mindre kapitalintensiva och baseras på mer säkra tekniker än vad som är optimalt ur samhällets perspektiv.<sup>139</sup> Kvantitativa analyser indikerar att denna snedvridning relativt sett gynnar investeringar i gaskraftverk.<sup>140</sup> Som nämndes i avsnitt 6.2 motiverar avsaknaden av en marknad för långsiktig prissäkring att staten erbjuder stora och kapitalintensiva kärnkraftsinvesteringar en sådan prissäkring, exempelvis genom ett differenskontrakt alternativt reglerar fram ett sådant mellan kraftproducenter och elkunder.

Även om kärnkraften skulle kunna bjuda in på ovan nämnda kapacitetsmarknad bedömer utredningen att den föreslagna kapa-

---

<sup>134</sup> Investeringsincitamenten kan även vara för svaga på grund av att projektet är så stort att det sänker prisnivån och därmed lönsamheten i investerarens övriga produktionsanläggningar.

<sup>135</sup> Regeringsbeslut I2022/02083.

<sup>136</sup> Svenska kraftnät (2023). *Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden*.

<sup>137</sup> Svenska kraftnät upphandlar för närvarande en effektreserv från Karlshamnverket. Lagen som reglerar denna upphandling löper dock ut 2025. För en jämförande analys av kapacitetsmarknader och effektreserver, se Holmberg och Ritz (2020). *Optimal Capacity Mechanisms for Competitive Electricity Markets*, *Energy Journal*.

<sup>138</sup> Keppler med flera (2022). *Why the sustainable provision of low-carbon electricity needs hybrid markets*, *Energy Policy*.

<sup>139</sup> Även pristak och kapacitetsmarknader kan påverka vilket kraftslag som det investeras i. De förhindrar höga pristopp, något som påverkar lönsamheten negativt särskilt för kraftslag med hög så kallad capture rate, som exempelvis reglerbar vattenkraft och kärnkraft.

<sup>140</sup> Dimanchev med flera (2024). *Consequences of the Missing Risk Market Problem for Power System Emissions*, *Energy Economics*.

citetsupphandlingen, med en framförhållning om fyra år och kontraktslängder på 7–15 år,<sup>141</sup> inte skulle ge den säkerhet kring framtida intäkter som investerare i ny kärnkraft kräver. Utredningen menar därför att differenskontrakt är ett bättre sätt att hantera elprisrisken för kärnkraftsinvesteringar. Kärnkraftsinvesteringar gjorda under sådana differenskontrakt bör inte omfattas av den föreslagna kapacitetsmekanismen.

## 6.4.2 Systemtjänster

Historiskt har det svenska elsystemet uppvisat både en stark kraftbalans och en god stabilitet. På förhållandevis kort tid har dock systemet genomgått stora förändringar. Betydande mängder baskraft har lagts ned i södra Sverige de senaste 10 åren. Samtidigt har väderberoende produktionskapacitet byggts ut kraftigt, framför allt i norra Sverige. Behovet av att transportera el från norr till söder har därmed ökat, vilket ökat belastningen på det svenska elnätet. Vidare har ökad andel väderberoende kraftslag ökat behovet av förbrukningsflexibilitet och reserver för frekvensbalansering. Samtidigt har nedläggningen av kärnkraftverk i södra Sverige minskat tillgången på vissa systemstödande egenskaper.<sup>142</sup> Ökad mängd vindkraft har också bidragit till att det har blivit svårare att hålla nätets spänning på rätt nivå. För beskrivning av elsystemets utveckling, se kapitel 4 och Svenska Kraftnät (2019b och 2021b).<sup>143, 144</sup>

Förmågor som tidigare fanns i riklig omfattning (rotationsenergi vad gäller frekvenshållning och reaktiv effekt vad gäller spänningsstabilitet) råder det nu knapphet på, se kapitel 4 och Svenska kraftnät 2021a.

Minskade stabilitetsmarginaler och ändrade effektkölen i näten har i sin tur inneburit att Svenska kraftnät sedan flera år av driftsäkerhetsskäl minskat den överföringskapacitet som är tillgänglig för marknaden mellan SE2 och SE3 och mellan SE3 och SE4.<sup>145</sup> Härmed har prisskillnaderna mellan södra och norra Sverige ökat.

---

<sup>141</sup> Svenska kraftnät (2023). *Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden*.

<sup>142</sup> Kärnkraften bidrar bland annat med rotationsenergi (som bidrar till frekvensstabiliteten) och reaktiv effekt (som bidrar till spänningsstabiliteten).

<sup>143</sup> Svenska Kraftnät (2019b). *Kärnkraftens roll i elsystemet*.

<sup>144</sup> Svenska Kraftnät (2021b). *Systemutvecklingsplan 2022–2031*.

<sup>145</sup> Svenska kraftnät (2021b). *Systemutvecklingsplan 2022–2031*.

Att inte fullt ut kunna utnyttja befintlig infrastruktur innebär att kostnaderna för att täcka en given elanvändning blir högre än den annars skulle blivit. Begränsningarna är tidvis av sådan omfattning att Svenska kraftnät inte uppfyller Elmarknadsförordningens krav på marknadstilldelad överföringskapacitet,<sup>146</sup> vilket lett till en mindre effektiv handel av el inom Sverige och i viss mån mellan Sverige och närliggande länder. Därav har Energimarknadsinspektionen i omgångar bedrivit tillsyn mot Svenska kraftnät.<sup>147</sup>

För att elsystemet ska byggas ut kostnadseffektivt, i meningen att kostnaderna för produktion, transmission och balansering minimeras för att klara en given efterfrågan, och för att klara lagstyrda driftkriterier rörande stabilitet, feltålighet och marknadstilldelad överföringskapacitet, är det viktigt att kraftslagets systemtjänster beaktas, att nätavgifter och -tariffer är kostnadsriktiga och att kraven från nätägarna på de anläggningar som ansluts är ändamålsenliga. I annat fall tas inte olika tekniska möjligheter till vara på bästa sätt och systemet blir mer kostsamt än det behöver vara. Studier visar att det är potentiellt stora värden som står på spel.<sup>148</sup>

Att Sverige är indelat i fyra elområden ger aktörerna incitament att investera i områden där priserna är höga. Därtill tillämpar Svenska Kraftnät vad som får anses vara någorlunda teknikneutrala transmissionsavgifter.<sup>149</sup> Vidare ställer de i ökande omfattning krav på att anslutna anläggningar, även sådana som vanligtvis inte bidrar, ska bidra till spänningsstabiliteten.<sup>150</sup> Dagens elmarknad ersätter dock inte vissa kraftslag fullt ut för de systemtjänster de genererar och kräver inte betalt av andra för de störningar och obalanser de orsakar.

---

<sup>146</sup> Europaparlamentets och Rådets Förordning (EU) 2019/943 om den inre marknaden för el.

<sup>147</sup> <https://ei.se/om-oss/nyheter/2023/2023-09-18-ei-granskar-svenska-kraftnats-efterlevnad-av-70-procentsregeln>, <https://ei.se/om-oss/nyheter/2021/2021-11-09-tillsynen-mot-svenska-kraftnat-avseende-overforingsbegransningar-fortsatter>.

<sup>148</sup> Qvist (2022a), *Kraftsamling elförsörjning Stöd tjänster*, anger merkostnaden för frekvensrelaterade stödtjänster till 5–6 miljarder kr, relativt ett system med livstidsförlängd och ny kärnkraft. Qvist (2022b), *Kraftsamling elförsörjning Scenarioanalys 2050*, beräknar att nätinvesteringarna blir 70 miljarder kronor större för ett förnybart 290 TWh system än för ett system med betydande inslag av kärnkraft. Vad utredningen förstår beaktar inte dessa studier alla driftsäkerhetsaspekter och risken att Svenska kraftnät kan behöva minska överföringskapaciteterna i takt med att planerbar kraft minskar i södra Sverige. De kan därmed underskatta merkostnaderna för ett helt förnybart system.

<sup>149</sup> Enligt Svenska Kraftnät (2024c) *Anslut till transmissionsnätet* tas det ut en anslutningsavgift som motsvarar de direkta kostnader och följdkostnader som anläggningen orsakar. Enligt Svenska Kraftnät (2024d), *Prislista för transmissionsnätet*, får den som matar in/tar ut el från transmissionsnätet betala en tariff bestående av en fast effektagift och en rörlig energiavgift där den senare kan bli negativ om inmatningen eller uttaget minskar överföringsförlusterna.

<sup>150</sup> Svenska Kraftnät (2021b). *Systemutvecklingsplan 2022–2031*.



En grov uppskattning ger vid handen att på en teknikneutral elmarknad skulle vindkraften behöva betala i storleksordningen 1 öre extra per kWh och mindre kärnkraftsanläggningar få betalt 1 öre per kWh.<sup>151</sup> Ej heller ges ersättning för de omfattande systemnyttor kärnkraftverken bidrar med vad gäller möjligheten för Svenska kraftnät att tilldela högre överföringskapacitet till marknaden. Samtidigt är kärnkraftsanläggningar stora och är därför ofta, tillsammans med större transmissionsförbindelser, dimensionerande för hur stora reserver som behöver finnas i systemet. I detta avseende är det fördelaktigt ur systemperspektiv med reaktorer som är mindre än det dimensionerande felet.

I avsaknad av kompletta marknader för dessa tjänster finns det skäl till ett särskilt stöd till ny kärnkraft. Härvidlag är det rimligt att utgå från att de första nya kärnkraftverken ger större bidrag till elsystemets stabilitet än de som byggs senare. Vidare noterar utredningen att ny kärnkraft i södra Sverige har ett extra värde genom att den via utjämning av effektflödena i elnätet och sitt bidrag till spänningsstabiliteten skulle öka överföringsmöjligheterna i transmissionsnätet.<sup>152</sup> Detta är något bra ur samhällets perspektiv, men samtidigt något som försämrar den företagsekonomiska kalkylen för investeringen, en försämring som går utöver den som följer av att investeringen påtagligt ökar utbudet inom elområdet. En träffsäker korrigerad av det förhållande att kärnkraften inte får ersättning för sina bidrag till elsystemets stabilitet och förmåga, kan alltså behöva differentieras i både tid och rum. Mot bakgrund av bland annat den tekniska utvecklingen, pågående och kommande nätinvesteringar samt förväntade kraftiga förskjutningar av elefterfrågans geografi är det dock svårt att bedöma hur beständigt behovet av en sådan geografisk differentiering är.

### 6.4.3 Koordineringsbehov

Det råder stor osäkerhet kring elmarknadens framtida utveckling. Svenska Kraftnäts scenarioanalyser omspänner en elanvändning år

---

<sup>151</sup> Holmberg, P. (2024). *Den svenska elmarknaden*.

<sup>152</sup> Energiforsk (2022), *Impact on Electricity Prices of Added Generation in Southern Sweden – A Counterfactual Analysis of the Autumn 2021*, räknar med att ett tillskott av 1,8 GW kärnkraft vid Ringhals (motsvarande de nedlagda reaktorerna R1 och R2) skulle öka överföringskapaciteten mellan SE2 och SE3 och mellan SE3 och SE4 och därigenom medge ökad produktion från andra reaktorer motsvarande 0,4 TWh.

2045 från 200 TWh till nästan 350 TWh, där den högre användningen återfinns i de så kallade elektrifieringsscenarierna. I dessa scenarier bedöms pågående och planerade industrisatsningar, särskilt i norra Sverige, kraftigt öka behoven av fossilfri el. En stor del av efterfrågeökningen väntas komma från de industrier som ska producera fossilfritt stål men även produktionen av så kallade elektrobränslen bidrar. Uppemot 90 TWh antas behövas för att möta efterfrågan på så kallad grön vätgas.<sup>153</sup>

I en situation där kraftbolagen är osäkra på efterfrågans utveckling och stora potentiella elkunder är osäkra på det framtida utbudet av el och därmed elpriset, kan marknadens aktörer behöva hjälp med att komma till den jämvikt som samhället önskar. Regeringens planeringsmål för elsystemet är att det till 2045 ska ha byggts ut för att kunna täcka en elanvändning om 300 TWh kan ses som ett bidrag till en sådan koordinering.<sup>154</sup> Detta mål syftar till att möjliggöra den gröna omställningen och är i någon mening härlett ur Sveriges långsiktiga nationella klimatpolitiska mål (se avsnitt 6.5).

Uppgiften blir då att nå målet på ett samhällsekonomiskt kostnadseffektivt sätt, vilket kan tarva statligt stöd till utbyggnaden.<sup>155</sup> Det är därmed möjligt att ett statligt stöd till utbyggnaden av elproduktionen skulle kunna förbättra planeringsförutsättningarna för de aktörer som avser att investera i kapitalintensiva och elintensiva verksamheter. Detta är förstås inte ett skäl för att stödja just kärnkraft. Utredningen noterar dock att det råder osäkerhet om dels möjligheterna att bygga ut vindkraften, och då främst den landbaserade, i en omfattning som planeringsmålet kräver, dels om möjligheterna att klara systemstabiliteten i ett helt förnybart elsystem.

Vindkraftsanläggningar tar stora arealer i anspråk, genererar buller och kan påverka landskapsbilden negativt. De kan därmed komma i konflikt med andra landanvändningsintressen (såsom rennäringen) och kan påverka fastighetsvärdena negativt, något det finns visst empiriskt stöd för.<sup>156</sup> Den folkliga opinionen mot vind-

---

<sup>153</sup> Svenska Kraftnät (2024a). *Långsiktig marknadsanalys*.

<sup>154</sup> Proposition 2023/24:105. *Energipolitikens långsiktiga inriktning*.

<sup>155</sup> Detta gäller oavsett om målet i sig kan sägas vara samhällsekonomiskt välavvägt eller inte.

<sup>156</sup> Westlund, H. och M. Wilhemsson (2021). *Valuating the negative externality of wind turbines: traditional hedonic and difference-in-difference approaches*, Working Paper 2022:6 Fastighet och finans, Kungliga Tekniska Högskolan.

kraftsetableringar tycks ha ökat de senaste decenniet<sup>157</sup> och andelen kommunala avslag av ansökningar om vindkraftsetableringar har ökat kraftigt de senaste åren.<sup>158</sup> Huruvida denna utveckling är ett uttryck för temporärt avvaktande i väntan på nya förbättrade kompensationsmöjligheter eller avspeglar ett mer permanent motstånd mot vindkraftsetableringar är svårt att säga.

Vad gäller möjligheterna att stabilisera helt förnybara system noterar utredningen att Svenska Kraftnät år 2021 bedömde att det kommer att krävas ett tillskott av planerbar elproduktion för att systemstabiliteten ska kunna upprätthållas år 2045 och att ett sådant tillskott är en förutsättning för att industrins elektrifieringsplaner ska kunna bli verklighet.<sup>159</sup> I samma rapport uppger Svenska kraftnät att oplanerbar elproduktion i kombination med ökad flexibel elanvändning och lager inte kommer vara tillräckligt för att klara omställningen av energisystemet (s. 57).

Givet dessa osäkerheter menar utredningen att det finns ett samhällsekonomiskt värde i att utbyggnaden av det svenska elsystemet inte vilar enbart på vindkraft utan den utgörs av en mer balanserad elproduktionsmix.

## 6.5 Klimatpolitikens ambitioner

Sverige har länge bedrivit en ambitiös nationell klimatpolitik med ett uttalat syfte att verka pådrivande i den internationella klimatpolitiken. Samtidigt påverkas Sveriges klimatarbete i hög grad av EU:s klimatpolitik. EU är part i Paris-avtalet och har därmed gjort vissa klimatpolitiska åtaganden, bland annat att till 2030 ha minskat sina växthusgasutsläpp med 55 procent relativt 1990 års nivå.<sup>160</sup> Unionens långsiktiga mål är att vara klimatneutral till 2050 och därefter uppvisa negativa nettoutsläpp.<sup>161</sup>

---

<sup>157</sup> Jönsson (2022). *Vindkraftsopinionen i skuggan av vindkraftverk*, i Andersson med flera, *Du sköna värld*, SOM-institutet, Göteborgs Universitet.

<sup>158</sup> Westander (2023), *Kommunala vetot 2020–2022*, anger att andelen avslag ökat från 18 procent år 2018 till 78 procent år 2021.

<sup>159</sup> Svenska Kraftnät (2024b). *Systemutvecklingsplan 2022–2031*.

<sup>160</sup> Europeiska rådet (2023). *Update of the NDC of the European Union and its Member States*, Madrid, 16 October 2023.

<sup>161</sup> [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_en).

EU:s klimatpolitik är organiserad kring tre system/sektorer.<sup>162</sup>

- ETS (Emissions Trading System) är ett utsläppshandelssystem som omfattar växthusgasutsläpp från energiintensiva verksamheter såsom tung industri och större el- och värmeproducenter samt flyg och sjöfart (som fasas in från 2024). Politikerna bestämmer genom tilldelningen av utsläppsrätter hur stora systemets ackumulerade utsläpp ska bli. Företagen kan fritt handla *utsläppsrätter* med varandra. Systemet omfattar för närvarande cirka 40 procent av EU:s årliga utsläpp.
- ESR (Effort Sharing Regulation) tilldelar medlemsländerna nationella utsläppskvoter för perioden 2021–2030 för de utsläpp som inte omfattas av ETS (främst utsläpp från landtransporter, arbetsmaskiner, lätt industri och individuell uppvärmning mm). Medlemsländernas regeringar kan handla *utsläppskvotenheter* med varandra och är ansvariga för att deras ackumulerade utsläpp hålls under deras nationella kvoter justerade för sådan handel. Systemet omfattar cirka 60 procent av unionens samlade utsläpp.
- LULUCF (Land use and Land-Use Changes and Forestry) reglerar medlemsländernas nettoppdrag av koldioxid i skog och mark. Länderna tilldelas nationella beting vad gäller deras nettoppdrag och kan handla *upptagskrediter* med varandra.

Sammantaget utgör dessa lagstiftningar en näst intill heltäckande reglering av EU:s växthusutsläpp och inlagring av kol i skog och mark. Genom lagstiftningspaketet Fit for 55<sup>163</sup> har ambitionsnivåerna för dessa system skärpts så att de ska leda fram till unionens 2030-mål. Att aktörerna inom respektive sektor kan handla utsläppsutrymme med varandra innebär att målsättningarna för respektive sektor kan nås kostnadseffektivt.<sup>164</sup>

Av särskilt intresse för denna utredning är ETS eftersom det reglerar och prissätter utsläppen från bland annat kraft- och värmeproducenter. För närvarande (4 juli 2024) uppgår utsläppsrättspriset

---

<sup>162</sup> För en utförlig beskrivning av EU:s klimatpolitik, se Nilsson (2023). *Temperaturbörjning i klimatpolitiken*.

<sup>163</sup> EU (2023). *55 %-paketet – EU:s plan för en grön omställning* - Consilium (europa.eu).

<sup>164</sup> Det kan noteras att lagstiftningspaketet Fit for 55 innebär mer av EU-gemensam prissättning. Dels fasas sjöfarten in i ETS. Dels skapas det år 2027 ett särskilt utsläppshandelssystem för transporter och byggnader (ETS2). Initialt ska detta system ligga under ESR men det är inte osannolikt att systemet med tiden inkorporeras i ETS.

till cirka 70 euro per ton koldioxid.<sup>165</sup> Med nuvarande regler kommer tillförseln av utsläppsrätter till systemet att minska över tid och upphöra 2039.<sup>166</sup> Därefter kan fossila bränslen användas endast i den utsträckning det finns sparade utsläppsrätter eller om användningen kombineras med koldioxidinfångning och -lagring. I takt med ökad knapphet på utsläppsrätter ökar kan priset väntas stiga. Tillgängliga terminspriser för 2032 ligger kring 94 euro per ton koldioxid.<sup>167</sup> På sikt bestämmer kostnaden för infångning och lagring hur dyrt det blir att använda fossila bränslen inom ETS.

Mot denna bakgrund menar utredningen att ett eventuellt klimatpolitiskt stöd till utbyggnad av fossilfri kraftproduktion behöver motiveras på annat sätt än att marknadspriserna inte skulle reflektera kostnaden för växthusgasutsläpp. Utredningen noterar att ett möjligt sådant skäl kan återfinnas i Sveriges nationella klimatpolitik.

Sverige har utöver sina EU-åtaganden satt upp egna nationella utsläppsmål.<sup>168</sup> Sveriges långsiktiga mål anger att de samlade inhemska fossila utsläppen (svenska ESR-utsläpp plus utsläppen från svenska ETS-företag) år 2045 inte får överstiga 15 procent av 1990 års utsläppsnivå och att kvarvarande utsläpp ska kompenseras genom så kallade kompletterande åtgärder.<sup>169</sup>

Att Sveriges långsiktiga nationella mål omfattar både ETS- och ESR-utsläpp innebär att priset på utsläppsrätter inte kan väntas avspegla värdet för Sverige av utsläppsminskningar i svenska ETS-företag. Om priset på utsläppsrätter är lägre än kostnaden att minska utsläppen inom svensk ESR-sektor, vore det möjligt att nå det nationella målet till lägre kostnader genom att inducera ytterligare utsläppsminskningar i svenska ETS-företag, exempelvis genom att genom att underlätta elektrifiering av den tunga industrin.

En sådan extra styrning har inte någon direkt påverkan på EU:s samlade utsläpp. Andra ETS-företag får ju dela på ett större utsläppsutrymme och för att täcka upp för den långsammare minskningen av

---

<sup>165</sup> <https://www.eex.com/en/market-data/environmentals/spot>.

<sup>166</sup> Hassler (2023). *Sveriges klimatstrategi*.

<sup>167</sup> <https://www.eex.com/en/market-data/environmentals/futures>.

<sup>168</sup> Betänkande 2016/17: MJU24. *Ett klimatpolitiskt ramverk för Sverige*.

<sup>169</sup> Utöver detta mål finns två etappmål för de svenska ESR-utsläppen, att de till 2020 bör ha minskat med 63 procent relativt 1990 års nivå, varav 8 procentenheter får ske genom så kallade kompletterande åtgärder och att det till 2040 bör ha minskat med 75 procent relativt 1990, varav högst två procentenheter får ske genom kompletterande åtgärder. Därtill finns det ett särskilt mål om att utsläppen från inhemska transporter (exklusive flyg) år 2030 ha minskat med minst 70 procent relativt 2010 års nivå. Med kompletterande åtgärder avses ökat upptag i svensk skog och mark eller finansiering av utsläppsminskningar i andra länder.

de svenska ESR-utsläppen måste Sverige nettoköpa fler ESR-kvotenheter från andra länder och därmed minska deras utsläppsutrymme i motsvarande mån.<sup>170</sup> Den svenska ambitionen har emellertid länge varit att genom exemplets makt och utveckling av utsläppssnål teknik indirekt bidra till utsläppsminskningar.

## 6.6 Avslutande kommentarer

Ovan har det analyserats om det finns förhållanden som gör att det uppstår en skillnad mellan den företagsekonomiska investeringskalkylen för ny kärnkraft och den samhällsekonomiska motsvarigheten och således om det finns effektivitetsskäl för staten att stödja investeringar i kärnkraft. Analysen pekar på att sådana skäl finns. Utredningens bedömningar sammanfattas nedan.

- Finansmarknaden förmår inte att effektivt prissätta och allokera riskerna förknippade med kärnkraftsinvesteringar. Priset på risk blir för högt och kärnkraftsprojekt får bära för mycket risk.
- En statlig lånefinansiering till en ränta som ligger närmare vad som kan anses vara den effektiva nivån och som ersätter staten för de risker den tar, bedöms därför kunna minska investeringens finansieringskostnad och på så sätt minska samhällets kostnad för en given utbyggnad av kärnkraften.
- För att kärnkraftinvesterarens avkastningskrav inte ska bli alltför höga behövs riskdelning i någon form. Utredningen bedömer att en riskdelning med staten som minskar risken för de mest negativa utfallen vad gäller konstruktions- och programriskerna, har störst effekt på ägarnas avkastningskrav och minst negativ påverkan på incitamenten till att projektet bedrivs kostnads-effektivt och enligt tidplan.
- Avsaknaden av möjligheter att teckna långsiktiga prissäkringsavtal gör att den som investerar i stora, långlivade och kapitalintensiva produktionsanläggningar, exempelvis kärnkraft, upp- lever en ineffektivt hög marknadsrisk. Skäl finns därför för staten

---

<sup>170</sup> Historiskt har Sverige annullerat sina överprestationer inom ESR-sektorns och därmed ytterligare minskat EU:s samlade utsläpp. Mot bakgrund av att Sverige ser ut att lagra in mindre kol i skog och mark än åtagandet under LULUCF-förordningen görs bedömningen att något utrymme för detta inte finns.

att erbjuda ny kärnkraft en långsiktig prissäkring genom ett så kallat differenskontrakt.

- Kärnkraftinvesteringar kan generera läroeffekter med åtföljande kunskapsläckage samt systemtjänster som inte ersätts på dagens elmarknad. Sådana externa nyttor kan motivera att staten stöder kärnkraftinvesteringar. Detta kan ske genom ett särskilt investeringsbidrag, genom en nivåjustering av ovan nämnda differenskontrakt eller subventionerade statliga lån.
- Kärnkraftsreaktorer bidrar med väsentliga systemnyttor avseende spänningshållning, frekvensstabilitet och marknadstildelad överföringskapacitet mellan elområden. Dessa förmågor resulterar i ett elprismässigt straff för producenten då de ger ett högre utbud av el i elområdet utöver den el som kraftverket självt genererar. Samhällsvärdet av dessa förmågor är dock stora då de bidrar till en effektivare elmarknad.
- Utredningen noterar att det är osäkert om regeringens planeringsmål för elsystemet kan nås enbart genom en utbyggnad av vindkraften och om ett sådant väderberoende elsystem kan balanseras till rimliga kostnader. Utredningen bedömer att det därmed finns ett värde i en mer diversifierad utbyggnad av den svenska elproduktionen. Detta skulle förbättra planeringsförutsättningarna för de stora industrisatsningarna.
- EU har utvecklat en ambitiös och heltäckande klimatpolitik som prissätter växthusgasutsläppen på ett sådant sätt som kan väntas leda till att EU:s utsläppsmål nås. Enligt utredningen behöver därför ett eventuellt klimatpolitiskt stöd till kärnkraftsutbyggnad motiveras på annat sätt än att utsläppen inte skulle vara kontrollerade och korrekt prissatta. En önskan att från svenskt håll bidra till en snabbare global utveckling av kärnkraften, såsom Sverige bidragit till bland annat vindkraftens utveckling, kan vara ett sådant skäl.





# 7 Rättsliga förutsättningar vid statlig finansiering av ny kärnkraft

## 7.1 Inledning

I detta kapitel ges en översiktlig genomgång av gällande regelverk som är av betydelse vid statlig finansiering och uppförande av ny kärnkraft. Utgångspunkten för utredningen är att statliga stödåtgärder behövs för att investeringar i ny kärnkraft ska komma till stånd. Kapitlet innehåller därför en översiktlig beskrivning av EU:s bestämmelser om statsstöd. I framställningen inkluderas även en redogörelse av andra relevanta unionsbestämmelser som dels har betydelse för prövningen av om ett stöd är tillåtet eller inte, dels har betydelse för utredningens förslag.

## 7.2 Statligt stöd

### 7.2.1 Allmänt

EU:s statsstödsregler sätter ramarna för medlemsstaternas möjligheter att med offentliga medel kunna stödja viss verksamhet. Bestämmelser om statligt stöd finns i artiklarna 107–109 i fördraget om Europeiska unionens funktionssätt (EUF-fördraget). Grundläggande bestämmelser om statligt stöd har införts i svensk rätt genom lagen (2013:388) om tillämpning av Europeiska unionens statsstödsregler. Statsstöd är enligt nämnda reglering förbjudet om det inte uppfyller vissa på förhand bestämda undantag. Det är Europeiska kommissionen (kommissionen) som enligt artikel 108 övervakar om medlemsstaterna följer reglerna. Övervakningen bygger på ett system med förhandsgodkännande. Enligt detta

system måste medlemsstaterna underrätta kommissionen om alla planer på att vidta eller ändra stödåtgärder och de får inte genomföra en åtgärd innan den har godkänts av kommissionen. Syftet med bestämmelserna om statsstöd är att se till att konkurrensen på EU:s inre marknad inte snedvrids.

### **7.2.2 Förbudet mot statligt stöd**

Den centrala bestämmelsen om statligt stöd finns i artikel 107.1 i EUF-fördraget och har följande lydelse.

Om inte annat föreskrivs i fördragen, är stöd som ges av en medlemsstat eller med hjälp av statliga medel, av vilket slag det än är, som snedvrider eller hotar att snedvrیدا konkurrensen genom att gynna vissa företag eller viss produktion, oförenligt med den inre marknaden i den utsträckning det påverkar handeln mellan medlemsstaterna. För att det ska vara fråga om statligt stöd i den mening som avses i denna bestämmelse krävs alltså att stödet

1. ges av en medlemsstat eller med hjälp av statliga medel,
2. gynnar vissa företag eller viss produktion, och
3. snedvrider eller hotar att snedvrیدا konkurrensen samt påverkar handeln mellan medlemsstaterna.

I det följande behandlas kort dessa förutsättningar.

#### **Stöd som ges av en medlemsstat eller med hjälp av statliga medel**

För att en åtgärd ska utgöra statligt stöd krävs inledningsvis att stödet ges av en medlemsstat eller med hjälp av statliga medel. Även medel från offentligt ägda bolag kan vara statliga medel.

För att kriteriet att stödet ska ges av en medlemsstat eller med hjälp av statliga medel ska vara uppfyllt krävs också att stödet innebär en överföring av statliga medel. Vid en överföring är medlens ursprung inte relevant under förutsättning att de, innan de direkt eller indirekt överförs till stödmottagaren, kommer under offentlig tillsyn och därför är tillgängliga för de nationella tillsynsmyndigheterna, även om medlen inte blir den offentliga myndighetens egendom. Stöd som finansierats genom skattelikhande avgifter eller

obligatoriska bidrag som ålagts av staten och som förvaltas och fördelas i enlighet med lagstiftningen innebär en överföring av statliga medel, även om de inte administreras av de offentliga myndigheterna.

Det kan även tilläggas att en överföring inte enbart behöver avse direkta överföringar av offentliga medel utan även exempelvis avstående från krav kan utgöra stöd.

Exempel på åtgärder som ansetts som stöd är direkta bidrag, räntesubventioner, försäljning eller köp till särskilt förmånliga villkor, kapitaltillskott och avstående från fordringar.

### **Gynnande av vissa företag eller viss produktion**

För att en åtgärd ska innebära statligt stöd krävs även att den gynnar vissa företag eller viss produktion. I detta krav ligger dels att åtgärden ska innebära en ekonomisk fördel för mottagaren, dels att åtgärden ska vara selektiv.

När det gäller frågan om en åtgärd innebär en ekonomisk fördel måste det avgöras om det mottagande företaget får ekonomiska fördelar som det inte skulle ha erhållit under normala marknadsvillkor.

Beträffande åtgärder som en medlemsstat vidtar i egenskap av ägare till offentliga företag, görs bedömningen av om åtgärden innebär en ekonomisk fördel utifrån principen om den marknads-ekonomiske investeraren. Denna princip innebär att en åtgärd utgör en ekonomisk fördel, om en privat investerare inte skulle ha utfört åtgärden i fråga på samma villkor. På motsvarande sätt talar man i andra sammanhang om principen om en marknadsekonomisk kreditgivare, fordringsägare med mera.

Som ovan nämnts utgör en åtgärd ett stöd endast om den är selektiv. En statlig åtgärd som utan åtskillnad gynnar alla företag som är etablerade i landet anses inte utgöra statligt stöd eftersom åtgärden i så fall inte är selektiv. Åtgärder som är begränsade branschvis, geografiskt eller är förbehållna en viss kategori av företag är i de flesta fall selektiva.

## **Snedvridning eller hot om snedvridning av konkurrensen samt påverkan på handeln mellan medlemsstaterna**

För att en åtgärd ska utgöra otillåtet statligt stöd i den mening som avses i artikel 107.1 krävs slutligen att åtgärden dels snedvrider eller hotar att snedvrider konkurrensen, dels påverkar handeln mellan medlemsstaterna.

Även om det finns en teoretisk skillnad mellan påverkan på konkurrensen respektive på handeln mellan medlemsstaterna, görs vid den praktiska tillämpningen ingen större skillnad mellan dessa två begrepp. Det är inte nödvändigt att fastställa att stödet faktiskt påverkar handeln mellan medlemsstaterna, utan endast att stödet kan påverka sådan handel.<sup>171</sup> Det är således inte nödvändigt att det företag som tar emot stöd bedriver handel med andra medlemsstater.

### **7.2.3 Undantag från förbudet mot statligt stöd**

Åtgärder som utgör statligt stöd enligt artikel 107.1 är som utgångspunkt otillåtna. Det finns emellertid undantag från denna huvudregel. Av artikel 107.3 (b) framgår att stöd för att främja genomförandet av viktiga projekt av gemensamt europeiskt intresse kan vara förenligt med den inre marknaden. Vidare föreskrivs i artikel 107.3 (c) att visst stöd kan vara förenligt med den inre marknaden om det utgör stöd för att underlätta utveckling av vissa näringsverksamheter eller vissa regioner, när det inte påverkar handeln i negativ riktning i en omfattning som strider mot det gemensamma intresset.

Kommissionen har ett omfattande utrymme för skönsmässig bedömning av om undantag kan medges. För vissa stödområden har kommission dock utfärdat meddelanden och riktlinjer om vad den fäster vikt vid bedömningen av om ett stöd är förenligt med den inre marknaden.

Vad gäller tillämpningen av artikel 107.3 (c) gäller sedan januari 2022 nya riktlinjer för statligt stöd till klimat, miljöskydd och energi (2022/C 80/01). Riktlinjerna är anpassade till EU:s mål i den europeiska gröna given, till EU:s energi- och miljölagstiftning och till den

---

<sup>171</sup> Domstolens dom av den 14 januari 2015, *Eventech/The Parking Adjudicator*, C-518/13, ECLI:EU:C:2015:9, punkt 66, domstolens dom av den 8 maj 2013, *Libert m.fl.*, C-197/11 och C-203/11, ECLI:EU:C:2013:288, punkt 77, och domstolens dom av den 4 april 2001, *Friulia Venezia Giulia*, T-288/97, ECLI:EU:T:2001:115, punkt 41.

ökade betydelsen av miljöskydd, inklusive klimatskydd. Stöd till kärnenergi omfattas inte av riktlinjernas tillämpningsområde. För kärnenergi får i stället vägledning hämtas från tidigare beslut och domar.

Kommissionen har sammanfattat kriterierna vid bedömningen av förenligheten med artikel 107.3 (c) vid stöd till kärnenergi enligt följande.<sup>172</sup>

1. Medlemsstaten ska visa att stödet på ett effektivt sätt underlättar utvecklingen av den identifierade näringsverksamheten utan att varken den föreslagna stödåtgärden eller den verksamhet som stötts, i sig, strider mot relevanta unionsbestämmelser.<sup>173</sup>
2. För att bedöma om stödåtgärden begränsar snedvridningen av konkurrensen och handel ska behovet av åtgärden, dess lämplighet och om den är proportionerlig utvärderas. Vad gäller nödvändigheten av stödet kan förekomsten av ett marknadsmisslyckande vara en relevant faktor att ta hänsyn till vid bedömningen.<sup>174</sup> För kärnenergi identifieras i det sammanhanget följande tre aspekter: (i) omfattningen av den initiala kapitalkostnaden, (ii) den långa exponeringen mot marknadspriser som kan snedvridas av andra marknadsinterventioner samt (iii) den långa exponeringen mot politiska beslut. Därutöver ska utestående snedvridningar av handelsvillkor som inte kan undvikas (trots att åtgärden konstateras vara nödvändig, lämplig och proportionerlig) identifieras. Vidare ska det göras en bedömning av om de positiva effekterna av stödåtgärden uppväger de negativa effekterna på konkurrensen och handeln inom den inre marknaden.

För offentlig finansiering av viktiga projekt av gemensamt europeiskt intresse enligt artikel 107.3 (b) finns sedan december 2023

---

<sup>172</sup> Kommissionens beslut om att inleda ett formellt granskningsförfarande enligt artikel 108.2 av den 5 augusti 2022 i ärende SA.58207 (2022/C) – Tjcekien – stöd till uppförande och drift av ny kärnreaktor i Dukovany.

<sup>173</sup> I beslutet nämns artikel 194 EU-fördraget, Europaparlamentets och rådets direktiv 2011/92/EU av den 13 december 2011 om bedömning av inverkan på miljön av vissa offentliga och privata projekt (MKB-direktivet), fördraget om upprättandet av europeiska atomenergi-gemenskapen (Euratomfördraget) samt EU:s regler om offentlig upphandling.

<sup>174</sup> Domstolens dom av den 22 september 2020, Kommissionen/Österrike, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, punkt 67.

nya riktlinjer för kriterier vid bedömningen av förenligheten med den inre marknaden hos statligt stöd för att främja genomförandet av sådana projekt. Enligt riktlinjerna kan kommissionen anse att ett så kallat ”integrerat projekt” är berättigat till stöd. Med ”integrerat projekt” avses en grupp enskilda projekt som ingår i en gemensam struktur, färdplan eller ett gemensamt program som syftar till samma mål och som bygger på ett systematiskt tillvägagångssätt. De enskilda delarna i projektet kan avse olika nivåer i leverantörskedjan men måste vara kompletterande och tillföra avsevärt mervärde genom sitt bidrag mot att uppnå EU-målen.

Hittills har åtta integrerade projekt godkänts av kommissionen bland annat tre för vätgas och två för batterier. Diskussioner om ett integrerat projekt för kärnenergi pågår mellan ett antal europeiska medlemsstater, däribland Sverige.<sup>175</sup>

#### **7.2.4 Anmälningssplikt och kommissionens granskning av stöd**

Som nämndes inledningsvis följer av artikel 108 EUF-fördraget att medlemsstaterna måste anmäla planer på att vidta stödåtgärder i förväg till kommissionen. Detta för att kommissionen ska kunna ta ställning till om stödet är förenligt med den inre marknaden eller inte. Medlemsstaten får inte genomföra stödåtgärden förrän kommissionen har uttalat sig om stödets förenlighet med den inre marknaden (genomförandeförbudet).

Närmare föreskrifter om kommissionens granskning av stöd och stödordningar finns i rådets förordning (EU) nr 2015/1589, förkortad procedurförordningen. I förordningen regleras bland annat kommissionens förfarande när medlemsstaterna anmäler stöd och stödordningar som de vill införa.

När ett nytt stöd har anmälts ska kommissionen göra en preliminär granskning (artikel 4). Granskningen utmynnar i tre möjliga beslut: ett beslut i vilket fastställs att åtgärden inte utgör stöd, ett beslut att åtgärden är förenlig med den inre marknaden eller, om kommissionen efter den preliminära granskningen anser att

---

<sup>175</sup> Se pressmeddelandet: *Declaration of the EU Nuclear Alliance Bulgaria, Croatia, Czech Republic, Finland, France, Hungary, the Netherlands, Poland, Romania, Slovakia, Slovenia and Sweden, Meeting of March 4th, 2024*, [presse.economie.gouv.fr/declaration-of-the-eu-nuclear-alliance-meeting-of-march-4th-2024/](https://presse.economie.gouv.fr/declaration-of-the-eu-nuclear-alliance-meeting-of-march-4th-2024/).

det är tveksamt om den anmälda åtgärden är förenlig med den inre marknaden, ett beslut om att inleda ett förfarande enligt artikel 108.2 i EUF-fördraget – ett så kallat granskningsförfarande.

Det formella granskningsförfarandet ska utmynna i att kommissionen fattar ett beslut avseende den anmälda åtgärden. I beslutet ska antingen fastställas att åtgärden inte utgör stöd, att åtgärden visserligen utgör stöd men att stödet, med eller utan villkor, är förenligt med den inre marknaden, eller att åtgärden utgör stöd som inte är förenligt med den inre marknaden (artikel 9.2–9.5). Kommissionen ska fatta beslut så snart det inte finns några tveksamheter kring stödet. Den ska sträva efter att anta ett beslut inom 18 månader efter det att förfarandet inleddes. När denna tidsfrist löpt ut ska kommissionen, om medlemsstaten begär det, inom två månader fatta beslut på grundval av de upplysningar som den har tillgång till (artikel 9.6–9.7).

Anmälan om stöd kan göras i form av individuellt stöd eller genom införande av en stödordning inom vilken stöd beviljas. När en stödordning en gång har godkänts behöver kommissionen inte underrättas i förväg om enskilda stödåtgärder som vidtas inom ramen för stödordningen, såvida kommissionen inte har gjort förbehåll för detta i sitt beslut om godkännande.

## **7.3 Gällande bestämmelser på kärnenergiområdet**

### **7.3.1 Allmänt**

Som nämndes i föregående avsnitt framgår av tidigare domar och beslut avseende statligt stöd till kärnkraft att medlemsstaten ska visa att den föreslagna stödåtgärden och den verksamhet som stöttas, i sig, inte strider mot relevanta unionsbestämmelser. Mot bakgrund av detta följer en översiktlig genomgång av de bestämmelser som kan komma i fråga vad gäller denna del av prövningen. För att illustrera hur några av de nämnda unionsbestämmelserna har genomförts i svensk rätt, inkluderas även en redogörelse av den svenska lagstiftningen på kärnenergiområdet.

### 7.3.2 Den EU-gemensamma miljö- och energipolitiken

Den gemensamma energipolitiken grundar sig på artikel 194 i EUF-fördraget. Inom energiområdet råder delade befogenheter mellan EU och medlemsstaterna. Inom ramen för upprättandet av den inre marknaden och dess funktion samt med hänsyn till kravet på att skydda och förbättra miljön, ska målet för EU:s politik på området vara att i en anda av solidaritet mellan medlemsstaterna

- garantera att energimarknaden fungerar,
- garantera energiförsörjningen i unionen,
- främja energieffektivitet och energibesparingar samt utveckling av nya och förnybara energikällor, och
- främja sammankopplade energinät.

Vidare slås medlemsstaternas rätt att bestämma den egna energimixen fast. Mot bakgrund av behovet för medlemsstaterna att trygga sin elförsörjning, har EU-domstolen därtill särskilt slagit fast att skapandet av ny produktionskapacitet för kärnenergi ingår i deras rätt att fritt bestämma över sin energimix.<sup>176</sup>

Europaparlamentet och rådet har, i syfte att reglera elmarknadens övergripande funktion samt säkerställa att målen för energiunionen, utnyttjat den delade befogenheten genom att bland annat anta den så kallade elmarknadsförordningen.<sup>177</sup> Enligt förordningen ska målen nås med hjälp av marknadens signaler för ökad effektivitet, en större andel förnybara energikällor, försörjningstrygghet, flexibilitet, hållbarhet, utfasning av fossila bränslen och ökad innovation.

I juni 2024 trädde ett antal ändringar i elmarknadsförordningen i kraft.<sup>178</sup> Genom ändringarna har bland annat ett nytt finansieringsverktyg, så kallade dubbelriktade differenskontrakt (Contract for Difference, CfD), för statligt stöd av energi, införts. Kontrakten får enligt förordningen användas för investeringar i nya elproduktions-

---

<sup>176</sup> Domstolens dom av den 22 september 2020, Österrike/Kommissionen, C-594/18, ECLI:EU:C:2020:742, punkterna 79–80.

<sup>177</sup> Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.

<sup>178</sup> Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2024/1747 av den 13 juni 2024 om ändring av förordningarna (EU) 2019/942 och (EU) 2019/943 vad gäller förbättring av utformningen av unionens elmarknad.



anläggningar som baseras på vindkraft, solenergi, geotermisk energi, vattenkraft utan vattenmagasin och kärnenergi.

Enligt den nya bestämmelsen ska alla system med direkt prisstöd i form av dubbelriktade differenskontrakt bland annat utformas för att bevara incitament för kraftproduktionsanläggningen att vara i drift och delta effektivt på elmarknaderna, särskilt för att återspegla marknadsförhållandena. Därtill ska kontrakten bland annat utformas för att säkerställa att nivån på minimiersättningskyddet och den övre gränsen för överkompensation anpassas till kostnaden för den nya investeringen och marknadsintäkterna. Detta för att garantera kraftproduktionsanläggningens långsiktiga ekonomiska bärkraft, samtidigt som överkompensering undviks. Vid bedömningen av förenligheten med artiklarna 107 och 108 i EUF-fördraget ska kommissionen säkerställa att kontraktens utformning överensstämmer med principerna.<sup>179</sup>

Regeringen beslutade i januari 2024 att utse en särskild utredare som ska analysera och föreslå hur den svenska elmarknaden kan utvecklas och regleras för att uppnå de nationella målsättningarna och anpassas till den uppdaterade EU-rätten. I uppdraget ingår utreda vilken roll dubbelriktade differenskontrakt kan ha på en framtida elmarknad utifrån de förutsättningar som ges i den europeiska elmarknadslagstiftningen. Av utredningsdirektiven framgår vidare att sådana kontrakt kan utgöra en viktig komponent i förutsättningarna för att etablera ny kärnkraft. Utredningen har antagit namnet Elmarknadsutredningen (KN 2024:02). Uppdraget ska slutredovisas senast den 25 april 2025.

EU:s miljöpolitik grundar sig på artiklarna 191–193 och på artikel 11 EUF-fördraget, som syftar till att främja en övergripande hållbar utveckling. I artikel 191 definieras tillämpningsområdet för unionens miljöpolitik. I bestämmelsen anges ett antal mål (punkt 1), principer (punkt 2) och kriterier (punkt 3) som unionslagstiftaren ska iaktta vid genomförandet av denna politik. Enligt artikel 191.1 ska följande mål uppnås med unionens miljöpolitik:

- Att bevara, skydda och förbättra miljön.
- Att skydda människors hälsa.
- Att utnyttja naturresurserna varsamt och rationellt.

---

<sup>179</sup> Ibid, artikel 19 d.

- Att främja åtgärder på internationell nivå för att lösa regionala eller globala miljöproblem, särskilt för att bekämpa klimatförändringen.

Vidare ska unionens miljöpolitik enligt artikel 191.2 syfta till en hög skyddsnivå med beaktande av de olikartade förhållandena inom unionens olika regioner. Den ska vidare bygga på försiktighetsprincipen och på principerna att förebyggande åtgärder bör vidtas, att miljöförstöring företrädesvis bör hejdas vid källan och att förorenaren ska betala.

För att säkerställa att det görs en systematisk bedömning av miljöpåverkan för projekt som på grund av sin art, storlek eller lokalisering medför en betydande miljöpåverkan har EU utnyttjat sina befogenheter på området genom att anta det så kallade MKB-direktivet.<sup>180</sup> I bilaga 1 till direktivet finns en lista över de projekt, däribland kärnkraftverk, som alltid kan antas medföra betydande miljöpåverkan och för vilka det är obligatoriskt med en miljökonsekvensbedömning och tillståndsprövning. Direktivet har genomförts i svensk rätt i huvudsak genom 6 kap. miljöbalken (se vidare avsnitt 7.3.4).

### 7.3.3 Europeiska atomenergigemenskapen

Vad gäller kärnenergiområdet regleras det specifikt av fördraget om upprättandet av europeiska atomenergigemenskapen (Euratomfördraget) vars syfte är att gynna fredlig användning av kärnenergi. I gällande sekundärrätt finns därför bland annat bestämmelser om kärnsäkerhet, strålskydd, hantering av radioaktivt avfall, kärnbränsleförsörjning och kärnämneskontroll.

Av artikel 41 i Euratomfördraget följer en skyldighet för enskilda och företag inom kärnenergisektorn att underrätta kommissionen om investeringsprojekt som avser nya anläggningar, återanskaffningar eller omställningar. Detta ska ske inom den tidsfrist som anges i artikel 42 i samma fördrag så att kommissionen ska kunna överlägga med investeraren om projektet och komma med synpunkter. Bestämmelsen preciseras vad gäller investeringsprojektens

---

<sup>180</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv 2011/92/EU av den 13 december 2011 om bedömning av inverkan på miljön av vissa offentliga och privata projekt.

art och omfattning i särskild förordning.<sup>181</sup> Hur underrättelsen ska göras och hur kommissionen ska hantera uppgifterna regleras närmare i ytterligare en förordning.<sup>182</sup>

#### 7.3.4 Den svenska lagstiftningen på kärnenergiområdet

I lagen (1984:3) om kärnteknisk verksamhet (kärntekniklagen), strålskyddslagen (2018:396) och miljöbalken anges de generella tillståndsreglerna för säkerhet, strålskydd och miljöskydd för kärnteknisk verksamhet. Bestämmelserna i lagarna kompletteras av förordningar och myndighetsföreskrifter som innehåller mer detaljerade bestämmelser. Uppförandet av en ny reaktor kräver tillstånd enligt både kärntekniklagen och miljöbalken. En kärnkraftsreaktor är en kärnteknisk anläggning enligt kärntekniklagen och omfattas av begreppet kärnteknisk verksamhet enligt samma lag (1 och 2 §§). Kärntekniklagen innehåller också de centrala bestämmelserna om omhändertagande och slutförvaring av kärnavfall och använt kärnbränsle samt avveckling och rivning av anläggningar i vilka verksamhet inte längre ska bedrivas.

Ansökningar om tillstånd till uppförandet av kärnkraftsreaktorer bereds av mark- och miljödomstolen respektive Strålsäkerhetsmyndigheten vilka yttrar sig över ansökan i samband med att den överlämnas till regeringen för prövning. Regeringen prövar därefter tillåtligheten av verksamheten enligt miljöbalken samt meddelar tillstånd enligt kärntekniklagen. Om regeringen bedömer att verksamheten är tillåtlig meddelar mark- och miljödomstolen tillstånd enligt miljöbalken, medan det om regeringen meddelar tillstånd enligt kärntekniklagen följer en fortsatt stegvis prövningsprocess. Strålsäkerhetsmyndigheten ska då granska och godkänna ansökningar innan en anläggning kan börja byggas och senare tas i drift.

Vid prövningen av tillstånd enligt kärntekniklagen ska bland annat beaktas tillståndshavarens förutsättningar att på ett betryggande sätt kunna svara för de åtaganden som följer av kärnteknisk verksamhet. I det ingår att svara för kostnaderna för de

---

<sup>181</sup> Rådets förordning (Euratom) nr 2587/1999 av den 2 december 1999 om vilka investeringsprojekt som skall meddelas kommissionen i enlighet med artikel 41 i fördraget om upprättandet av europeiska atomenergigemenskapen.

<sup>182</sup> Kommissionens förordning (Euratom) nr 1209/2000 av den 8 juni 2000 om förfaranden för granskning av underrättelser enligt artikel 41 i Euratomfördraget.

åtgärder som följer av de allmänna skyldigheter som tillståndshavaren har och som bland annat innebär att åtgärder ska vidtas för att upprätthålla säkerheten vid driften, att på ett säkert sätt hantera och slutförvara kärnavfall och kärnämnen och att på ett säkert sätt avveckla och riva anläggningar då verksamheten inte längre ska bedrivas. Dessutom finns en skyldighet för tillståndshavaren att ha en organisation utformad och bemannad på ett sådant sätt att den tillförsäkrar en säker och tillförlitlig drift av verksamheten samt tillgodoser effektiva åtgärder i en haverisituation. En förutsättning för att erhålla tillstånd är därför att tillståndshavaren på ett trovärdigt sätt kan visa att denne antingen direkt, till exempel genom ett tillräckligt aktiekapital eller genom åtaganden av högsta moderbolaget i den koncern tillståndshavaren kan tillhöra, har den finansiella kapacitet som krävs för att på ett uthålligt sätt uppfylla de krav som ställs.<sup>183</sup>

Krav på ekonomiska åtaganden finns i lagen (2010:950) om ansvar och ersättning vid radiologiska olyckor. I fråga om skyldighet för tillståndshavare att säkerställa finansieringen för slutförvaring av kärnavfall och använt kärnbränsle samt avveckling av anläggningar finns även bestämmelser i lagen (2006:647) om finansiering av kärntekniska restprodukter (finansieringslagen).

Strålskyddslagen innehåller bestämmelser som syftar till att skydda människors hälsa och miljön från skadliga effekter till följd av strålning. Det gäller både för anställda som är sysselsatta i verksamhet med strålning och allmänheten i omgivande miljö.

Miljöbalken reglerar bland annat skyddet mot den inverkan som miljöfarlig verksamhet kan ha på miljön och människors hälsa. Kärnteknisk verksamhet utgör miljöfarlig verksamhet enligt definitionen i 9 kap. 1 § miljöbalken. Tillstånd för kärnkraftsreaktorer krävs enligt 21 kap. 7 § miljöprövningsförordningen (2013:251). För intag och utsläpp av kylvatten från kärnkraftsreaktorer gäller också bestämmelserna om vattenverksamhet, som regleras i miljöbalken och lagen (1998:812) med särskilda bestämmelser om vattenverksamhet. För vattenverksamhet krävs tillstånd om inte något annat följer av de undantag från tillståndsplikten som anges i miljöbalken. Bestämmelser om miljöbedömningar och vad en miljökonsekvensbeskrivning ska innehålla finns i 6 kap. miljöbalken.

---

<sup>183</sup> Prop. 2009/10:172, s. 43 ff.

Den 2 november 2023 tillsatte regeringen en särskild utredare som ska se över nuvarande regler för att underlätta för ny kärnkraft. Vidare ska utredaren analysera och bedöma behovet av ändringar i de regelverk som reglerar omhändertagande av kärnavfall och använt kärnbränsle utifrån en möjlig utveckling med nya reaktorer på nya platser, nya aktörer som tillståndshavare och nya reaktortekniker. Utredningen har antagit namnet Kärnkraftsprövningsutredningen (KN 2023:04) Uppdragen om tillståndsprövning ska redovisas senast den 30 december 2024 medan uppdraget om kärnavfall och använt kärnbränsle ska redovisas senast den 29 augusti 2025. Därtill utreds frågor om finansieringen av kärnavfall från nya reaktorer dels inom ramen för nämnda utredning, dels inom ramen för ett regeringsuppdrag till Riksgäldskontoret (KN 2024/01243).



# 8 Modeller för finansiering och riskdelning

## 8.1 Inledning

Investeringar i kärnkraft innebär mycket långsiktiga åtaganden förknippade med betydande ekonomiska risker. Mot bakgrund av att endast ett fåtal kärnkraftsprojekt genomförts i Europa under de senaste årtiondena och att tids- och kostnadsöverskridande för flera av dessa projekt varit stora är avkastningskraven höga. För att få till stånd investeringar i ny kärnkraft har olika mekanismer använts för att allokera risker mellan elproducenter, elkonsumenter och staten.

Riskerna i ett kärnkraftsprojekt är omfattande både till antal och i omfattning. Vanligtvis brukar de delas upp i konstruktionsrisk, marknadsrisk och regulatorisk risk. Det förstnämnda avser osäkerheter i byggfasen av projektet som kan leda till kostnads- och tidsöverskridanden. I byggfasen ingår planering, projektering och uppförande av byggnationen. Marknadsrisken avser osäkerhet kring framtida elpriser. Den regulatoriska risken avser förändringar av regelverk och förutsättningar på elmarknaden som kan vara politiskt betingade.<sup>184</sup>

Detta kapitel redogör för de olika stöd och finansieringsmodeller som har använts, eller planerar att användas, i kärnkraftsprojekt i andra länder. De stödåtgärder som vidtagits i europeiska projekt har genomgått en statsstödsprövning, med undantag för regulated asset base (RAB), som införts efter Storbritanniens utträde ur EU. Utredningen har dock valt att avgränsa beskrivningen av prövningen till den som rör uppförandet och driften av en kärnreaktor i

---

<sup>184</sup> I andra kapitel omnämns även programrisken, som bortses från i detta kapitel.

Tjeckien. Detta då den har störst relevans för utredningens förslag.<sup>185</sup>

Kapitlet avslutas med en sammanställning av särskilt relevanta erfarenheter att beakta vid utformningen av utredningens förslag till en svensk finansieringsmodell.

## 8.2 Storbritannien – differenskontrakt

Differenskontrakt (Contracts for Difference, CfD) är avtal som ger elproducenter förutsägbarhet om vilket pris de i framtiden kan sälja el till. Differenskontrakt utgör den huvudsakliga riskdelningsmekanismen för kärnkraftsprojektet Hinkley Point C i Storbritannien. Som nämndes i föregående kapitel pekas dubbelriktade differenskontrakt ut i EU:s elmarknadsförordning som en möjlighet att få tillstånd ny fossilfri produktion.

Differenskontrakt har sitt ursprung på finansmarknaderna och är ett samlingsnamn för finansiella kontrakt där en köpare och säljare avtalar om att betala skillnaden mellan priset på en underliggande tillgång (exempelvis en aktie, valuta eller råvara såsom el) när kontraktet öppnas respektive stängs. När differenskontrakt används på elmarknader avses typiskt sett långsiktiga kontrakt mellan elproducenter och staten<sup>186</sup> som används i syfte att reducera prisrisken under produktionsanläggningens drifttid. Detta minskar i sin tur investerarens avkastningskrav och bidrar, allt annat lika, till en lägre genomsnittlig produktionskostnad (LCOE), i synnerhet för kapitalintensiv energiproduktion såsom kärnkraft.

Efter att ha introducerats i Storbritannien 2014 har differenskontrakt använts för utbyggnad av havsbaserad vindkraft i flera europeiska länder, inklusive Danmark och Norge. I tider av höga elpriser kan intäkterna från differenskontrakt ge ett tillskott till de offentliga finanserna eller användas för att ge stöd till elkonsumenter. Differenskontrakt har därför på senare tid kommit att

---

<sup>185</sup> En beskrivning av de övergripande principerna för statsstödsprövningen finns även i kapitel 7.

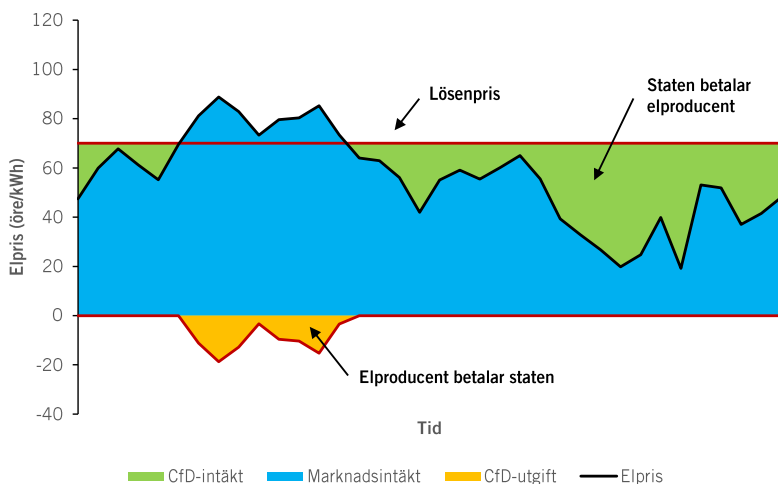
<sup>186</sup> Staten behöver dock inte nödvändigtvis vara finansär av differenskontrakten. I Storbritannien är ett statligt ägt bolag motpart i differenskontraktet men fakturerar vidare intäkter och kostnader till elleverantören som tar ut avgifter från elkonsumenten.



betraktas som en viktig komponent i en långsiktig europeisk elmarknadsreform snarare än ett renodlat stöd till elproducenter.<sup>187</sup>

Differenskontrakt är en flexibel avtalsform och implementeringen varierar mellan länder och beroende på kraftslag. Figur 8.1 illustrerar de mest grundläggande egenskaperna i ett så kallat dubbelriktat (eng. *two-way*) differenskontrakt motsvarande de som i Storbritannien använts för havsbaserad vindkraft och kärnkraftsprojektet Hinkley Point C.

**Figur 8.1** Illustration av ett differenskontrakt ur elproducentens perspektiv



Källa: Bearbetning av figur i Energiforsk (2024).

Den mest grundläggande komponenten i ett differenskontrakt för elmarknaden är lösenpriset (eng. *strike price*). I avsaknad av ett differenskontrakt eller andra prissäkringsavtal möter en elproducent i Sverige för varje timme ett marknadspris för sitt elprisområde<sup>188</sup> (i figuren representerat som ett genomsnittligt elpris, svart linje). Elproducenten säljer el och genererar intäkter (blå area i figuren).

Genom förhandling eller auktionsförfarande kommer staten och elproducenten överens om ett lösenpris som ska gälla under en specificerad avtalsperiod.<sup>189</sup> Elproducenten säljer el till rådande

<sup>187</sup> Fabra (2023). *Reforming European electricity markets: Lessons from the energy crisis*. Energy Economics (126).

<sup>188</sup> På dagen före-marknaden på Nordpool.

<sup>189</sup> Nivån på lösenpriset kan dock justeras, exempelvis för att beakta prisinflation.

marknadspris och beroende på hur marknadspriset förhåller sig till lösenpriset utbyter staten och elproducenten betalningar. När marknadspriset är lägre än lösenpriset kommer staten att ersätta elproducenten upp till lösenpriset (grön area i figuren) och vice versa (orange area i figuren). Summan av intäkterna från marknadsförsäljningen och differenskontraktet motsvarar att elproducenten sålt den el som producerats under avtalsperioden till ett fast pris (lösenpriset). Differenskontraktet tar således, ur elproducentens perspektiv, bort all osäkerhet om den framtida elprisutvecklingen under kontraktets löptid som i stället bärs av staten eller elkonsumenten.

Värdet av differenskontraktet för avtalsparterna är på förhand okänt men utgår från lösenprisets nivå. Ett lösenpris som överstiger det förväntade framtida elpriset innebär en förväntad kostnad för staten eller elkonsumenten, och vice versa. Eftersom avtalstiden är lång, i många fall flera decennier, finns en betydande osäkerhet kring det framtida elpriset och följaktligen de intäkter och kostnader som kommer att betalas under differenskontraktets löptid. Det finns sätt att begränsa denna osäkerhet, exempelvis genom att sätta ett tak på den totala ersättning som kan betalas ut under kontraktstiden.

Konventionella differenskontrakt utformade likt ovan innebär att elproducenten inte längre möter ett marknadspris, vilket förändrar incitamentsstrukturen och därför riskerar att påverka produktionsbeslut och budgivningsbeteende på negativt sätt. I syfte att värna marknads funktionssätt har en rad alternativa varianter av differenskontrakt utvecklats.<sup>190</sup>

### 8.2.1 Hinkley Point C

Hinkley Point C (HPC) är ett kärnkraftsprojekt i Storbritannien omfattande två 1 630 MW EPR-reaktorer<sup>191</sup> som för närvarande är under konstruktion. HPC är det första kärnkraftsprojektet i världen som använder differenskontrakt som huvudsaklig riskdelningsmekanism.

---

<sup>190</sup> För en sammanställning av forskningslitteraturen se Energiforsk (2024). *Contracts for Difference (CfD) in the Swedish Electricity Market*, Rapport 2024:991.

<sup>191</sup> EPR är en reaktordesign som utvecklats av franska Framatome och EDF samt tyska Siemens.

Hinkley Point har en lång historia av kärnkraftsproduktion med reaktorer i drift från 1965 fram till 2022 då de två sista reaktorerna stängdes av ägaren Électricité de France (EDF).<sup>192</sup> Hinkley Point pekades 2011 ut av regeringen som en av åtta potentiella platser för att bygga nya reaktorer.<sup>193</sup>

Bilaterala förhandlingar mellan EDF och Storbritanniens Energi- och klimatdepartement om statligt stöd för HPC inleddes 2012. Parterna kom 2013 överens om de huvudsakliga villkoren i ett differenskontrakt, inklusive ett lösenpris om 92,50 brittiska pund per MWh i 2012 års priser. Europeiska kommissionen (kommissionen) gav efter en prövning utifrån statsstödsregelverket sitt godkännande i oktober 2014. Under hösten 2015 gjorde det statliga kinesiska bolaget China General Nuclear Power Group en investering om 6 miljarder pund i utbyte mot en tredjedels ägande i det samägda bolaget NNB Generation Company (NNBG) som ansvarar för konstruktion och framtida drift av HPC. EDF fattade slutligt investeringsbeslut i juli 2016 och kort därefter godkände regeringen villkoren. Tabell 8.1 sammanfattar vad som avtalades mellan NNBG och staten.

---

<sup>192</sup> EDF köpte 2009 British Energy och tog över driften över åtta kärnkraftverk i Storbritannien.

<sup>193</sup> Department for Business, Enterprise & Regulatory Reform (2008) *A White Paper on Nuclear Power*.

**Tabell 8.1 Sammanfattning av avtalade villkor för Hinkley Point C**

Komponent	Beskrivning
Differenskontrakt	<p>Ett differenskontrakt tecknas mellan det statligt ägda bolaget Low Carbon Contracts Company (LCCC) och NNBG som ägs av EDF (66,5 %) och CGN (33,5 %). LCCC tecknar i sin tur avtal med elleverantörer (Supplier Obligation) för att föra vidare intäkter och kostnader från differenskontraktet till elkonsumenten.</p> <p>NNBG får 92,50 pund per MWh (i 2012 års priser) för den el som säljs på marknaden under 35 år. Lösenpriset räknas upp med KPI. Kontraktet innehåller villkor som gör att löptiden reduceras om HPC blir försenat för att ge incitament att hålla tidplanen. Lösenpriset reduceras till 89,50 pund per MWh om EDF fattar slutligt investeringsbeslut för det kommande kärnkraftsprojektet Sizewell C.</p> <p>LCCC har därtill option på att häva differenskontraktet om HPC inte är driftsatt innan 1 november 2033 (sedan dess förlängt till 2036).</p>
Avvecklingskostnader	<p>NNBG måste avsätta en andel av sina intäkter, upp till 7,3 miljarder pund (i 2016 års priser) som ska användas för att finansiera avvecklingen.</p>
Lånegarantier	<p>Storbritannien genom dess finansdepartement åtar sig att ställa kreditgarantier för upp till två miljarder pund för obligationer som NNBG kan använda för att finansiera konstruktionen.</p>
Vinstdelningsmekanism	<p>Avtalet innehåller två vinstdelningsmekanismer som delar eventuella överskott mellan elproducenten, NNBG, och den statliga motparten i differenskontraktet, LCCC.</p> <p>En <i>projektvinstmekanism</i> fångar upp vinster till följd av att projektet ger ett bättre resultat än de ursprungliga antagandena, mätt som realiserad internränta på eget kapital. Tröskelvärden för internräntan avgör hur vinsterna fördelas mellan NNBG och LCCC.</p> <p>En <i>kapitalförsäljningsmekanism</i> fångar upp vinster vid en eventuell försäljning av aktier i NNBG. Även dessa mäts som realiserad internränta på eget kapital och delas mellan investeraren som avyttrar aktierna och LCCC beroende på om olika tröskelvärden uppnåtts.</p>

Komponent	Beskrivning
Kompensation för nedstängning till följd av politiska beslut	NNBG har rätt till kompensation om regeringen i framtiden fattar politiska beslut som resulterar i nedstängningen av HPC. Ersättningen beräknades vid tillfället kunna kosta upp till 22 miljarder pund (i 2012 års priser).

Källa: National Audit Office (2017) och Europeiska kommissionen (2014).

Avtalet innebär att NNBG finansierar och bär all projektrisk i utbyte mot ett garanterat elpris i upp till 35 år från att HPC driftsätts.

Valet att använda ett differenskontrakt gjordes mot bakgrund av en politisk överenskommelse från 2010 som bestämde att kärnkraft inte skulle subventioneras.<sup>194</sup> Detta ledde regeringen till att förhandlade fram ett avtal för HPC som liknade de tidigare upplägg som använts för andra fossilfria energislag såsom vind- och solkraft. Utöver beaktandet av rådande energipolicy fanns en aversion mot att staten eller elkonsumenterna skulle bära projektrisken för förseningar och kostnadsöverskridande.

Storbritanniens regering utvärderade avtalet utifrån fyra kriterier (eng. *value-for-money tests*): att HPC ger investerarna en rimlig avkastning, är kostnadseffektivt jämfört med annan elproduktion, ger samhällsnytta i form av lägre systemkostnader och leder till överkomliga priser för elkonsumenterna.<sup>195</sup>

I en granskning från 2017 riktar den brittiska riksrevisionen National Audit Office (NAO) kritik mot att regeringens utvärdering inte analyserade alternativa finansieringsmodeller. NAO gör bedömningen att en modell där staten eller elkonsumenten bär en del av riskerna under konstruktionsfasen hade kunnat ge en lägre total kostnad för elkonsumenten. En annan allokering av riskerna hade kunnat reducera investerarnas avkastningskrav, som för HPC uppskattades till nio procent (nominellt), och resultera i ett lägre lösenpris i differenskontraktet.

Sedan dess har HPC-projektet präglats av återkommande förseningar och kostnadsöverskridanden. EDF senaste estimat uppskattar att HPC ska tas i drift 2029–2031 till en konstruktionskostnad om 31–34 miljarder pund (motsvarande cirka 10 miljoner

<sup>194</sup> HM Government (2010). *The Coalition: Our Programme for Government*. London: Cabinet Office

<sup>195</sup> Department for Business, Energy, and Industrial Strategy (2016). *Hinkley Point C: Value for money assessment*.

pund per MW installerad effekt) i 2015 års priser.<sup>196</sup> Jämfört med de estimat som publicerades kring tidpunkten för de slutliga investeringsbesluten motsvarar det en försening om 4–6 år och en real ökning av konstruktionskostnaderna om 73–90 procent.<sup>197</sup> Det uppges att över 7 000 substantiella förändringar i ritningarna har gjorts under projektet.<sup>198</sup>

I december 2023 kom rapporter om att delägaren CGN stoppat ytterligare finansiering av HPC efter att den brittiska regeringen av säkerhetspolitiska skäl uteslutit det kinesiska bolaget från att delta i det nästkommande kärnkraftsprojektet Sizewell C.<sup>199</sup> EDF och representanter för den franska regeringen har därefter satt press på regeringen i Storbritannien att bära en del av kostnadsöverskridandena i projektet. Hittills har beskedet från företrädare för den brittiska regeringen varit att skattebetalaren inte kommer att bära några kostnader utöver vad som avtalats.<sup>200</sup>

### 8.3 Storbritannien – Regulated Asset Base (RAB)

Regulated asset base (RAB) är ursprungligen en modell för att reglera naturliga monopol med privata utförare. Den är sprungen ur 80-talets brittiska privatiseringsvåg av vatten- och avloppssystem samt el- och gasnäten. RAB-modellen används än idag för att reglera priset (eller avgiften) på dessa marknader i Storbritannien.

Ersättningen till infrastrukturägarna (tillika priset eller avgiften som tas ut på brukarna) ska spegla driftskostnaderna plus en viss avkastning på tillgångarnas värde och samtidigt ge ett rimligt pris för brukarna. Offentliga tillsynsmyndigheter (i Storbritannien till exempel Ofwat och Ofgem) genomför regelbundet granskningar av kostnaderna, avkastningen och priset.

Utöver Storbritannien nyttjas RAB-modeller även i flera europeiska länder för el- och gasnät samt i Australien, Nya Zeeland, Chile och Brasilien. De exakta utformningarna av prisregleringen skiljer sig mellan länder och tillgångstyper, utifrån de institutionella

---

<sup>196</sup> EDF (2024). *Hinkley Point C Update*.

<sup>197</sup> National Audit Office (2017). *Hinkley Point C*, s. 18.

<sup>198</sup> BBC (2024). *Hinkley C: UK nuclear plant price tag could rocket by a third*.

<sup>199</sup> The Guardian (2024). *Hinkley Point C could be delayed to 2031 and cost up to £35bn*.

<sup>200</sup> The Telegraph (2024). *Britain must pay more for Hinkley, says France*.

förutsättningarna. Den svenska nätavgiften för el har många likheter med upplägget för RAB.

RAB-modellen är tilltänkt för att nyttjas för det planerande kärnkraftverket Sizewell C i Storbritannien. Det är en ny applikation av modellen med skilda förutsättningar. RAB har enligt ovan nyttjats för att värdesätta, förvalta och avgiftssätta existerande infrastruktur-tillgångar som bolagiserats eller privatiserats. Beträffande Sizewell C handlar det om att skapa förutsättningar för att bygga en ny infrastruktur-tillgång. Därutöver är elproduktion inte ett naturligt monopol, utan en marknad med konkurrens och ett pris.

### 8.3.1 RAB-modellen för Sizewell C

RAB-modellen nyttjades för första gången gällande nyinvesteringar på The Thames Tideway Tunnel (TTT). Det är en 25 km avloppsledning under London. Byggnationen påbörjades 2016 och ska stå klar 2025.

Den andra planerade nyinvesteringen som ska nyttja RAB-modellen är kärnkraftverket Sizewell C. Planen är att uppföra två EPR reaktorer à 1 630 MW som ska stå klara 2035. Franska Electricité de France (EDF), som för närvarande bygger Hinkley Point C, har även tillståndet att planera Sizewell C. Reaktorerna som ska uppföras är av samma tekniska lösning som Hinkley Point C.

Lagstiftning för att kunna nyttja RAB-modellen gällande finansiering av ny kärnkraft antogs i maj 2022.<sup>201</sup> Ambitionen är att regeringen ska ta ett slutligt investeringsbeslut om att påbörja byggandet under 2024. Beslutet föregås dock av att elproducenten får en licens att upprätta kärnkraftverket och producera el. Licensen är att betrakta som kontraktet mellan elproducenten och staten, som reglerar alla mellanhavanden gällande upprättandet av kärnkraftverket. EDF lämnade in en licensansökan i juni 2020. Den har granskats av Office for Nuclear Regulation (ONR) och arbetas fortfarande på av båda parter.

Övergången från CfD-modellen i HPC till en RAB-modell för Sizewell C, motiveras med att finansieringskostnaderna minskar och därmed skapar mervärde för pengarna. En så kallad Value for Money-analys ska redovisas av Department of Energy Security and

---

<sup>201</sup> Nuclear Energy (Financing) Act 2022. Government Bill, House of Commons.

Net Zero (DESNZ) innan slutgiltigt investeringsbeslut och godkännande av licensen.

Parallellt med framtagandet av licensen utformas även ersättningsmodellen för Sizewell C. I juli 2019 skickades en första konsultation ut till intressenter om ett generellt upplägg för finansieringen. Därefter har ett flertal konsultationer och svar tillkommit för att utveckla licensavtalet inför slutgiltigt undertecknade.<sup>202</sup>

### 8.3.2 Elproducentens tillåtna intäkt för Sizewell C

Grunden i RAB-modellen är den så kallade tillåtna intäkten (eng. *Allowed Revenue*) som utgör elproducentens intäkt under byggnationen men även när kärnkraftverket är i bruk.

Intäktens storlek beslutas av den offentliga tillsynsmyndigheten Ofgem och tas ut på elleverantörerna<sup>203</sup>. Elleverantörerna överför i sin tur kostnaden på konsumenterna genom ett tillägg på elräkningen, RAB-avgiften. Det statligt ägda Low Carbon Contracts Company (LCCC) hanterar överföringen från konsumenter via elleverantörerna till elproducenten.

Storleken på den tillåtna intäkten, ska täcka alla effektiva kostnader och ge en avkastning på investerat kapital. Effektiva kostnader utgörs av sådant som är relevant för att planera, bygga och driva ett kärnkraftverk. Exakt vad som ryms i den tillåtna intäkten är komplext och beslutas av Ofgem. En utgångspunkt för vilka kostnadskomponenterna som ingår beskrivs i figur 8.2.

---

<sup>202</sup> Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2023). *Electricity generation licence special conditions for nuclear generator*. Consultation Draft.

<sup>203</sup> Svenska Kraftnät definierar elleverantörer enligt följande: Företag som säljer el till elandvändarna. Elen kan antingen komma från egen produktion eller handlats på elbörserna. Elleverantör är en av rollerna som Elhandelsföretag kan ha.



**Figur 8.2** Komponenter i den tillåtna intäkten för RAB



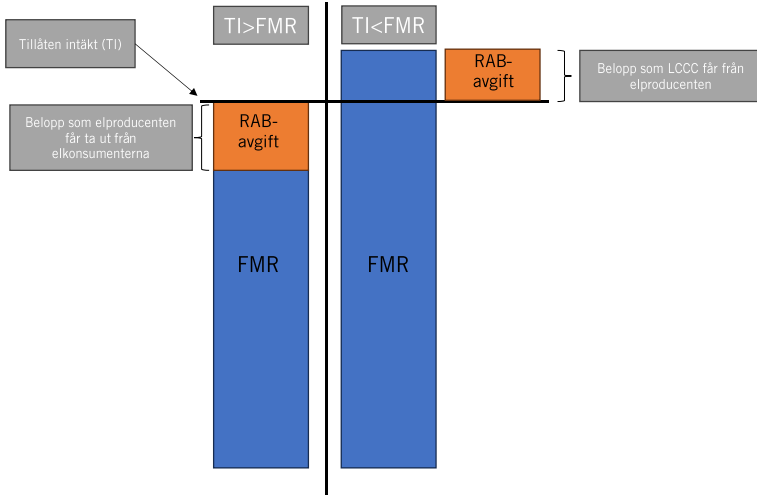
*Källa:* Bearbetning av Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2019).

Den första komponenten i den tillåtna intäkten är en på förhand bestämd avkastning (WACC) på RAB-värdet, det vill säga kostnaden för att bygga och planera kärnkraftverket. Elproducenten garanteras således täckning för byggets kapitalkostnad och en viss avkastning. Under byggnationen ersätts elproducenten enbart för kapitalkostnaden.

Efter färdigställande täcker även den tillåtna intäkten avskrivningar för att betala tillbaka värdeminskningen på tillgången. Elproducenten får också ersättning för driftskostnader, såsom uranbränsle, utbyte av delar samt större reinvesteringar. Det är Ofgem som avgör vilka driftskostnader som inkluderas i den tillåtna intäkten. Endogena kostnader som uppstår av försumlighet eller dålig planering ska inte inkluderas i den tillåtna intäkten. Kostnader som Ofgem inte godkänner, sänker således avkastningen. Syftet med Ofgems granskning är att skydda elkonsumenterna mot för höga kostnader. Därutöver tillkommer kostnadsposter som skatt, nätavgifter och kärnavfallshantering.

När kärnkraftverket väl står på plats och producerar el, förändras sammansättningen och ursprunget av den tillåtna intäkten. Tillägget på elkonsumenternas räkning, RAB-avgiften, kombineras av intäkter från elförsäljningen. Är elpriset lågt och det saknas medel från elförsäljningen för att täcka alla kostnader i den tillåtna intäkten, fortsätter elkonsumenterna att skjuta till medel, se den vänstra stapeln i figur 8.3.

**Figur 8.3** Den tillåtna intäkten när kärnkraftverket säljer el



Källa: Bearbetning av Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2019).

Om elpriset är högt, kommer RAB-avgiften för konsumenterna att utgå och elproducenten får betala tillbaka den överskjutande delen. Det är LCCC som ansvarar för att hantera dessa betalningsflöden.

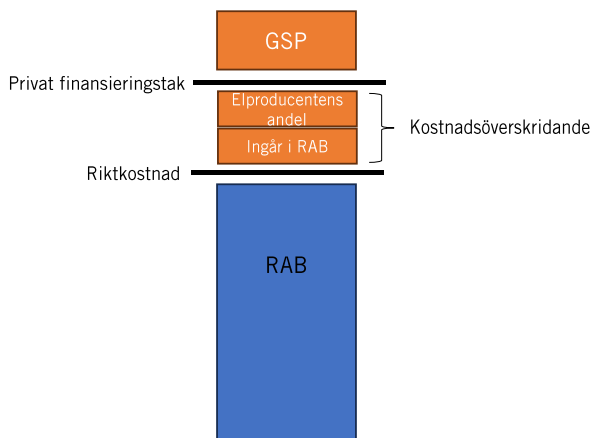
Då den tillåtna intäkten beräknas av Ofgem i förväg, nyttjas en förväntad marknadsintäkt (eng. *Future Market Revenue – FMR*) som proxy för elpriset. I slutet av varje period, vars längd inte är definierad ännu, regleras differensen mellan den förväntade marknadsintäkten och det faktiska priset.

### 8.3.3 Riskdelning vid kostnadsöverskridanden

Riskdelningen mellan konsumenterna och elproducenten i RAB-modellen för Sizewell C utgörs av en kostnadsdelning vid eventuella kostnadsöverskridanden. Innan projektet startar stipulerar licensavtalet en riktkostnad (eng. *baseline construction cost*) för byggnationen. Riktkostnaden tas fram av elproducenten men med omfattande granskning av både staten samt Ofgem. Överskrider riktkostnaden med godkända kostnader kommer avvikelsen att delas mellan elproducenten och konsumenterna, givet en förutbestämd

fördelning.<sup>204</sup> Konkret löses det genom att konsumenternas del inkluderas i RAB:en och den tillåtna intäkten. Resterande del får elproducenten stå för, vilket innebär att deras avkastning på projektet minskar. Kostnadsdelningen är symmetriskt utformad, där kostnadsbesparingar mot riktkostnaden också delas, se figur 8.4.

**Figur 8.4 Riskdelning i RAB-modellen under konstruktionsfasen**



Källa: Bearbetning av Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2019).

Riskdelningen av detta slag avser kostnadsöverskridanden upp till en viss nivå eller till det så kallade privata finansieringstaket (eng. *funding cap*) i figur 8.4. Därutöver tillkommer risker med liten sannolikhet men stora konsekvenser, som privata elproducenten har svårt att finansiera. För dessa risker tar staten ett ansvar genom en separat finansiering (eng. *Government Support Package – GSP*), vilket avlastar elproducenten. Situationen avser större förändringar som leder till kostnadsökningar över det privata finansieringstaket, vilket är det som aktiverar GSP. Exempel på risker som avses är stora kostnadsöverskridanden i byggfasen, förändringar av finansieringsläget såsom exempelvis mycket högre räntor, om det inte finns försäkringar att tillgå för vissa risker eller politiska förändringar. Utrymmet mellan riktkostnaden och det privata finansieringstaket är inte satt, men uppges vara väsentligt högre än 30 procent.<sup>205</sup> Om

<sup>204</sup> Fördelningen ännu inte är offentliggjord.

<sup>205</sup> Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2019). *Government Response to the consultation on a RAB model for new nuclear projects.*

GSP aktiveras finns det flera alternativ för staten: ta in mer avgifter från konsumenterna, överta ägandet i kärnkraftverket motsvarande storleken på GSP eller lägga ned projektet mot en kompensation till elproducenten.

Sammanfattningsvis kan konstateras att konsumenterna tar huvudparten av de tre riskkategorierna gällande Sizewell C. Den tillåtna intäkten, som betalas av konsumenterna, inkluderar hela marknadsrisken och en del av konstruktionsrisken. Staten bär risker gällande eventualiteter med låg sannolikhet men stora kostnader och konsekvenser. Den enda risken elproducenten bär i RAB-modellen är en del av konstruktionsrisken.

#### **8.3.4 Övervakningskostnader i RAB-modellen**

RAB-modellen är ursprungligen utformad för att reglera priset på befintlig infrastruktur, såsom vatten- och avloppssystem samt el- och gasnäten. Den kommer också med en omfattande övervakningskostnad för Ofgem och Ofwats verksamhet. Tillsynsmyndigheterna ska kontinuerligt kontrollera och godkänna uppkomna kostnader för den tillåtna intäkten. En förmildrande omständighet gällande regleringen av de befintliga tillgångarna är att de, i kontrast till Sizewell C, är fler till antalet. Möjligheten till jämförelser underlättar tillsynsmyndigheternas arbete med att godkänna eller avslå bolagens kostnadsunderlag för ersättning. Vid större nyinvesteringar som kärnkraftverk finns inte lika många jämförelseobjekt att tillgå, vilket försvårar granskningen av kostnader.

### **8.4 Tjeckien – statliga lån och prissäkringsavtal**

Tjeckiens energimix domineras för närvarande av kolkraft och kärnkraft, där sex befintliga reaktorer i Dukovany och Temelin står för ungefär en tredjedel av landets totala elproduktion. Tjeckiens nuvarande energipolicy, ursprungligen formulerad 2011 och därefter förtydligad 2015, innebär en bred satsning på kärnkraft i form av livstidsförläggningar av befintliga reaktorer och nybyggnation. Tjeckien har ett mål om 2 500 MW ny installerad effekt till 2035 i syfte att uppnå ett mer leveranssäkert elsystem med ett minskat beroende av fossil energi.

Det till 70 procent statligt ägda elbolaget CEZ<sup>206</sup> äger samtliga befintliga reaktorer i Tjeckien och har under en längre tid fört en dialog med potentiella leverantörer av både storskaliga och små modulära reaktorer. Under 2020 utarbetades preliminära lagförslag för en tänkt finansierings- och riskdelningsmodell bestående av statliga lån och prissäkringsavtal. Utifrån dessa förutsättningar bildade CEZ 2022 dotterbolaget Elekrarna Dukovany II (EDU II) och påbörjade upphandlingen av en storskalig reaktor i Dukovany. Leverantörerna Westinghouse, EDF och Korea Hydro and Nuclear Power (KHNP) inkom med indikativa bud.<sup>207</sup> Sedan dess har upphandlingen utvidgats för att omfatta en serie om upp till fyra storskaliga reaktorer, där EDF och KHNP i januari 2024 bjöds in att lämna bindande bud senast i april.<sup>208</sup>

### 8.4.1 Tjeckiens anmälan om statsstöd

I mars 2022 anmälde den tjeckiska regeringen formellt till kommissionen om sin avsikt att ge statliga stöd för konstruktionen och driften av en storskalig reaktor med en effekt upp till 1200 MW (Dukovany-projektet). Stödpaketet omfattar tre komponenter som redovisas i tabell 8.2.

---

<sup>206</sup> CEZ är ett publikt bolag noterat på börserna i Prag och Warszawa, Warszawa, men tjeckiska staten äger 70 procent av aktierna.

<sup>207</sup> World Nuclear Association (2024). *Nuclear Power in Czech Republic*.

<sup>208</sup> Westinghouse uteslöts eftersom de inte bedömdes uppfylla upphandlingsvillkoren.

**Tabell 8.2 Statligt stödpaket för Dukovany-projektet**

<b>Komponent</b>	<b>Beskrivning</b>
Prissäkringsavtal (PPA)	<p>Prissäkringsavtalet sluts mellan EDU II (helägt dotterbolag till CEZ) och staten (via en statlig legal entitet, special purpose vehicle, SPV<sup>209</sup>). SPV köper all el som EDU II producerar under hela drifttiden som uppskattas till 60 år och säljer i sin tur el till marknaden via ett eget elhandelsbolag.</p> <p>Lösenpriset i prissäkringsavtalet fastställs inte i ansökan men ska beräknas för att ge EDU II täckning för budgeterade kostnader och en marknadsmässig avkastning på eget kapital. Baserat på preliminära uppskattningar i ansökan bedöms att avkastningen på eget kapital, med beaktan av övriga stödmekanismer, bör ligga i ett intervall om 9–11 procent (nominellt).</p> <p>Lösenpriset ska ses över under löptiden och kan potentiellt komma att justeras baserat på en proportionalitetsbedömning. Om kassaflödena för projektet visar sig ge en högre avkastning på eget kapital än vad som specificeras i kontraktet (preliminärt 9–11 procent nominellt) träder en vinstdelningsmekanism in som fördelar överavkastningen i lika delar mellan EDU II och staten.</p> <p>Det är inte fastställt hur kostnaden (eller överskottet) från prissäkringsavtalet ska fördelas mellan skattebetalaren och elkonsumenten.</p>
Statligt lån	<p>Tjeckiska staten ger lån till EDU II för att finansiera hela konstruktionskostnaden, som vid ansökningstillfället uppskattades till 7,56 miljarder euro. Lånet är räntefritt under konstruktionstiden, vartefter räntan sätts till statslåneräntan med påslag om 1 procentenhet (dock med ett golv på 2 procent nominellt). Om inte lånet refinansieras tidigare bedömer den tjeckiska regeringen att lånet ska återbetalas med en rak amorteringsprofil under 30 år från driftstart).</p> <p>CEZ går in med 180 miljoner euro i eget kapital i EDU II. I tillägg till detta åtar sig CEZ att gå in med ytterligare eget kapital (preliminärt 1,77 miljarder euro) för att finansiera eventuella kostnadsöverskridanden som inte täcks av skyddsmekanismen (se nedan).</p>

<sup>209</sup> Ett separat projektbolag.

Komponent	Beskrivning
Skyddsmekanism vid ändrad lagstiftning eller energipolicy	Ett kontrakt mellan den tjeckiska staten och CEZ för att kompensera CEZ för förluster i de fall Tjeckien ändrar energipolicy, inte beviljar de två ovannämnda stöden eller avvisar anbuden från leverantörer i upphandlingen. Ersättningen är begränsad till en summa motsvarande cirka 2,5 miljarder kronor i första fasen (fram till val av leverantör). Därefter ska ett nytt avtal, som ersätter det första, tecknas för resterande tid av projektet. Enligt information i ansökan kan staten då bli ersättningsskyldig för investeringskostnader, driftskostnader och utebliven avkastning på investeringen.

*Källa:* Europeiska kommissionen (2022).

Stödpaketet innebär att staten ger projektet räntefri finansiering under konstruktionstiden och förmånliga lånevillkor även under driftsfasen. Kombinationen av en låg kostnad för lånat kapital och en (särskilt inledningsvis) hög andel lånat kapital innebär att den viktade kapitalkostnaden blir låg.

Kostnadsöverskridanden bärs av elproducenten genom ytterligare tillskott av eget kapital i den mån de inte orsakats av politiska beslut i enlighet med villkoren i skyddsmekanismen. I ett alternativ till basscenariot där konstruktionskostnaden blir tio procent högre än förväntat uppskattas att den nominella avkastningen på eget kapital sjunker från cirka tio procent till drygt sju procent.

Elproducenten avlastas marknadsrisk genom ett prissäkringsavtal som föreslås löpa under hela den förväntade drifttiden om 60 år. Lösenpriset är ännu inte fastställt, men föreslås beräknas så att det ger EDU II kostnadstäckning och en marknadsmässig avkastning. Genom en vinstdelningsmekanism har staten en uppsida i scenarier där projektet levererar högre lönsamhet än vad som förväntades när avtalet slöts.

En skillnad från differenskontrakt, som exempelvis använts för Hinkley Point C, är att den tjeckiska staten kommer att ta fysiskt ägande över all producerad el som den sedan säljer på marknaden genom en elleverantör. Elproducenten EDU II deltar alltså inte på elmarknaden i det föreslagna upplägget.

Enligt ansökan bedöms stödpaketet som helhet kunna leda till en LCOE i intervallet 50–60 EUR/MWh (i 2020 års priser) vilket är väsentligt lägre än långsiktiga scenarier för elpriset på de marknader

där EDU II kommer sälja el, vilka prognostiseras till 70–90 EUR/MWh.

#### **8.4.2 Kommissionens preliminära bedömning av Tjeckiens anmälan**

Kommissionen meddelade den 30 juni 2022 att de inlett ett granskningsförfarande enligt artikel 108.2 i fördraget om Europeiska unionens funktionssätt (EUF-fördraget). Detta innebär i korthet att berörda parter får tillfälle att yttra sig över stödet och kommissionens preliminära bedömning (se kapitel 7).

Kommissionen bedömer att de åtgärder som Tjeckien föreslår utgör statsstöd enligt artikel 107.1 i EUF-fördraget, att statsstöd är nödvändigt för att genomföra Dukovany-projektet och att användandet av statsstöd inte i sig strider mot relevanta unionsbestämmelser. Samtidigt anser kommissionen att ansökan inte ger tillräcklig information för att kommissionen ska kunna ta ställning till om det föreslagna stödet till projektet är förenligt med artikel 107.3 (c) i EUF-fördraget. Särskilt har kommissionen inte kunnat fastslå att stödet är lämpligt, proportionerligt och att det inte påverkar konkurrensen på ett sätt som skadar det gemensamma intresset.

Kommissionen betvivlar att en löptid om 60 år för prissäkringskontraktet är nödvändigt beaktat de övriga stödåtgärderna i form av förmånliga lånevillkor och det avtal som skyddar investeraren. Det konstateras att liknande stöd, exempelvis differenskontraktet för Hinkley Point C, haft en betydligt kortare löptid. Vidare menar kommissionen att lösenpriset i prissäkringsavtalet baseras på långsiktiga prognoser som är förknippade med stor osäkerhet. Förvisso finns en tilltänkt vinstdelningsmekanism för scenarier där projektets kassaflöden blir högre än prognostiserat, men kommissionen uttrycker skepticism om huruvida den säkerställer att EDU II inte överkompenseras.

Kommissionen har även frågor kring den finansiella modell som Tjeckien använt för att beräkna en marknadsmässig avkastning om nio till elva procent på eget kapital. Dels bedöms beräkningen vara mycket känslig för antaganden om framtida kostnader, dels har kommissionen tvivel kring rimligheten i avkastningsnivån givet att tjeckiska staten tar över pris- och marknadsrisk under hela drifttiden.



Slutligen noterar kommissionen att det av tjeckiska staten majoritetsägda bolaget CEZ valdes utan auktion eller urvalsprocess som hade kunnat identifierat andra potentiella intressenter. Även om åtgärder vidtagits för att CEZ och EDU II ska verka på armlängds avstånd kan det inte uteslutas att upplägget ger incitament och förmåga till marknadspåverkan.

### 8.4.3 Kommissionens godkännande av Tjeckiens modell

Den 30 april 2024 meddelade kommissionen att de godkänt Tjeckiens stödpaket för uppförandet av en reaktor i Dukovany. Beslutet har ännu inte publicerats i sin helhet men de huvudsakliga dragen beskrivs i ett pressmeddelande från kommissionen.<sup>210</sup> Samtliga tre ovan beskrivna komponenter – statliga lån, prissäkringsavtal och ett investerarskyddsavtal – godkändes med vissa förändringar.

Prissäkringsavtalet modifierades för att efterlikna ett dubbelriktat differenskontrakt som bättre bevarar incitamenten att svara mot marknadens prissignaler. Ersättningen från differenskontraktet ges av skillnaden mellan lösenpriset och det genomsnittliga marknadspriset för ett år, vilket beräknas på en förhandsbestämd referenskapacitet. Kontraktsgesignen ger kärnkraftsproducenten incitament att planera revisionsperioder och bränslebyte när marknadspriserna är låga och att öka produktionen när priserna är höga. Vidare reducerades löptiden i prissäkringsavtalet från 60 år till 40 år. Lösenpriset i prissäkringsavtalet ska bestämmas baserat på utfallet av en diskonterad kassaflödesanalys som ger en bedömt marknadsmässig avkastning till eget kapital<sup>211</sup> beaktat lånevillkoren för de statliga lånen.

För att minska risken för överkompensation kommer den tjeckiska modellen att innehålla en vinstdelningsmekanism (*claw-back*) som säkerställer att överavkastning som genereras i projektet delas med den tjeckiska staten. Vinstdelningsmekanismen gäller under hela kärnkraftverkets drifttid.

---

<sup>210</sup> Europeiska kommissionen (2024) *Commission approves State aid to support construction of nuclear power plant in Czechia.*

<sup>211</sup> Den fastställda nivån för avkastning till eget kapital har ännu ej offentliggjorts.

Slutligen åtar sig kärnkraftsproducenten att sälja minst 70 procent av producerad el på öppna marknader (dagen före-, intradags- och terminsmarknaderna) under hela drifttiden.

## 8.5 Finland – Mankalamodellen

Mankalamodellen är en kooperativ modell för investeringar i kapitalintensiv elproduktion som använts sedan mitten av 1900-talet i Finland. I dag står investeringar gjorda genom Mankalamodellen för runt 40 procent av den finska elproduktionen och två tredjedelar av den kärnkraftsproducerade.<sup>212</sup>

Mankalamodellen innebär att en grupp investerare, typiskt sett energiföretag och elintensiv industri, bildar ett aktiebolag som uppför ett kraftverk (mankalabolaget). Genom en särskilt reglerad bolagsordning åtar sig aktieägarna i mankalabolaget att betala alla investerings- och driftkostnader i proportion till sin ägandeandel. I gengäld får de rättigheten till motsvarande andel av den el som mankalabolaget producerar. Upplägget innebär att aktieägarna får köpa den producerade elen till självkostnadspris utan beskattning av mellanskillnaden mot rådande marknadspris.<sup>213</sup>

Riskdelning mellan delägarna i mankalabolaget gör det möjligt att finansiera investeringar i storskalig elproduktion som de ingående aktieägarna inte hade kunnat ta sig an på egen hand. Till skillnad från utlåning till ett traditionellt energibolag exponeras inte mankalabolagets långivare för marknadsrisk. I kombination med en diversifierad ägarbas gör detta Mankalamodellen attraktiv för banker och institutionellt kapital vilket möjliggör en hög andel lånat kapital och förmånliga lånevillkor.<sup>214</sup>

---

<sup>212</sup> Korteniemi (2018). *Mankala principle: A concept to finance large clean energy investments in Finland*.

<sup>213</sup> De skatterättsliga aspekterna av att elproducenten Oy Mankala Ab fick sälja el till sina ägare billigare än marknadspris prövades på 1960-talet av den högsta förvaltningsdomstolen i Finland, som fastställde legaliteten i upplägget och gav namn till modellen. Efter att Finland gick med i EU uppmärksammades modellen som ett eventuellt brott mot den gemensamma inre marknaden, men ärendet lades ned utan åtgärd.

<sup>214</sup> Baringa (2022) *Financing models for nuclear power plants*.

### 8.5.1 Mankalamodellen för kärnkraft – Olkiluoto 3

Finland har för närvarande fem reaktorer i drift, varav två i Loviisa som ägs av Fortum och tre i Olkiluoto som ägs av Teollisuuden Voima Oyj (TVO). TVO är ett mankalabolag som ägs av energiföretag och elintensiv industri.<sup>215</sup>

Kärnkraftsprojektet Olkiluoto 3 (OL3) omfattar en 1 600 MW EPR-reaktor som levererades av konsortiet Areva-Siemens. Projektplaneringen inleddes 2000 genom en ansökan om inriktningsbeslut till den finska regeringen och konstruktionen påbörjades under sommaren 2005. Vid det tillfället uppskattades konstruktionskostnaden till 3,2 miljarder euro och att reaktorn skulle stå klar 2010.

OL3 finansierades till 25 procent av eget kapital och till 75 procent av upplåning via TVO med stöd av kreditgarantier utställda av den franska staten.<sup>216</sup> Att inga andra riskdelningsmekanismer var nödvändiga för att hitta finansörer förklaras av att OL3 upphandlades som *turnkey*-kontrakt<sup>217</sup> som placerade merparten av konstruktionsrisken på Areva-Siemens.

Projektet kantades av en rad problem och reaktorn togs i kommersiell drift först 2023 till en bedömd totalkostnad om elva miljarder euro.<sup>218</sup> Efter en långdragen rättsprocess mellan Areva och TVO nådde parterna 2018 en överenskommelse där Areva kompenserade TVO för kostnadsöverskridande och förseningar. TVO:s totala investering i Olkiluoto 3 uppgick till 5,8 miljarder euro.<sup>219</sup>

Baringa (2022) konstaterar att Mankalamodellen historiskt fungerat väl för kärnkraftsinvesteringar men att erfarenheterna från OL3 reser tvivel kring om modellen framgent kommer att vara tillräcklig. Att TVO lyckades attrahera privat lånefinansiering med hög andel lånat kapital till en låg kostnad byggde på användandet av ett *turnkey*-kontrakt som begränsade bolagets projektrisk. Det bedöms som osannolikt att en leverantör skulle gå med på liknande kontraktsvillkor i dag utan en betydande riskpremie.

---

<sup>215</sup> Fortum äger även ca 25 procent av TVO och har således en minoritetsandel även i Olkiluoto.

<sup>216</sup> Användandet av kreditgarantier prövades av Europeiska kommissionen som 2007 fastslog att de inte utgjorde statsstöd.

<sup>217</sup> Ett *turnkey*-kontrakt innebär att en leverantör eller ett konsortium av leverantörer tar det övergripande ansvaret för att leverera kärnkraftverket, vanligen med prisgarantier.

<sup>218</sup> Inklusive kapitalkostnader från Baringa (2022) *Financing models for nuclear power plants*.

<sup>219</sup> TVO (2023). *Interim Report 1 January–30 September 2023*.

## 8.6 Polen – saminvestering mellan statligt och privat bolag

Polen, som idag inte har någon kärnkraft, började 2009 utveckla ett nationellt kärnkraftsprogram för att ersätta en åldrande flotta av kolkraftverk som idag står för cirka 70 procent av landets elförsörjning. Programmet konkretiserades 2020 till en ambition att uppföra sex storskaliga generation III(+) tryckvattenreaktorer med en total effekt om 6–9 GW under perioden 2033–2043. Utöver detta finns ett antal SMR-projekt som initierats av privata aktörer inom elintensiv industri. Dessa har dock inte kommit lika långt och omfattas heller inte i nuläget av den tilltänkta riskdelnings- och finansieringsmodellen.<sup>220</sup>

Den polska modellen bygger på att ett statligt bolag ingår i ett strategiskt partnerskap med en privat investerare med stark koppling till reaktorleverantören (eller reaktorleverantören själv). Inledningsvis äger staten 100 procent av bolaget men innan driftsättning av den första reaktorn säljs 49 procent till den privata investeraren. Tanken är att staten, genom att ta den huvudsakliga risken under konstruktionstiden, möjliggör att projektet erhåller en låg finansieringskostnad och har kontroll över projektet medan den privata investeraren bidrar med erfarenheter och expertis om den valda reaktordesignen. När den privata investeraren går in med eget kapital är reaktorn nära färdigställd och projektosäkerheten har minskat påtagligt. Förhoppningen är att detta ska göra investeringen mer attraktiv för privat kapital samtidigt som, om projektet fallit väl ut, en del av bolaget kan säljas med en vinst för staten. Den polska modellen innehåller ingen riskdelningsmekanism (såsom PPA eller CfD) för driftsfasen.<sup>221</sup>

I september 2023 annonserades att det statligt ägda bolaget Polskie Elektrownie Jądrowe ingått i ett avtal med Westinghouse och Bechtel att ta fram en sitespecifik design för tre storskaliga AP1000-reaktorer vid siten Lubiatowo-Kopalino.<sup>222</sup>

---

<sup>220</sup> World Nuclear Association (2024). *Nuclear Power in Poland*.

<sup>221</sup> Baringa (2022). *Financing models for nuclear power plants*.

<sup>222</sup> Westinghouse (2023). *Historic Contract Paves the Way for Site Work on Poland's First Nuclear Power Plant*.

## 8.7 Frankrike – helägt statligt bolag

Frankrike är det land i världen som har störst andel kärnkraft i sin energimix med 63 procent av elproduktionen. De har 56 reaktorer med en kapacitet på 61 370 MW. Upprättandet av all fransk kärnkraft har skett genom det statliga företaget Électricité de France (EDF).

Det första kärnkraftverket öppnades under senare delen av 1950-talet men det var inte förrän mitten av 70-talet som den franska kärnkraftsindustrin tog fart. Efter oljekrisen år 1974 sjuöskades Messnerplanen av premiärministern med samma namn. Den syftade till att göra Frankrike fri från sitt importberoende av olja för elförsörjningen. Målet var att färdigställa 50 reaktorer till 1985. Inom ett år efter lanseringen av planen, påbörjades byggnationerna av tre kärnkraftverk som stod klara år 1980. De kommande 15 åren levererade Messnerplanen 56 reaktorer. Fram till 1980 finansierade EDF investeringarna med eget kapital. Under 1980-talet tog EDF upp lån utan statliga garantier men med en hög kreditvärdighet, då elpriset anpassades efter kostnaden för att bygga kärnkraft.<sup>223</sup>

I dag äger och driver statliga EDF alla kärnkraftverk i Frankrike. Avregleringen av den franska elmarknaden medförde att 16 procent av EDF privatiserades år 2005. Bolaget är aktivt utanför Frankrike bland annat med byggnationen av Hinkley Point C och planeringen av Sizewell C i Storbritannien.

Flamanville 3 det senaste påbörjade kärnkraftverket som byggstartades år 2007. Reaktorn är av typen EPR med en kapacitet på 1 650 MW. Kostnadsestimeringen var 3,3 miljarder euro och den skulle stå klar år 2012. Finansieringen gjordes av EDF på egen balansräkning.<sup>224</sup>

Efter stora problem med främst undermåliga ritningar och byggfel, ska reaktorn kopplas på nätet 2024 till en estimerad kostnad på 13,5 miljarder euro. Under 2022 fick EDF ett tillskott av den franska staten på 2,1 miljarder euro.

I juli 2022, separat från tillskottet, köpte även den franska staten tillbaka hela EDF och nationaliserade bolaget.

Framtiden för den franska kärnkraften handlar om att renovera och livstidförlänga befintlig kärnkraft. Därutöver planeras för att

---

<sup>223</sup> Sfen (2022). *Designing a financing model that guarantees competitively priced electricity in France*.

<sup>224</sup> OECD (2009). *The Financing of Nuclear Power Plants*.

bygga sex nya reaktorer till en estimerad kostnad av 60 miljarder euro. Dessa ska sedan följas av ytterligare åtta reaktorer. Det är EDF som ska realisera planerna. Problemen i Flamanville och Hinkley Point C har dock medfört att EDF är skuldtyngt och det finns en diskussion om hur staten ska stödja företaget i finansieringen av de nya reaktorerna. Diskussionen om hur ett sådant stöd ska utformas är i sin linda.

## 8.8 Ungern – mellanstatliga lån

Ungern har för närvarande fyra reaktorer som står för hälften av landets elproduktion. Resterande delar av landets energimix utgörs i huvudsak av naturgas-, sol- och kolkraft. De befintliga reaktorerna har en effekt om sammanlagt drygt 1 900 MW och är av den sovjetiska designen VVER-V213. Reaktorerna ägs och driftas av MVM Paks Nuclear Power Plant Ltd som är ett dotterbolag till det statliga ägda energibolaget MVM Hungarian Electricity Ltd.

Landets rådande energipolicy innebär en planerad utfasning av elproduktion från naturgas och kolkraft samt en livstidsförlängning av de befintliga reaktorerna i Paks. För att säkerställa en långsiktigt stabil elförsörjning behövs ny kapacitet som ska tillgodoses genom ny kärnkraft. Inledningsvis övervägdes reaktordesigner från en rad olika tillverkare men valet landade slutligen på VVER-designen när Ungern 2014 skrev avtal med ryska Rosatom om att konstruera två storskaliga 1 200 MW-reaktorer. Uppförandet av de två nya reaktorerna finansieras helt av den ungerska staten till förmån för det statligt ägda (men fristående från MVM-koncernen) bolaget MVM Paks II Nuclear Power Plant Development Private Company (Paks II).<sup>225</sup>

Finansieringen av Paks II bygger på ett mellanstatligt avtal, där Ryssland tillhandahåller en stående lånekredit på 10 miljarder euro som ska användas till utformandet, uppförandet och idrifttagningen av de två reaktorerna. Lånets räntesats uppgår till 3,95 procent fram till idrifttagande vartefter den varierar mellan 4,50 procent och 4,95 procent under de efterföljande 21 åren då lånet ska återbetalas. I tillägg till det mellanstatliga lånet ska Ungern tillhandahålla ett belopp om upp till 2,5 miljarder euro från den egna budgeten för att

---

<sup>225</sup> World Nuclear Association (2024). *Nuclear Power in Hungary*.

täcka investeringskostnader. Utöver investeringsstödet har Ungern inte för avsikt att bevilja något annat stöd och de nya anläggningarna förväntas kunna drivas på marknadsmässiga utan garanterade intäkter under driftsfasen.<sup>226</sup> Senaste informationen är att Paks II-projektet kommer att påbörja konstruktion 2025 och förväntas driftsättas i början på 2030-talet.<sup>227</sup>

## 8.9 USA

USA har den största installerade kapaciteten kärnkraft i världen med på 96 952 MW fördelat på 94 reaktorer. Det utgör 30 procent av världens kärnkraft. Naturgas och kol är de vanligaste energikällorna för elproduktion i USA. Kärnkraften står för 18 procent av den nationella elproduktionen.

År 1958 kopplades det första amerikanska kommersiella kärnkraftverket, Shippingport i Pennsylvania, upp på nätet. Majoriteten av de amerikanska kärnkraftverken byggdes under 60- och 70-talet.

Under de senaste 30 åren har enbart två nya reaktorer, Vogtle 3 och 4 i Georgia, färdigställts. De togs i bruk år 2023 och 2024. Båda är PWR reaktorer, vardera med en kapacitet på 1 250 MW. Georgia Power är den största ägaren, Southern Nuclear sköter driften och Westinghouse Electric Company byggde reaktorn. Den initiala kostnadsestimeringen uppgick till 14,3 miljarder dollar totalt för båda reaktorerna och de skulle stå klara 2016 respektive 2017. Redan i planeringsskedet uppstod problem och byggnationerna påbörjades försenat. Efter sju års försening och byggtider på elva år, stod kärnkraftverken klara år 2023 och 2024. Slutkostnaden blev runt 35 miljarder dollar, vilket innebar en ett kostnadsöverskridande med 21 miljarder dollar i nominella termer.

Kärnkraftverket finansierades på Georgia Powers balansräkning uppbackade av offentliga lånegarantier från federala Department of Energy (DOE). Till sammanhanget hör att delstaten Georgia är en reglerad elmarknad, där elpriset sätts av en regleringsnämnd. Samma nämnd godkände Georgia Powers investering i Vogtle 3 och 4.<sup>228</sup>

---

<sup>226</sup> Europeiska kommissionens beslut (EU) 2017/2112 den 6 mars 2017.

<sup>227</sup> World Nuclear Association (2024). *Nuclear Power in Hungary*.

<sup>228</sup> IVA (2006). *Underlagsstudie: Elmarknader – en internationell utblick*.

Initialt gick DOE in med en lånegaranti på 8,33 miljarder dollar men efter problem i bygget utvidgades lånegarantin 2019 med ytterligare 3,7 miljarder dollar.

Problemen i projektet handlade primärt om att den helt nya typen av reaktor, AP1000, byggdes. De två reaktorerna i Vogtle uppfördes parallellt med två reaktorer av samma typ på kärnkraftverket Virgil C Summer i South Carolina. Undermåliga ritningar, byggfel, brister i dokumentation, förändringar i ritningar för att uppnå säkerhetsföreskrifterna, fel i installationen av reaktorn och försenade transporter av stora komponenter är exempel på problem under byggnationen. I förlängningen medförde problemen att Summer aldrig slutfördes samt att Westinghouse Electric Company ansökte om företagsrekonstruktion (eng. *chapter 11*). Southern Nuclear gick in som huvudentreprenör för Vogtle 3–4 och med hjälp av den sista lånegarantin kunde de slutföra projektet.

Under 2022 antogs Inflation Reduction Act (IRA) i USA. Lagstiftningspaketet syftar till att stärka det amerikanska näringslivet och underlätta omställningen till minskade utsläpp. En viktig del avser energiförsörjningen. Utöver förnybara energislag inkluderas även kärnkraft i den gröna energiförsörjningen.

IRA inkluderar en uppsjö av skattelättnader, lånegarantier och direkta lån till produktion av och investeringar i gröna energikällor. Omfattningen på stöden kan ofta öka om projektet genomförs med amerikansk arbetskraft och insatsvaror. Genom IRA har lönsamheten i både nya och befintliga kärnkraftsinvesteringar höjts. Många av stöden inom IRA har en tidsfrist, vilket kan skynda på arbetet med ny kärnkraft.

## 8.10 Kanada

Kanadensisk forskning för att ta fram en egen reaktor påbörjades 1942. År 1968 kopplades den första reaktorn av typen Canadian deuterium-uranium (CANDU) på nätet. Det är en tungvattenreaktor som nyttjar låganrikt bränsle, vilket medför lägre bränsle-kostnader. Den kanadiskt utvecklade reaktorn har även använts i Sydkorea, Kina, Indien, Argentina, Rumänien och Pakistan.

I dagsläget har Kanada 19 reaktorer på fyra kärnkraftverk med en kapacitet på 13 661 MW. Kärnkraften står för 13 procent av den



kanadensiska elförsörjningen. Alla reaktorer är av typen CANDU och 18 ägs av det offentliga företaget Ontario Power Generation (OPG). New Brunswick Electric Power Corporation (NB Power) äger kärnkraftverket Point Lepreau.

Framtiden gällande den kanadensiska kärnkraften handlar primärt om utveckling av små modulära reaktorer (SMR) samt livstidsförlängning av befintlig kärnkraft men även en diskussion om nya reaktorer.

Kanada ligger långt fram i utvecklingen av SMR:er. Många initiativ har tagits för att främja utvecklingen. Det finns en färdplan, en utarbetad tillståndsprocess, skattelättnader samt 22 miljoner CAD i federala pengar för utveckling av tekniken. Canadian Nuclear Laboratories (CNL) har tillstånd att ta fram SMR:er och 2018 fick de in över 20 förslag från företag som vill ta fram prototyper till 2026.

Därutöver arbetar OPG med anläggningsarbete för att upprätta den första av fyra 300 MW SMR:er till 2029 intill Darlington's befintliga kärnkraftverk. Finansiering på 970 miljoner CAD har beviljats av offentliga Canadian Infrastructure Bank för den första fasen av förberedelse. Nästa steg är att Canadian Nuclear Safety Commission ska tillstånd för ett påbörjande av bygget.

Tidigare fanns även en diskussion om att bygga nya storskaliga reaktorer, men den planen övergavs 2015 till förmån för att livstidsförlänga och kapacitetsförstärka de befintliga kärnkraftverken. Programmet som löper över 15 år har en statlig finansiering på 26 miljarder CAD. Renoveringarna byter ut större komponenter i reaktorn och tar tre till fyra år. Effekten av upprustningarna skiljer sig mellan de olika reaktorerna. Gällande den genomförda renoveringen av Bruce 6 ökas livslängden med 35 år och kapaciteten med tre procentenheter från den ursprungliga kapaciteten.

På senare tid har diskussionen om ny storskalig kärnkraft uppkommit igen. I början av 2024 beslutades på federal nivå att ge 50 miljoner CAD till att börja planera att bygga en ny reaktor på det befintliga kärnkraftverket Bruce.

## 8.11 Sammanfattning och slutsatser

Nybyggnation av kärnkraft kommer med betydande risker som leder till höga avkastningskrav och kapitalkostnader för elproducenter. Offentlig finansiering och riskdelning dämpar avkastningskraven. Tabell 8.3 sammanfattar de beskrivna europeiska projektens modeller och hur risker delats mellan elproducenter, elkonsumenter och staten.

**Tabell 8.3 Sammanställning av europeiska finansieringsmodeller**

Projekt	Benämning	Beskrivning	Riskdelning innan driftstart	Riskdelning under driftfas
Olkiluoto 3 (Finland) <i>I drift 2023</i>	Mankala	Privat finansiering med statliga kreditgarantier	Leverantören genom ett <i>turnkey</i> -kontrakt	Elproducent
Flamanville (Frankrike) <i>Planerad driftstart 2024</i>	Finansiering på egen balansräkning	Privat finansiering med tillskott från staten	Elproducenten	Elproducenten Staten
Hinkley Point C (Storbritannien) <i>Under konstruktion</i>	CfD	Privat finansiering. Garanterat pris genom CfD. Skyddsavtal för investerare	Elproducenten	Elkonsumenten Staten
Sizewell C (Storbritannien) <i>Planerat slutgiltigt investeringsbeslut 2024</i>	RAB	Privat finansiering	Elkonsumenten Staten Elproducenten	Elkonsumenten
Dukovany II (Tjeckien) <i>Planerad byggstart 2029</i>	Statliga lån och CfD	Offentlig finansiering. Garanterat pris genom CfD. Skyddsavtal för investerare.	Elproducent	Staten

Projekt	Benämning	Beskrivning	Riskdelning innan driftstart	Riskdelning under driftfas
Lubiatowo-Kopalino (Polen)	Saminvestering staten och privat investerare	Statligt ägt under konstruktion, privat investerare köper in sig till hälften vid driftstart.	Staten	Elproducenten
<i>Planerad byggstart 2026</i>				
Paks II (Ungern)	Mellanstatliga lån	Statligt helägd elproducent. Mellanstatliga lån från Ryssland.	Elproducenten Staten	Elproducenten
<i>Planerad byggstart 2025</i>				

Det finns för- och nackdelar med samtliga modeller. Modeller som allokerar större delen av finansieringen och riskerna till elproducenten medför starka incitament att bygga kostnadseffektivt men kommer också med en hög kapitalkostnad. Om merparten av riskerna allokeras till staten (eller elkonsumenterna via staten) sjunker kapitalkostnaden men ger inte elproducenten lika starka incitament att bli klar i tid till en låg kostnad.

Riskdelningsmodeller där elproducenterna tar majoriteten av risken, såsom Olkiluoto 3 och HPC, ger således starka incitament för att bli klar i tid till en låg kostnad. Utfallen från dessa projekt visar dock att riskexponeringen inte garanterar ett oproblematiskt byggande.

Både Olkiluoto 3 och HPC har haft betydande problem under byggandet, vilket lett förseningar och kostnadsöverskridande. Det samma gäller Flamanville i Frankrike och Vogtle i USA. Samtliga projekt är att betrakta som förstagångsbyggen i länder som inte upprättat nya reaktorer på många år.

En effekt av dessa negativa erfarenheter har lett till att den brittiska staten och elkonsumenterna tar på sig mer risk för Sizewell C, jämfört med HPC. RAB-modellen garanterar en avkastning för elproducenten över hela kärnkraftverkets livslängd. Det medför en hög offentlig övervakningskostnad, där tillsynsmyndigheten Ofgem beslutar vilka kostnader som ger rätt till avkastning. Gällande Tjockien och kärnkraftverket Dukovany åtar sig staten att lånefinansiera hela konstruktionskostnaden givet att inga kostnads-

överskridanden sker samt garantera ett fast pris för elproducenten under merparten av driftsfasen. Trenden pekar således på att det offentliga tar på sig mer risk i nybyggnation av kärnkraft.

Sammanfattningsvis kan konstateras att:

- De sentida byggnationer av ny kärnkraft i Europa och Nordamerika är de första som byggts på många år.
- Byggnationerna har uppvisat problem med kostnadsöverskridanden och förseningar.
- Trenden är att europeiska stater bär alltmer risk i kärnkraftverksinvesteringar. Från minimal inblandning gällande Olkiluoto 3, till att säkra intäkterna i HPC, diskuteras nu garanterad avkastning från byggstart i RAB-modellen för Sizewell C och statlig finansiering samt prissäkring i Tjeckien.
- Statlig involvering i kärnkraftsprojekt kommer med en kostnad för övervakning och kontroll. Modellerna som använts i Europa skiljer sig i hur mycket vikt som läggs vid övervakning och kontroll och vid ekonomiska incitament för att uppnå effektivitet i projekten.
- I valet av finansierings- och riskdelningsmodell kan det vara av intresse att nyttja modeller som redan har godkänts av kommissionen. Riskdelningsmodeller som innehåller komponenter som använts i andra projekt och kan dra lärdomar från kommissionens tidigare prövningar bör resultera i en snabbare statsstödsprövning.

## 9 Svensk modell för finansiering och riskdelning

### 9.1 Inledning

I detta kapitel presenteras utredningens förslag till modell för finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft. Kapitlet inleds i avsnitt 9.2 med en diskussion kring de kriterier som varit vägledande för modellvalet. I avsnitt 9.3 ges en övergripande beskrivning av modellen.

Det är cirka 40 år sedan det senaste kärnkraftverket byggdes i Sverige. Att återigen börja bygga nya reaktorer i Sverige kan förväntas bli förhållandevis dyrt eftersom aktuell erfarenhet saknas och nya logistikkedjor måste byggas upp. Modellen är därför avsedd för att finansiera ett program motsvarande 4 000–6 000 MW installerad effekt, motsvarande cirka fyra storskaliga reaktorer. Därefter kan det förväntas att såväl kostnader som risker för att bygga ny kärnkraft har minskat och därmed också behovet av statligt stöd.

I avsnitt 9.4 beskrivs programmets omfattning samt vilka förutsättningar som måste vara uppfylla för att en ansökan att delta i finansierings- och riskdelningsprogrammet ska kunna godkännas.

I avsnitt 9.5 ges en utförlig beskrivning av modellens olika delar: statliga lån, prissäkringsavtal och en mekanism för risk- och vinstdelning. Hur omfattande stöd ett kärnkraftsprojekt får beror på vilka värden som åsatts modellens parametrar.

I avsnitt 9.6 redovisar utredningen vilka parameterval som bedöms vara rimliga utifrån de yttre förutsättningar som råder. Förändras dessa förutsättningar kan det påverka vad som är ett lämpligt val av modellens parametrar. För att belysa detta innehåller avsnittet känslighetsanalyser.

## 9.2 Kriterier för modellval

Flera utgångspunkter har varit styrande för utredningens modellval. Ett viktigt kriterium är att produktionskostnaden för el ska vara låg. Detta uppnås i modellen bland annat genom statlig utlåning till låg ränta, där staten tar all kreditrisk för lånen. Kostnaden för att producera el beror också på investeringskostnaden för att bygga en ny reaktor. Det är ofrånkomligt att en högre investeringskostnad leder till högre produktionskostnad för el. Kriteriet ska därför tolkas som att modellen ska ge en låg kostnad att producera el i förhållande till investeringskostnaden.

För att få ner finansieringskostnaden är det också nödvändigt att staten är med och delar riskerna under konstruktionsfasen. Riskdelningsmodellen måste säkerställa att drivkrafterna att ett kärnkraftsprojekt genomförs på ett kostnadseffektivt sätt är starka. Incitamentsriktighet är därför ett viktigt modellkriterium. Ett annat kriterium är att de offentligfinansiella riskerna inte är alltför stora. Vad som är acceptabel risknivå är ytterst ett politiskt ställningstagande. En förhållandevis stor andel eget kapital och incitamentsriktighet i riskdelningen är faktorer som minskar risken för kreditförluster på de statliga lånen.

Som visades i kapitel 6 "Samhällsekonomisk analys" finns det marknadsmisslyckanden som kan motivera statligt stöd. Kopplingen mellan marknadsmisslyckanden och stödformer kan inte göras perfekt så att ett stöd kan identifieras per marknadsmisslyckande. I utredningens modell finns ändå en koppling mellan modellens olika delar och de marknadsmisslyckanden som har identifierats.

Regeringen har ett planeringsmål för elproduktionen på 300 TWh år 2045. Det är osäkert om ett sådant mål kan nås med enbart förnybar el och om ett sådant väderberoende elsystem kan balanseras till rimliga kostnader. Ett stöd till kärnkraft kan därför även motiveras med att det kan vara kostnadseffektivt i förhållande till planeringsmålet.

Ett kriterium är att finansiering- och riskdelningsmodellen ska bedömas kunna godkännas vid statsstödsprövning. Ett ytterligare kriterium av avgörande betydelse för modellens utformning och tillämpning är att projektets förväntade avkastning är tillräckligt hög för att privata aktörer ska vara villiga att finansiera ny kärnkraft. Om kostnaden för att bygga ny kärnkraft är mycket hög kan ägarnas

avkastningskrav vara oförenliga med en acceptabel risk för offentliga finanser och med en rimlig kostnad för att producera el. Utredningen bedömer dock att förutsättningarna är goda för att den föreslagna finansierings- och riskdelningsmodellen ska möjliggöra att nya kärnkraftsreaktorer byggs med acceptabla offentligfinansiella risker, en rimlig kostnad för elproduktion och där rimliga avkastningskrav tillgodoses.

## **9.3 Övergripande beskrivning av modellen**

### **9.3.1 Modellens tre komponenter**

Finansierings- och riskdelningsmodellen innehåller tre komponenter som verkar för att sänka kapitalkostnaden och få till stånd investeringar i kärnkraft till en låg kostnad.

#### **Statlig lånefinansiering (avsnitt 9.5.1)**

Statliga lån ställs ut av Riksgäldskontoret för att finansiera investeringar i ny kärnkraft vilket sänker kapitalkostnaden. Dels möjliggörs en kapitalstruktur med en högre andel lånat kapital än vad som kan erhållas på marknadsvillkor under konstruktionsfasen, dels kan staten erbjuda en lägre ränta än marknaden. När kärnkraftverket driftsätts har osäkerheten kring projektet minskat vilket möjliggör marknadsfinansiering till betydligt bättre villkor än under konstruktionsfasen. Räntan på de statliga lånen höjs successivt under driftsfasen för att ge incitament att ersätta de statliga lånen med marknadsfinansiering.

#### **Prissäkringsavtal (avsnitt 9.5.2)**

Ett prissäkringsavtal av typen dubbelriktat differenskontrakt upprättas mellan staten och kärnkraftsproducenten. Differenskontraktet utformas för att så långt som möjligt bevara marknadsincitament. För perioder då marknadspriset på el är lägre än det avtalade lösenpriset uppstår en kostnad för staten, som finansieras med en skatt proportionerlig mot elkonsument och omfattar hela elkundskollektivet. I de fall marknadspriset är högre än lösenpriset kommer

staten att erhålla intäkter från differenskontraktet som kan föras vidare till elkonsumenten.

### **Risk- och vinstdelning (avsnitt 9.5.3)**

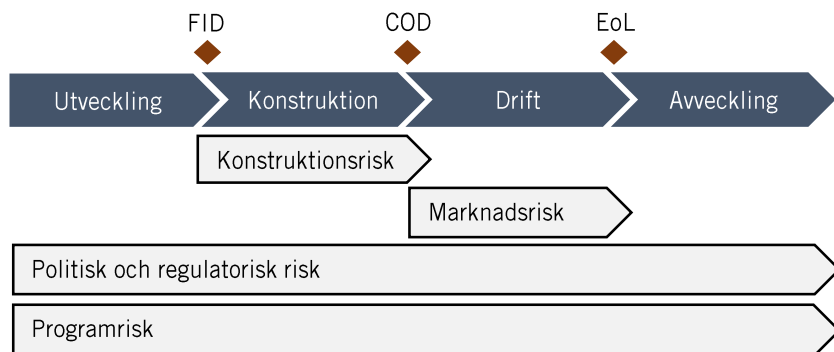
Den tredje komponenten är en risk- och vinstdelningsmekanism som ger projektägaren en lägsta avkastning på sin investering. Därutöver delas projektets vinster i de bästa utfallen med staten och elkonsumenterna. Mekanismen aktiveras baserat på resultatet av en marknadsvärdering av projektet efter att kärnkraftverket tagits i drift. Om det visar sig att avkastningen i projektet varit väsentligt bättre eller sämre än förväntat anpassas villkoren för de statliga lånen och differenskontraktet. Ett golv respektive tak för avkastning på eget kapital under konstruktionsfasen avgör om villkoren ska göras mer förmånliga eller stramas åt. Risk- och vinstdelningsmekanismen är aktiv till dess att värdet av eget kapital i projektet ligger mellan taket och golvet. Därefter står projektet på egna ben med förväntan om en marknadsmässig avkastning.

### **9.3.2 Hur risker hanteras av modellen**

Föregående kapitel har identifierat fyra huvudsakliga riskkategorier som bedöms ha stor påverkan på investerarens avkastningskrav och därför är av särskilt intresse att hantera i syfte att sänka den totala projektkostnaden (figur 9.1).



Figur 9.1 Viktiga risker i ett kärnkraftsprojekts fyra faser



Anm.: FID: Slutligt investeringsbeslut, COD: Kommersiell driftstart, EoL: Slut av kommersiell drift.

## Konstruktionsrisk

Mot bakgrund av kostnadsöverskridanden och förseningar som inträffat i sentida europeiska kärnkraftsprojekt är intresset från privata investerare begränsat innan driftstart. Det finns exempel på projekt som finansierats med privat kapital där investeraren bär konstruktionsrisken, men då till en betydande riskpremie som leder till en hög kostnad för att producera kärnkraftsel.<sup>229</sup> Den föreslagna modellen för finansiering och riskdelning hanterar konstruktionsrisk på två huvudsakliga sätt.

De statliga lånen möjliggör projektfinansiering till bättre villkor än vad marknaden kan erbjuda vid investeringstillfället. Det ger investerare försäkran om lånefinansiering till en låg kostnad under konstruktionsfasen, även i händelse av kostnadsöverskridanden och förseningar.

I tillägg till de statliga lånen finns risk- och vinstdelningsmekanismen som mer direkt tar sikte på ogynnsamma utfall under konstruktionstiden. Investeraren erhåller en låg men positiv avkastning i alla utom de mest extrema scenarierna för kostnadsöverskridanden. Samtidigt kvarstår incitamenten att bedriva projektet så effektivt som möjligt för att erhålla en bättre avkastning än den som ges av det nedre tröskelvärdet. Jämfört med andra länders riskdelningsmodeller, som ersätter kostnadsöverskridanden som upp-

<sup>229</sup> I det brittiska projektet Hinkley Point C bär projektägaren konstruktionsrisk men erhåller ett lösenpris som i dagens prisnivå överstiger 150 öre/kWh.

fyller på förhand definierade avtalsvillkor eller efter bedömningar av en tillsynsmyndighet, bedöms den föreslagna modellens ansats ge ett mer heltäckande stöd.

## **Marknadsrisk**

Begreppet marknadsrisk avser i föreliggande sammanhang osäkerheten kring den framtida efterfrågan på el och priset den kan säljas för. Enligt den samhällsekonomiska analysen (se kapitel 6) saknas en välfungerande marknad för prissäkringsavtal på de löptider som krävs för ett kärnkraftsprojekt.

Genom att staten ingår ett prissäkringsavtal med producenten ges investerare visshet om den framtida intäkten från kärnkraftsel. Den kontraktsdesign som utredningen föreslår innebär att ersättningen från differenskontraktet delvis är frikopplad från den faktiskt producerade mängden el. Det ger investerare en förutsägbar intäkt samtidigt som marknadsincitamenten bevaras. Sammantaget täcker differenskontraktet en betydande del av marknadsrisken under en lång period.

## **Politisk och regulatorisk risk**

Politiska och regulatoriska risker påverkar ett kärnkraftsprojekt under hela livscykeln. Under konstruktionsfasen finns en osäkerhet kring tolkningen av byggnormer och säkerhetskrav som dessutom riskerar att förändras under projektets gång. I driftsfasen finns en osäkerhet kring exempelvis framtida avgifter och skatter som kan påverka projektets lönsamhet. Vad gäller avveckling och slutförvaring kan nya krav och mer omfattande prövningar än förväntat innebära ökade kostnader och förseningar. Slutligen finns mer osannolika scenarier där energipolitiska beslut fattas som kraftigt begränsar eller helt förbjuder kärnteknisk verksamhet.

Ingen finansierings- och riskdelningsmodell kan hantera alla politiska och regulatoriska osäkerheter som uppstår i ett kärnkraftsprojekt som sträcker sig över 100 år. De tre komponenterna i den föreslagna modellen verkar dock tillsammans för att väsentligt minska sådana osäkerheter.

Genom att staten ingår i civilrättsliga kontrakt med projektägarna (låne- och prissäkringsavtal) ges tydliga förutsättningar för statens åtaganden och en grund för att kräva ekonomisk kompensation i de fall avtalsvillkoren bryts. Detta minskar sannolikheten för politiska beslut som har en negativ påverkan på kärnkraftens lönsamhet. Vidare minskar risk- och vinstdelningskomponenten konsekvenserna av regulatoriska förändringar. Riskdelningsmekanismens nedre tröskelvärde ger en lägsta avkastning på eget kapital fram till driftstart och innebär att investeraren exempelvis till viss del skyddas mot kostnadsfördyringar som följer av förändrade säkerhetskrav under konstruktionsfasen.

Den föreslagna modellen innehåller inte något investerarskyddsavtal, liknande det som använts i exempelvis Tjeckien och Storbritannien, för att fördela ansvaret för fördyringar som orsakats av politiska beslut och förändrade regelverk. Utredningen bedömer det som utmanande att identifiera, avtala om och att i praktiken avgöra vilka kostnadsöverskridanden som ska finansieras av projektägaren respektive staten eller elkonsumenterna. Det kan dock inte uteslutas att ytterligare åtgärder för att begränsa politiska och regulatoriska risker är nödvändiga.

## **Programrisk**

Med programrisk avses risken för att ett projekts lönsamhet försämras till följd av att det inte byggs tillräckligt många kärnkraftverk för att realisera viktiga skalfördelar. Programrisker finns i alla faser i ett kärnkraftsprojekt men i synnerhet i avvecklingsfasen. Där kan osäkerhet om möjligheterna att realisera skalfördelar kopplade till kostnader för avveckling och slutförvaring av kärntekniska restprodukter påverka investeringsviljan negativt. Omhändertagandet av kärnavfall innebär en omfattande tillståndsprovning samt uppförandet av anläggningar och system för transport, mellanlagring och slutförvar. Detta innebär stora investeringar i fasta anläggningstillgångar men en relativt låg marginalkostnad för tillkommande avfall när de väl finns på plats. Risken, sett ur den enskilda projektägarens perspektiv, är att inte tillräckligt många reaktorer byggs för att ge de skalfördelar som krävs för att få lönsamhet i projekt för slutförvar.

Sverige har idag ett välfungerande system för finansiering av kärntekniska restprodukter som bygger på principen om att förorenaren betalar. De nuvarande svenska kärnkraftsproducenterna är enskilt ansvariga för att finansiera hanteringen av sitt kärnavfall men samordnar i praktiken uppgiften genom det samägda företaget Svensk Kärnbränslehantering (SKB). De befintliga och planerade slutförvarsanläggningarna är dock fullt intecknade av avfall från befintliga reaktorer, som dessutom planeras livstidsförlängas med mer kärnbränsle som följd. Dessutom finns ingen garanti för att eventuella nya aktörer kan nyttja SKB:s befintliga slutförvars-koncept.

Frågor kring finansieringen av kärnavfall från nya reaktorer utreds dels inom ramen för Kärnkraftsprövningsutredningen (KN 2023:04), dels genom regeringsuppdrag till Riksgäldskontoret (KN 2024/01243). Utredningen bedömer det som olämpligt att förekomma resultaten av dessa uppdrag.

Det som utredningen kan bidra med för att begränsa programrisken är att föreslå en tillräcklig omfattning för finansierings- och riskdelningsmodellen för att ge nödvändiga skalfördelar givet att programmet utnyttjas fullt ut.<sup>230</sup>

## 9.4 Programmetts omfattning m.m.

### 9.4.1 Programmetts omfattning

**Förslag:** Finansierings- och riskdelningsmodellen ska omfatta investeringar i ny kärnkraft motsvarande en installerad elektrisk effekt på 4 000–6 000 MW. Liknande villkor bör gälla för alla projekt inom programmet.

#### Skälen för förslaget

Enligt utredningens direktiv ska finansierings- och riskdelningsmodellen utformas så att kärnkraft med total effekt om minst 2 500 MW ska finnas på plats senast 2035.

---

<sup>230</sup> Vattenfall (2024) bedömer att ett nytt kärnkraftsprogram behöver omfatta minst 3–4 GW för att få ekonomi i ett nytt slutförvar.

Som diskuterats i tidigare avsnitt bedöms dock inte 2 500 MW vara tillräckligt för att realisera nödvändiga skalfördelar för att investeringar i de enskilda projekten ska bli lönsamma. Särskilt investeringar i nya slutförvar för kärnavfall kräver en större volym producerad el som de fasta kostnaderna kan fördelas ut på. Utredningen bedömer därför att programmet bör omfatta 4 000–6 000 MW installerad effekt, motsvarande cirka fyra storskaliga reaktorer.

De första reaktorerna som byggs i Sverige kommer sannolikt att vara dyrare än sina efterföljare. Detta skulle kunna motivera en differentierad parametersättning av modellen där de första projekten får ett mer kraftfullt stöd, exempelvis ett mer förmånligt pris-säkringskontrakt. Utredningen bedömer emellertid att det i praktiken kommer att vara svårt att kvantifiera eventuella läro-effekter inom ramen för de första 4 000–6 000 MW kärnkraft som byggs i Sverige. Således ser utredningen på alla projekt inom programmet som ”first of a kind” som bör erhålla liknande villkor i modellen.

#### 9.4.2 Reglering av föreslaget program samt prövning av ansökan om stöd

**Förslag:** Det införs en ny lag som bland annat reglerar stöd-former samt förutsättningarna för att få ta del av stöd.

Enligt den föreslagna lagen får regeringen, om det finns skäl för det och efter ett ansökningsförfarande, besluta om att ge stöd till företag för investeringar i ny kärnkraft. Stöd får beviljas om investeringen

- omfattar uppförandet av en eller flera kärnkraftsreaktorer med en sammanlagd effekt på minst 300 MW,

- görs i verksamhet som vid tidpunkten för beslut om stöd omfattas av tillstånd enligt lagen (1984:3) om kärnteknisk verksamhet samt har tillåtits enligt 17 kap. miljöbalken, och

- görs i företag som inte bedriver annan verksamhet än den investeringen omfattar.

Stöd får därutöver enbart ges till företag om de som har ett kvalificerat innehav av andelar i företaget har förmåga att utöva ett ansvarsfullt ägarskap och de som ingår i företagets styrelse

eller ledning har förmåga att bedriva verksamheten på ett ansvarsfullt sätt.

Stöd får ges i form av lån och dubbelriktade differenskontrakt samt endast ges i enlighet med Europeiska kommissionens beslut om godkännande av stöd enligt artikel 107.3 i fördraget om Europeiska unionens funktionssätt.

En ansökan om stöd ska vara skriftlig och innehålla en affärsplan där förväntade intäkter och kostnader redovisas. Med förväntade värden avses det sannolikhetsvägda medelvärdet av den utfallsmängd som antagits för beräkningen. I affärsplanen ska även väsentliga risker, inklusive hur dessa uppstår, mäts och hanteras, redovisas. Regeringen eller den myndighet regeringen bestämmer får meddela ytterligare föreskrifter om vad en ansökan ska innehålla.

## Skälen för förslaget

### *En ny lag bör införas*

Finansmakten, det vill säga rätten att besluta om statens inkomster och utgifter, regleras i 9 kap. regeringsformen. Enligt 9 kap. 1 § beslutar riksdagen om statens budget men statens medel står enligt 9 kap. 8 § regeringsformen i princip till regeringens förfogande. De får enligt 9 kap. 7 § dock inte användas på annat sätt än vad riksdagen har beslutat. Det ankommer därför på regeringen att verkställa riksdagens beslut. Vidare gäller att regeringen inte utan riksdagens medgivande får ta upp lån eller göra andra ekonomiska åtaganden för staten (9 kap. 8–9 §§ regeringsformen). Ytterligare bestämmelser om riksdagens och regeringens befogenheter och skyldigheter i fråga om budgeten meddelas i riksdagsordningen eller i särskild lag (9 kap. 11 § regeringsformen).

I budgetlagen finns allmänna bestämmelser om regeringens befogenheter och skyldigheter i fråga om statens budget. Med speciallagstiftning kan riksdagen för vissa frågor besluta om föreskrifter som avviker från bestämmelserna i budgetlagen. Enligt gängse rättsprinciper har en sådan speciallag företräde. Regeringen kan med stöd av bestämmelsen om den så kallade restkompetensen i 8 kap. 7 § andra stycket regeringsformen meddela föreskrifter om

genomförandet av statens budget (11 kap. 2 § budgetlagen).<sup>231</sup> Regeringen får i sin tur med stöd av 8 kap. 11 § regeringsformen bemyndiga en myndighet under regeringen eller någon av riksdagens myndigheter att meddela sådana föreskrifter.

Till regeringens restkompetens kan hänföras sådana föreskrifter som visserligen angår förhållandet mellan enskilda och det allmänna, men som ur den enskildes synpunkt inte är betungande utan gynnande eller neutrala.<sup>232</sup> Att regeringen får meddela föreskrifter i ett visst ämne hindrar inte att riksdagen meddelar föreskrifter i samma ämne (8 kap. 8 § regeringsformen). Riksdagen kan således meddela lag inom området för regeringens restkompetens. Så har också skett i viss omfattning, särskilt i fråga om förvaltningsförfarandet och viktigare sociala förmåner.

Vad gäller frågan om statligt stöd kan dessa lämnas i form av individuellt stöd eller genom införande av en stödordning inom vilken stöd får beviljas av till exempel en myndighet (se kapitel 7). När en stödordning en gång har godkänts behöver kommissionen inte underrättas i förväg om enskilda stödåtgärder som vidtas inom ramen för stödordningen, såvida kommissionen inte har gjort förbehåll för detta i sitt beslut om godkännande.

Stödordningar regleras vanligtvis på förordningsnivå och meddelas med stöd av regeringens restkompetens. I förordningarna anges ofta även formerna för stöd, till exempel om det rör sig om bidrag eller garantier samt förutsättningarna att ta del av stödet i fråga. Eftersom regeringen enligt 9 kap. 8 § andra stycket regeringsformen inte får ta upp lån eller göra andra ekonomiska åtaganden för staten med mindre än att riksdagen medgett det, utformas stödordningarna med detta i beaktande. Vanligtvis genom att myndigheten i fråga får besluta om statligt stöd under förutsättning att medel finns avsatta för ändamålet i fråga.

För att regeringen eller en myndighet ska kunna göra ekonomiska åtaganden som binder upp framtida anslag, det vill säga utgifter under senare budgetår, krävs ett så kallat beställningsbemyndigande (6 kap. 1 § budgetlagen). Vidare får regeringen bara besluta om utlåning som finansieras med lån i Riksgäldskontoret om bemyndigande för detta inhämtas från riksdagen (6 kap. 3 § budgetlagen). Ordningen möjliggör att budgetens ettåriga perspektiv kan upprätt-

---

<sup>231</sup> Se även prop. 2010/11:40 s. 160.

<sup>232</sup> Se prop. 1973:90 s. 210.

hållas. Av bemyndigandena framgår vad medlen eller utlåningen får användas till. Direktiven riktar sig enbart till regeringen.

Som tidigare nämnts kan kommissionens godkännande av statligt stöd ges för antingen en stödordning eller ett individuellt stöd. När det gäller kärnkraft har de stöd som hittills godkänts av kommissionen rört sådana som getts direkt till enskilda företag på mer eller mindre skraddarsydda villkor (se kapitel 8). Stödet har då utformats i dialog med stödmottagaren för att därefter anmälas till kommissionen.

Även om det för ett statsstöds godkännande kan komma att krävas att ett specifikt projekt anmäls går det inte att utesluta att anmälan av en stödordning skulle kunna vara möjligt. Då en stödordning riktar sig till en bredare krets av potentiella stödmottagare bör den regleras i författningsform. Stödet föreslås därtill gälla över flertalet budgetår genom inrättandet av ett program, vilket innebär att eventuella förbehåll och villkor som riksdagen meddelat avseende stödets utformning måste upprepas i varje budgetproposition om de inte anges i särskild lag. Vidare innebär införandet av en lag att riksdagen förbinder sig till programmet över tid. En ny lag bör därför införas som bland annat reglerar formerna för stödet, det vill säga statliga lån och dubbelriktade differenskontrakt. Lagen bör även reglera förutsättningarna att ta del av stödet samt i viss utsträckning det närmare innehållet i en ansökan. Utredningen föreslår även att det införs en upplysningsbestämmelse om att regeringen eller den myndighet regeringen bestämmer med stöd av 8 kap. 7 § regeringsformen kan meddela ytterligare föreskrifter om vad en ansökan bör innehålla.

Förslaget innebär inte att regeringen ges utökade befogenheter jämfört med vad som gäller enligt budgetlagen eftersom de stödformer som föreslås, till skillnad från kapitaltillskott och förvärv av aktier, inte kräver riksdagens godkännande i varje enskilt fall. Riksdagens beslut om anslag och låneram för de föreslagna stödformerna sätter de beloppsmässiga gränserna för dessa.

### *Regeringen bör besluta om stöd*

Enligt 17 kap. 1 § miljöbalken ska regeringen pröva tillåtligheten av bland annat anläggningar för viss kärnteknisk verksamhet. Detta



inkluderar nya kärnkraftsreaktorer (se kapitel 7). Bestämmelser om denna prövningsordning förekom tidigare i lagar som upphävdes i samband med miljöbalkens införande. Ordningen överfördes dock oförändrad. Vid införandet av prövningsordningen motiverades den med att inget annat organ än regeringen kan åstadkomma en allsidig prövning med en sammanvägning av miljöskyddsmässiga, arbetsmarknadspolitiska och regionalpolitiska synpunkter. Framför allt ansågs det viktigt att avgörandet av de ifrågavarande slagen träffas av ett organ som det går att utkräva politiskt ansvar av.<sup>233</sup>

Frågan om uppförande och drift av nya reaktorer kan alltså konstateras rymma tydliga politiska avvägningar. Eftersom möjligheten att ta del av statligt stöd mer eller mindre är en förutsättning för uppförandet av nya kärnkraftsreaktorer, bedömer utredningen att prövningen av förutsättningarna för att erhålla stöd bör göras av regeringen.

Som tidigare nämnts (se kapitel 7) bereder mark- och miljödomstolen respektive Strålsäkerhetsmyndigheten ansökningar om tillstånd enligt miljöbalken och kärntekniklagen samt yttrar sig över ansökan i samband med att den överlämnas till regeringen för prövning. Utredningen har övervägt motsvarande ordning för prövningar av ansökningar om att erhålla stöd. Någon lämplig myndighet som har kompetens att göra en allsidig bedömning av inkomna ansökningar har dock inte kunnat identifieras.

Ett alternativ skulle kunna vara att inrätta en ny myndighet med nödvändig kompetens att överlämna ett heltäckande yttrande över inkomna ansökningar till regeringen. Givet att det råder osäkerheter kring hur många ansökningar som kan komma i fråga, bedömer dock utredningen att det åtminstone i ett inledande skede är lämpligare att ansökningar lämnas in till regeringen som i sin tur med stöd av relevanta myndigheter kan bereda inkomna ansökningar och därtill eventuellt bemyndiga dem att sluta nödvändiga avtal med de stödberättigade företagen. Regeringen har också större möjligheter att samordna ansökningsprocessen med budgetprocessen.

---

<sup>233</sup> Se prop. 1972:111, bilaga 2, s. 361 f, bet. 1972Cu:35, rskr. 1972:348 och prop. 1997/98:45 Del 1 s. 435–437.

### *Förutsättningar för att få ta del av stödet*

Utredningens förslag innebär att regeringen, om det finns skäl för det, får besluta om stöd till företag för investeringar i verksamhet som rör uppförande och drift av en eller flera nya kärnkraftsreaktorer med en sammanlagd installerad elektrisk effekt om minst 300 MW. Utredningen bedömer att regeringens hantering av ansökningar samt efterföljande statsstödsprövning kommer att vara resurskrävande, vilket motiverar en minsta projektstorlek. Detta utesluter inte att mindre SMR-reaktorer ingår i ett projekt så länge den totala installerade effekten uppgår till minst 300 MW.<sup>234</sup>

Vidare får stöd ges under förutsättning att verksamheten vid tidpunkten för beslut om stöd omfattas av tillstånd enligt kärntekniklagen samt har tillåtits enligt 17 kap. miljöbalken. Inom ramen för tillståndsprövningen enligt kärntekniklagen görs en omfattande prövning av sökandens förmåga att bedriva verksamheten (se kapitel 7). Att denna förutsättning ska vara uppfylld innebär därför att sökanden i viss uträkning redan genomgått en prövning hos regeringen och bedömts vara lämplig. Därtill har regeringen i sin tillåtighetsprövning enligt miljöbalken avgjort valet av plats och bedömt den som lämplig utifrån ett miljöperspektiv. Kravet innebär även att regeringen kan säkerställa att den verksamhet som stöttas i sig inte strider mot några unionsbestämmelser på miljö- och energiområdet, vilket ingår i bedömningen av om den föreslagna stödåtgärden är tillåten eller inte enligt EUF-fördraget (se kapitel 7).

Stöd får vidare inte ges till företag som bedriver annan verksamhet än den som investeringen avser. Detta kan företrädesvis uppnås genom att verksamheten bedrivs i ett separat bolag. Denna förutsättning är viktig av flera skäl. För det första för att staten lättare ska kunna följa de kostnader som uppstår och säkerställa att medel inte används för andra ändamål än de avsedda. För det andra underlättas tillämpningen av risk- och vinstdelningsmekanismen (se avsnitt 9.5.3) i den föreslagna stödmodellen avsevärt om verksamheten bedrivs i ett separat bolag. För det tredje möjliggörs att det stödberättigade företaget kan ha flera ägare som delar på risken. Ytterligare skäl är att kärnkraftsinvesteringen tydligt skiljs från ägarbolagets övriga verksamhet vilket ökar transparensen och under-

---

<sup>234</sup> 300 MW sammanfaller med Svenska kraftnäts gränsvärde för anslutning till 400 kV-transmissionsnätet.

lättar för ratinginstitut samt andra externa aktörer och finansiärer i deras bedömningar och analyser.

Eftersom stödet finansieras av allmänna medel är det viktigt att det enbart ges till företag vars ägare och företrädare är ansvarsfulla. Stöd bör därför kunna ges till ett företag först efter en lämplighetsprövning av vissa av företagens ägare och företrädare. En sådan prövning bör omfatta de ägare som har ett kvalificerat innehav av andelar i företaget samt personer som ingår i företagets styrelse eller ledning. Prövningen bör avse ägarnas förmåga att utöva ett ansvarsfullt ägarskap och företrädarnas förmåga att bedriva verksamheten på ett ansvarsfullt sätt. Detta innebär bland annat att ägaren eller ägarna ska bedömas vara redbara samt ha de ekonomiska förutsättningarna som krävs för att ta i anspråk det beviljade tillståndet och fullfölja det till dess färdigställande. För att hindra utländska investeringar som inverkar skadligt på Sveriges säkerhet eller allmän ordning och allmän säkerhet, finns även tillämpliga bestämmelser i lagen (2023:560) om granskning av utländska direktinvesteringar. Regeringen ska i sin ägarprövning beakta dessa bestämmelser.

Som ovan nämnts föreslår utredningen att regeringen prövar frågan om stöd kan ges till ett företag. För att regeringen ska kunna göra en bedömning av ansökan behöver den innehålla en affärsplan där förväntade intäkter och kostnader redovisas. Med förväntade intäkter och kostnader avses det sannolikhetsvägda medelvärdet av den utfallsmängd som antagits för beräkningen. I affärsplanen ska även väsentliga risker, inklusive hur dessa uppstår, mäts och hanteras, redovisas. Utredningen menar att de stora kostnadsöverskridanden som drabbat sentida kärnkraftsprojekt delvis kan förklaras av systematiska underskattningar av kostnaderna för ny kärnkraft. Genom att reglera principen om väntevärdesriktighet tydliggörs vad som förväntas av affärsplanen vilket även ger regeringen bättre förutsättningar att bedöma och jämföra ansökningar. Det ankommer på regeringen att avgöra om ytterligare föreskrifter behövs för att reglera innehållet i ansökan. Regeringens beslut ska innehålla en fastställd investeringskostnad som bland annat ligger till grund för beslut om låneram i Riksgäldskontoret (se vidare avsnitt 9.5.1).

### *Ingen rätt att överklaga*

Den föreslagna lagen innebär att regeringen får besluta om stöd till investeringar i ny kärnkraft. Riksdagens beslut om anslag och låneram för stödformerna sätter de beloppsmässiga gränserna för möjligheten att ta del av stödet i sin helhet.

Enligt 6.1 i Europakonventionen, vilken gäller som lag i Sverige, finns en rätt till domstolsprövning av vissa beslut. Artikeln är tillämplig när det föreligger en reell och seriös tvist avseende en rättighet i nationell rätt och där denna rättighet kan karakteriseras som en civil rättighet. Ett beslut om stöd till investeringar i ny kärnkraft bedöms enligt utredningen inte vara en civil rättighet i Europakonventionens mening. Vidare talar stödets utformning mot att tillåta en domstolsprövning. Mot denna bakgrund bör beslut enligt den föreslagna lagen inte få överklagas.

## **9.5 Finansieringsmodellens olika delar**

### **9.5.1 Statliga lån**

**Förslag:** Regeringen bemyndigas av riksdagen att besluta om lån i Riksgäldskontoret som uppgår till högst 600 000 000 000 kronor i 2023 års prisnivå för investeringar i ny kärnkraft. Subvention av ränta och avgifter ska finansieras med anslagsmedel.

I samband med regeringens beslut om stöd till ett företag bör Riksgäldskontoret få i uppdrag att ställa ut och förvalta lån till det stödberättigade företaget. Lånen till respektive stödberättigade företag får uppgå till högst 75 procent av den investeringskostnad som fastställts i regeringens beslut om stöd, inkluderat en reserv för kostnadsöverskridanden upp till 100 procent. Lånen ska även täcka förväntade upplupna räntekostnader under konstruktionsfasen.

Lånen ska ställas ut i enlighet med följande villkor.

- Fram till två år efter rutinmässig driftstart av den första reaktorn i projektet ska räntesatsen motsvara statens finansieringskostnad för upplåning med motsvarande löptid.

- Två år efter rutinmässig driftstart av den första reaktorn i projektet ska räntesatsen ökas successivt med ett årligt påslag om

0,25 procentenheter till statens finansieringskostnad. Påslaget ska ha ett tak om 4 procentenheter.

- Fram till rutinmässig driftstart ackumuleras räntekostnader och läggs till lånebeloppet.

- Återbetalning ska ske enligt en rak amorteringsprofil över den förväntade drifttiden efter rutinmässig driftstart.

- Det utlånade beloppet får inte användas för annat ändamål än det som beslutats av regeringen.

- Det utlånade beloppet får inte användas för vinstuttag eller bonusprogram för ledande befattningshavare i företaget innan den första värderingen av företaget, som reglerar risk- och vinstdelningsmekanismen, gjorts. Samma gäller under perioder då risk- eller vinstdelningsmekanismen är aktiverad.

## Skälen för förslaget

### *Beslut om lån*

Som framgår av avsnitt 9.4.1 föreslås finansieringsmodellen omfatta stöd till ny kärnkraft med en total effekt om 4 000–6 000 MW. Med ett antagande om att de totala investeringarna i ny kärnkraft uppgår till 5 000 MW, motsvarande mittpunkten i det föreslagna intervallet, uppskattar utredningen ett förväntat lånebehov om cirka 300 miljarder kronor i 2023 års prisnivå.<sup>235</sup> Dock ska låneramen för ett enskilt projekt inkludera en reserv om 75 procent av projektets kostnader upp till ett kostnadsöverskridande på 100 procent. Det bedöms som osannolikt att samtliga projekt skulle erfara så stora kostnadsöverskridanden. För att den annonserade programstorleken ska vara trovärdig bedömer utredningen trots detta att den totala låneramen bör innehålla en reserv som täcker statens maximala åtagande enligt finansieringsmodellen givet att programmet fylls upp. Mot bakgrund av detta bör regeringen i den årliga budgetpropositionen bemyndigas att besluta om lån i Riksgäldskontoret som uppgår till högst 600 miljarder kronor i 2023 års prisnivå. Beroende på när investeringen genomförs behöver låneramen räknas upp till den för året aktuella prisnivån. Ett alternativ till att bemyndiga regeringen att besluta om lån i Riksgäldskontoret inom en större låneram är att

<sup>235</sup> Baserat på en andel lånat kapital om 75 procent och investeringskostnad motsvarande 80 miljoner kronor per MW (se kapitel 5).

regeringen i varje enskilt fall bemyndigas att besluta om lån till de stödberättigade företagen. Utredningen anser dock att denna ordning skulle vara alltför tidskrävande och förordar därför att regeringen bemyndigas att besluta om lån inom den föreslagna låneramen. Detta ger regeringen möjlighet att direkt i samband med att beslut om stöd fattas uppdra åt Riksgäldskontoret att ställa ut och förvalta lån till det enskilda företaget.

Ränta och avgifter föreslås subventioneras (se vidare nedan). Utredningen utgår från att utlåningen ska hanteras inom den statliga garanti- och utlåningsmodellen. Detta innebär att subventionen måste anslagsfinansieras. Det ankommer på regeringen att i budgetpropositionen anvisa lämpligt anslag för detta ändamål.

### *Kapitalstruktur*

Aktieägare i ett bolag kräver typiskt sett en högre avkastning på det egna kapitalet än vad en långgivare gör för lån till samma bolag. Ökar andelen lånat kapital ökar normalt sett långgivarnas avkastningskrav. Räntan på det statliga lånet motsvarar statens finansieringskostnad. Utifrån ett ägarperspektiv är en hög andel statliga lån fördelaktigt eftersom det, givet en oförändrad statlig räntesats, sänker den totala kapitalkostnaden för det stödberättigade företaget. Den lägre kostnaden beror på att staten inte kompenseras för den högre risk som en större andel lånat kapital innebär. I valet av en lämplig låneandel måste staten beakta att en högre låneandel ökar det statliga risktagandet och att ägarnas incitament kan påverkas negativt. Det kan noteras att kapitalstrukturen för jämförbara bolag till de större nordiska energibolagen i genomsnitt ligger på en andel lånat kapital om cirka 45 procent<sup>236</sup> av totalt kapital. Det kan vidare noteras att kapitalstrukturen för europeiska kärnkraftsprojekt som har statliga lån som en komponent skiljer sig från genomsnittet för europeiska energibolag. Kärnkraftsprojektet Olkiluoto 3 i Finland hade en andel lånat kapital om 75 procent medan Dukovany-projektet i Tjeckien inledningsvis förväntas att ha en låneandel om 98 procent av totalt kapital. Som beskrivits i tidigare kapitel kännetecknas investeringar i ny kärnkraft av större osäkerhet och högre risker jämfört med andra kraftslag vilket ökar avkastningskraven från ägare

---

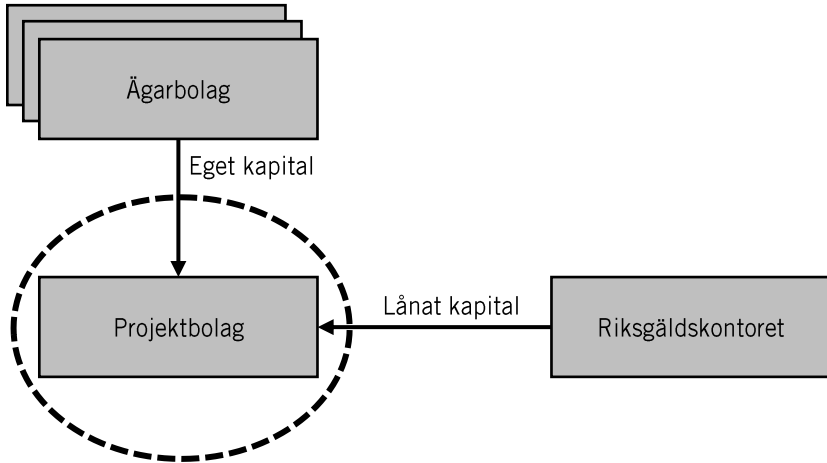
<sup>236</sup> Enligt data från årsredovisningar för jämförbara energibolag.

och långgivare. Det innebär att det inte går att få lönsamhet i svenska kärnkraftsprojekt utan en finansieringsmodell som leder till att avkastningskraven blir avsevärt lägre. Den på förhand bestämda kapitalstrukturen för det stödberättigade företaget (i fortsättningen benämnt ”projektbolaget”) bör därmed bestå av en större andel lånat kapital genom statliga lån än av eget kapital från ägarna till projektbolaget. Utredningens bedömning är att kapitalstrukturen bör vara 75 procent lånat kapital och 25 procent eget kapital.

En distinktion behöver göras mellan kapitalstrukturen i konstruktionsfasen, då hela det lånade kapitalet utgörs av statliga lån, och driftsfasen där projektbolaget förväntas ersätta de statliga lånen med marknadsfinansiering. Det finns inga garantier för att projektbolaget kan finansiera sig på marknaden med den kapitalstruktur som gällt under konstruktionsfasen. Om marknaden kräver en högre andel eget kapital kommer det att innebära en lägre avkastning till eget kapital i driftsfasen.

Det är Riksgäldskontoret och projektbolaget som är civilrättsliga avtalsparter för de statliga lånen och lånen ges därmed direkt till projektbolaget. Någon garanti från projektbolagets ägare behöver således inte ställas ut vilket minskar risken och kapitalkostnaden för ägarna till projektbolaget då de bara riskerar investerat eget kapital. Detta innebär att det är staten som står för risken i lånen att kredittagaren inte kan fullgöra sina åtaganden.

Figur 9.2 Illustration av legal struktur



Källa: Egen illustration.

Finansieringsmodellen möjliggör att projektbolaget kan ha en eller flera ägare, struktureras som dotterbolag, joint venture, separat bolag för särskilda ändamål eller andra lämpliga legala bolagsformer. Givet att projektbolaget har flera ägare kan den egna kapitalinsatsen, riskexponeringen och avkastningskravet minska för respektive ägarbolag. Den föreslagna modellen utesluter inte heller möjligheten för staten att via ett statligt ägt riskkapitalbolag investera kapital i utbyte mot aktier i projektbolaget och agera som en aktiv ägare under en kortare eller längre period.

Ett separat projektbolag där kärnkraftsinvesteringen tydligt skiljs från övrig verksamhet underlättar för ratinginstitut och andra externa aktörer och finansörer att analysera och bedöma ägarbolagens ordinarie verksamhet då dess åtagande är begränsat till det investerade egna kapitalet. Hur stort inflytande ägarna har i projektbolaget eller hur villkor för utdelning, andra kapitalflöden och avtal stipuleras påverkar dock detta tillika om projektbolaget redovisningsmässigt måste konsolideras i ägarbolagens räkenskaper. De föreslagna villkoren för låneramen, att projektbolaget inte får använda lånebeloppet till utdelning eller användas till annat ändamål än till det projekt som regeringen godkänt, stärker skälen för att



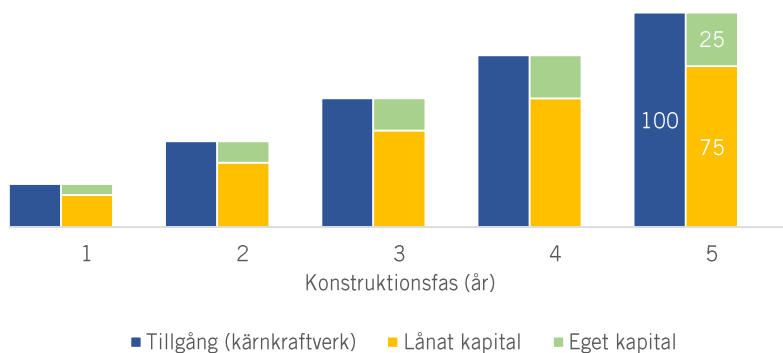
projektbolaget ska kunna anses vara skilt från ägarbolagens ordinarie verksamhet.

### Statlig lånefinansiering under konstruktionsfasen

Efter att en projektansökan blivit godkänd kan statliga lån betalas ut till projektbolaget för att finansiera projektets investeringskostnader. 75 procent av investeringskostnaderna lånefinansieras av staten och resterande andel, 25 procent, finansieras med eget kapital genom tillskott från projektbolagets aktieägare. Eventuella investeringskostnader som projektbolaget burit innan de statliga lånen beviljats ska kunna räknas av mot den fastställda andelen eget kapital och således också lånefinansieras till 75 procent. Figur 9.3 illustrerar hur projektbolaget finansierar investeringskostnader för att uppföra kärnkraftverket genom löpande tillskott av lånat och eget kapital.

**Figur 9.3** Projektbolagets balansräkning under konstruktionstiden

Normaliserad investeringskostnad = 100 enheter



Anm.: Exempel med fem års konstruktionstid där investeringskostnaden uppstår i lika delar varje år under konstruktionstiden och finansieras med 75 procent lånat kapital och 25 procent eget kapital.

Projektbolaget bedöms ha bäst kännedom om tidsprofil och storlek på projektets förväntade investeringskostnader. Löptiden för lånen

bör därför, inom de givna villkoren för de statliga lånen, kunna väljas av projektbolaget.<sup>237</sup>

Räntan på lånen ska motsvara statens finansieringskostnad för upplåning på den valda löptiden. Räntan ska således inte innehålla ett påslag för förväntade förluster eller administrativa kostnader som uttrycks i budgetlagen (2011:203) och i förordningen (2011:211) om utlåning och garantier. Dessa villkor, motsvarande att projektbolaget lånar till den riskfria räntan i svenska kronor, gäller under hela konstruktionstiden. De förmånliga räntevillkoren, som projektbolaget inte hade kunnat erhålla genom marknadsfinansiering, sänker kostnaden för lånat kapital och således den viktade kapitalkostnaden för projektet.

Under konstruktionstiden genererar projektbolaget inga intäkter. För att minska kassaflödespåverkan för ägarbolagen betalas ingen ränta under konstruktionstiden. I stället ackumuleras räntan och läggs till lånebeloppet. Det kan göra att andelen eget kapital temporärt sjunker under den nedre gränsen 25 procent. Av praktiska skäl kan det därför vara rimligt att under en kortare period tillåta mindre avvikelser från de avtalade andelarna lånat respektive eget kapital. Låneramen för projektet behöver bestämmas med beaktande av att räntekostnaderna ackumuleras under konstruktionsfasen.

Låneramen för ett projekt inkluderar en reserv för upp till 100 procent kostnadsöverskridanden. Givet att kostnaderna i ansökan till programmet är väntevärdesriktiga bör taket för låneramen för projektet ha låg sannolikhet att uppnås. Om projektets låneram ändå inte visar sig tillräcklig kan riksdagen bemyndiga regeringen att utöka den, men potentiellt till andra lånevillkor som inte regleras inom modellen.

Andelen eget kapital i förhållande till lånat kapital ska inte minska till följd av kostnadsöverskridanden. Givet att aktieägarna till projektbolaget skjuter till 25 procent ägarkapital skjuter staten till 75 procent lånat kapital. Större kostnadsöverskridanden påverkar dock den avkastning på eget kapital som projektbolaget erhåller i andra delar av riskdelningsmodellen (se avsnitt 9.5.3).

Utöver taket för låneramen begränsas statens åtagande i praktiken av att ägarna till projektbolaget behöver delfinansiera kostnadsöverskridande med tillskott av eget kapital. Om aktieägarna

---

<sup>237</sup> Det kan dock vara rimligt för Riksgäldskontoret att bestämma en övre gräns för val av löptid för att utesluta alltför långa löptider som är svåra att prissätta.

saknar vilja eller förmåga att skjuta till ytterligare ägarkapital så att 25 procents andel eget kapital inte längre uppnås kan staten genom Riksgäldskontoret, som enda långgivare till projektbolaget, ansöka om att försätta projektbolaget i konkurs. Andra alternativ är att riksdagen bemyndigar regeringen att gå in med eget kapital i projektbolaget eller att ägarkapitalet tillåts understiga 25 procent. Finansieringsmodellen reglerar dock inte villkoren i de fall ägarna inte skjuter till eget kapital enligt den på förhand avtalade kapitalstrukturen.

### *Statlig lånefinansiering under driftsfasen*

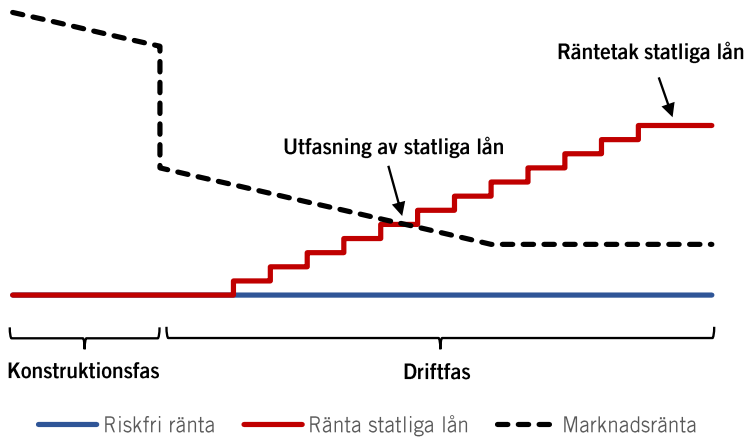
När kärnkraftverket tas i rutinmässig drift<sup>238</sup> ges incitament att ersätta de statliga lånen med marknadsfinansiering genom en successivt högre räntepremie som läggs till statens finansieringskostnad, upp till ett tak. En långsam ökningstakt innebär en lägre ränta på lånat kapital, jämfört med marknadsfinansiering, under en längre period, vilket sänker kapitalkostnaden för projektbolaget. En snabbare ökningstakt gör att projektbolaget tidigare ersätter statliga lån med privata, vilket sänker statsskulden. Utredningen föreslår en årlig premie om 0,25 procentenheter upp till ett tak om 4 procentenheter, vilket ger en total infasningsperiod om 16 år från värderingstidpunkten innan räntetaket uppnås.

Som illustreras i figur 9.4 är dock förväntan att de statliga lånen kommer att fasas ut tidigare än tidpunkten då räntetaket uppnås. I takt med att projektet framskrider kommer osäkerheten och således privata långgivares avkastningskrav att minska. När kärnkraftverket tas i drift och börjar generera kassaflöden bör förutsättningarna för projektbolaget att låna via marknaden att vara betydligt bättre än under konstruktionsfasen. Baserat på en uppskattad kreditriskpremie i intervallet 1–3 procentenheter för det driftsatta projektbolaget förväntas övergången till marknadsfinansiering ske inom 4–12 år från driftstart. I annat fall fortsätter staten att låna ut till projektbolaget till en premie som genererar ett överskott till staten.

<sup>238</sup> Med rutinmässig drift avses detsamma som i förslaget till ny kärntekniklag (SOU 2019:16, 5 kap, 12 §). Rutinmässig drift utgör det sista steget i Strålsäkerhetsmyndighetens stegvisa prövning, se Strålsäkerhetsmyndigheten, *Beredning av tillstånd och prövning av tillståndsvillkor gällande kärntekniska anläggningar och andra komplexa anläggningar där strålning används*, den 6 maj 2010. Något förenklat motsvarar rutinmässig drift när kärnkraftsreaktorn tas i stadigvarande kommersiell drift.

Figur 9.4 Räkna under konstruktions- och driftfas

Procentuell ränta, ej angivna nivåer



Anm.: Den riskfria räntan är i figuren konstant men kommer att variera över tid för lån som inte binds.  
Källa: Egen illustration.

Utredningen bedömer det som en rimlig utgångspunkt att de statliga lånen amorteras linjärt över den förväntade drifttiden. De årliga amorteringsbeloppen bestäms därför till det nominella lånebeloppet dividerat med förväntad drifttid på kärnkraftverket. Om en del av de statliga lånen ersätts med marknadsfinansiering ska återstående lån amorteras med lånebeloppet dividerat med återstående förväntad drifttid.

Om projektbolaget valt att binda räntan på långa löptider kan situationer uppstå där marknadsräntan är lägre än räntan på de statliga lånen. I dessa fall bör projektbolaget ha möjlighet att förtidslösa delar av eller hela lånebeloppet. För att ge projektbolaget incitament att anpassa valet av löptid till sina förväntade kassaflödesbehov bedömer utredningen som en rimlig utgångspunkt att projektbolaget ska bära eventuella kostnader förknippade med en förtidslösen. Detta hindrar inte att staten och projektbolaget vid ett senare tillfälle kommer överens om andra amorteringsvillkor.<sup>239</sup>

<sup>239</sup> Å ena sidan kan staten ha en preferens för förtidslösen som minskar statsskulden, å andra sidan kommer förtidslösen sannolikt i ett scenario då marknadsräntor sjunkit jämfört med den bundna räntan på lånet vilket innebär en utebliven intäkt för staten.

### *Ändamålsriktig användning av medel samt förbud mot vinstuttag*

Det utlånade beloppet får inte användas för annat ändamål än det som beslutats av regeringen, vilket bör följas upp av Riksgäldskontoret vid varje dragning från lånefaciliteten. Det utlånade beloppet får heller inte användas för vinstuttag eller bonusprogram för ledande befattningshavare i företaget innan den första värderingen av projektbolaget är gjord. För att motverka förtäckt vinstuttag mellan projektbolaget och dess ägare via transaktioner som inte sker på marknadsmässiga villkor, bör särskild uppföljning göras.

## **9.5.2 Prissäkringsavtal**

### **Förslag:**

#### *Utformning av differenskontraktet*

Regeringen bemyndigas av riksdagen att ingå ett dubbelriktat finansiellt differenskontrakt. Lösenpriset ska uppgå till 80 öre/kWh i 2023 års prisnivå och utgå från en referenskapacitet om 89 procent.

För att fastställa storleken på compensationen enligt kontraktet ska lösenpriset räknas av mot ett referenspris. Avräkningen kan resultera i en utgift eller en inkomst för staten beroende på om lösenpriset är högre eller lägre än referenspriset.

Referenspriset utgörs av det årliga genomsnittliga elpriset i producentens elprisområde på dagen före-marknaden. För att ovanstående bestämmelser ska gälla avtalas att produktionen säljs på de öppna fysiska elmarknaderna. Differenskontraktets löptid ska vara 40 år från planerad rutinmässig driftstart. Differenskontraktet träder i kraft vid rutinmässig driftstart.

Differenskontraktets generella bestämmelser ska inte gälla under år när kärnkraftsproducentens deltagande på de fysiska marknaderna helt uteblivit.

Från och med sex år efter att rutinmässig drift uppnåtts ska referenskapaciteten beräknas utifrån det femåriga genomsnittet av faktisk kapacitetsfaktor för timmar med positiva priser. För varje år därefter beräknas referenskapaciteten utifrån kapacitetsfaktorn under föregående fem år.

#### *Finansiering av statens utgifter för differenskontraktet*

För att finansiera statens utgifter för differenskontraktet bör i första hand en skatt som är proportionerlig mot volymen elkonsument införas. Skatten bör så långt som möjligt omfatta hela det svenska elkundskollektivet.

#### *Statens inkomst från kärnkraftsproducenten enligt differenskontraktet*

I det fall den genomsnittliga prisnivån överstigit lösenpriset ska kärnkraftsproducenten kompensera staten enligt principerna som framgår av differenskontraktets utformning.

#### *Beräkning av skatteuttag*

Skatten bör sättas så att nettot av de utgifter och inkomster som differenskontraktet ger upphov till motsvarar skatteintäkterna.

#### *Kärnkraftsproducentens möjlighet till utträde*

I det fall kärnkraftsproducenten tecknar andra kontrakt för prissäkring exempelvis så kallade power purchase agreements (PPA) under differenskontraktets giltighetsperiod ska den volym som intecknats i dessa avtal räknas bort från referenskapaciteten. Dock ska andelen producerad el som säljs på de öppna elmarknaderna överstiga 70 procent under differenskontraktets giltighetstid.

## **Skälen för förslaget**

### *Utformning av differenskontraktet*

Ett prissäkringsavtal tecknas för att skapa förutsägbarhet för producenterna och ge konsumenterna ett skydd mot höga elpriser. En form av prissäkringsavtal är så kallade differenskontrakt (eng. Contracts for Difference).<sup>240</sup> Differenskontrakt innebär att skillnaden mellan marknadspris och lösenpris betalas mellan parterna som ingått kontraktet. I EU:s elmarknadsförordning lyfts differenskontrakt fram som ett möjligt alternativ för att få till stånd

---

<sup>240</sup> För ytterligare bakgrund om differenskontrakt, se kapitel 8 Modeller för finansiering och riskdelning.

investeringar i ny elproduktion.<sup>241</sup> Differenskontrakt kan konstrueras på olika sätt beroende på vilka egenskaper som prioriteras. Två aspekter är särskilt viktiga att beakta vid utformningen av differenskontrakt enligt bestämmelserna i energimarknadsförordningen. Den ena aspekten gäller att differenskontrakten ska vara utformade på ett sätt som bevarar marknadsincitamenten i största möjliga mån. Den andra gäller att de ska utformas dubbelriktat i bemärkelsen att betalningar ska transfereras i båda riktningarna mellan konsument och producent beroende på om marknadspriset varit högre eller lägre än lösenpriset.

Samtidigt behöver det säkerställas att syftet med differenskontraktet, att möjliggöra etablering av ny energiproduktion, uppfylls. Differenskontraktet uppnår detta genom att minska marknadsrisken och bidra till en tillräcklig förväntad avkastning på investerat kapital.

För att förena dessa aspekter bedömer utredningen att ett finansiellt differenskontrakt är lämpligt. Ersättningen enligt kontraktet utgår ifrån en referenskapacitet, ett lösenpris och det genomsnittliga marknadspriset. På så sätt ökar förutsägbarheten för elkonsumenter och producenter samtidigt som marknadsincitamenten bevaras i största möjliga mån.

Differenskontraktets utformning utgår från följande principer:

- Kärnkraftsproducenten säljer el på marknaden och erhåller då marknadsintäkten.
- Kärnkraft har en så kallad capture rate nära 1. En capture rate på 1 innebär att den genomsnittliga intäkten för ett kraftslag motsvarar det genomsnittliga elpriset. En capture rate under 1 innebär att kraftslagets produktion i hög grad skett när elpriserna har varit låga och en capture rate över 1 när de varit höga.
- Efter en tidsperiod, i detta fall ett kalenderår, beräknas det genomsnittliga marknadspriset. Om det genomsnittliga marknadspriset är under lösenpriset ersätts kärnkraftsproducenten med mellanskillnaden multiplicerat med en referenskapacitet och kalenderårets timmar. Referenskapaciteten sätts utifrån kärnkraftverkets förväntade produktion. I det fall genomsnittet är över lösenpriset ska kärnkraftsproducenten ersätta staten med

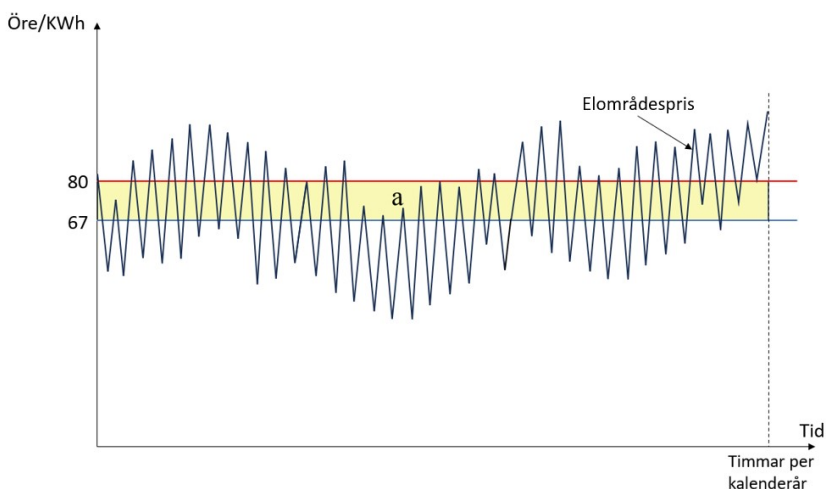
---

<sup>241</sup> Se kapitel 7 Rättsliga förutsättningar gällande hur differenskontrakt förhåller sig till statsstödsregelverket.

mellanskillnaden multiplicerat med referenskapaciteten och antalet timmar.

- Ersättningen som utgår enligt differenskontraktet har därmed en hög grad av oberoende i förhållande till producentens agerande. Följaktligen kommer producenten agera så att vinsten från försäljning på marknaden maximeras. Producentens respons på marknadssignalerna påverkas således inte mer än nödvändigt av differenskontraktet.

**Figur 9.5** Exempel finansiellt differenskontrakt



Anm.: Genomsnittligt elpris 67 öre/kWh i producentens elprisområde och kontrakterad differensnivå 80 öre/kWh. Differenskontraktet innebär att arean *a* multiplicerat med en förutbestämd kapacitetsfaktor ska överföras. Källa: egen illustration.

I exemplet som framgår av figur 9.5 är den genomsnittliga prisnivån i kärnkraftsproducentens elprisområde 67 öre/kWh över det gångna året. 67 öre/kWh motsvarar elpriset i elområdet SE3 år 2045 i Svenska kraftnäts scenario elektrifiering planerbart.<sup>242, 243</sup> Lösenspriset i differenskontraktet är i exemplet 80 öre/kWh. I det fallet är värdet på ersättningen i kronor som ska utgå enligt differenskontraktet:

<sup>242</sup> Svenska kraftnät (2024a). *Långsiktig marknadsanalys*.

<sup>243</sup> Växelkursen som använts är 11 SEK/EUR.



$$\text{Ersättning} = (0,80 - 0,67) * 8\,766 * 1\,250\,000 * 89\%$$

där 8 766 är antalet timmar under ett vanligt år, kärnkraftverket har en installerad kapacitet på 1 250 MW (1 250 000 kW) och referenskapaciteten är 89 procent. I exemplet ska kärnkraftsproducenten ersättas med 1,27 miljarder kronor. Givet att kontraktet är dubbelriktat skulle kärnkraftsproducenten ersätta staten med 1,27 miljarder kronor om det genomsnittliga elpriset i stället uppgått till 93 öre/kWh.

Den totala intäkten för kärnkraftsproducenten bestäms förutom av intäkten eller kostnaden kopplat till differenskontraktet av den erhållna marknadsintäkten. Storleken på den årliga marknadsintäkten kan uttryckas som en funktion av det genomsnittliga elpriset, capture rate (*cr*), kapacitetsfaktor (*kf*), installerad effekt (*ie*) och antalet timmar på året.

$$\text{Årlig marknadsintäkt} = \text{elpris} * cr * kf * ie * 8\,766$$

Det genomsnittliga elpriset är i exemplet 67 öre/kWh. Givet en capture rate på 1, en kapacitetsfaktor på 89 procent och 1 250 MW installerad effekt uppgår marknadsintäkten till 6,53 miljarder kr. Under dessa förutsättningar motsvarar den totala intäkten med ett finansiellt differenskontrakt den som hade erhållits med ett produktionsbaserat<sup>244</sup> differenskontrakt där produktionen ska ersättas med ett fast lösenpris och den totala intäkten för en viss produktionsmängd är densamma oavsett vad marknadspriserna varit när produktionen ägt rum.

Om kärnkraftsproducenten svarar på marknadssignaler genom att förlägga revisionsperioder när priserna är låga eller investerar i ett flexibelt kraftverk och därigenom uppnår en capture rate över 1 blir den totala intäkten med ett finansiellt differenskontrakt högre än med ett produktionsbaserat differenskontrakt.<sup>245</sup> Dock väntas det fortsatt vara rationellt för kärnkraftsproducenten att sträva efter att uppnå en så hög kapacitetsfaktor som möjligt givet att marknaden efterfrågar produktionen. Incitamenten från prissignalerna bidrar till en effektivare elmarknad och ett stabilare elsystem.

<sup>244</sup> Ett produktionsbaserat differenskontrakt innebär att producenten erhåller en intäkt som motsvarar lösenpriset för varje producerad enhet energi.

<sup>245</sup> Givet att den faktiskt uppnådda kapaciteten inte överstigit referenskapaciteten i motsvarande grad.

Utredningen bedömer att prissäkringsavtal är nödvändiga för att omhänderta marknadsrisken i tillräcklig grad för att investeringar i ny kärnkraft ska kunna genomföras. Marknadsrisken tynger, i det fall den inte omhändertas, kärnkraftens investeringskalkyl till följd av de långa tidshorisonerna som projektet verkar över och de omfattande investeringsbelopp som krävs för ny kärnkraft. Ett finansiellt differenskontrakt föreslås då utredningen bedömer att elmarknadens prissignaler bör bevaras så långt som möjligt för att främja effektivitet och stabilitet i elsystemet.

Utformningen bedöms dessutom bidra till att uppfylla bestämmelserna i EU:s elmarknadsförordning. Lösenpriset på 80 öre/kWh bedöms, utifrån de kostnader som uppskattas och beaktat den riskdelning och finansiering som utredningens förslag innebär, ge en tillräcklig ersättning för att ett kärnkraftsprojekt ska ge den avkastning som krävs för att investeringen ska genomföras.

Att lösenpriset är något högre än vad scenarioanalyser<sup>246</sup> för framtida elpriser pekar på kan motiveras ur ett samhällsekonomiskt perspektiv av de externa nyttor som inte reflekteras fullt ut i dagens prissignaler. Vidare ökar tillkommande planerbar effekt sannolikheten att nå regeringens energipolitiska planeringsmål om 300 TWh eftersom det finns utmaningar med att enbart expandera förnybar elkraft i den utsträckning som skulle krävas för att nå målet. Även om en sådan expansion av vindkraft skulle visa sig vara möjlig finns det en risk att denna energimix inte kan uppnå balans med mindre än att elpriserna periodvis blir mycket höga eller att kostsamma stödtjänster krävs för att säkerställa stabilitet. Det genomsnittliga marknadspriset föreslås vara definierat per kalenderår för att kärnkraftsproducentens kapacitetsfaktor antas motsvara referenskapaciteten på årsbasis. Därtill budgeteras de statliga utgifterna på årsbasis.

Det genomsnittliga marknadspriset multiplicerat med referenskapaciteten utgör en skattning av den intäkt kärnkraftsproducenten förväntas erhålla på marknaden givet att produktionen sker slumpmässigt under det antal av årets timmar som motsvarar referenskapaciteten, det vill säga capture rate är 1.

I det fall kärnkraftsproducenten optimerar produktionen mot marknadspriserna och exempelvis planerar nödvändiga produktionsstopp när elpriset är lågt kan den totala genomsnittliga intäkten

---

<sup>246</sup> Svenska kraftnät (2024). *Långsiktig marknadsanalys*.

överstiga lösenpriset. Samtidigt kan den totala intäkten understiga lösenpriset i det fall kärnkraftsproducenten misslyckas med att optimera produktionen. Detta är en nödvändig konsekvens av att incitamenten på elmarknaden bevarats.

Eftersom kärnkraftverk har en capture rate nära 1 är det oviktade genomsnittspriset en lämplig skattning av den förväntade intäkten.

Marknadspriset som genomsnittet ska beräknas utifrån föreslås vara priserna på dagen före-marknaden för det elområde producenten befinner sig i. Anledningen att priserna från dagen före-marknaden ska användas är att dagen före-marknaden utgör den huvudsakliga marknaden för elhandel i Norden. Priserna på dagen före-marknaden är därför den bästa approximationen av marknads-intäkten. Om elmarknaden förändras såtillvida att dagen före-marknaden inte längre uppfyller detta kriterium ska den marknad som ersatt dagen före-marknaden och är störst i termer av handlad volym användas för att bestämma referenspriset. Skälet till att det elområde producenten befinner sig i ska användas för beräkning av referenspriset är att intäkten producenten erhåller från marknaden är elområdesspecifik.

Regeringen ska i samband med prövningen bedöma om skäl finns för att bevilja det enskilda projektet stöd. I prövningen kan det beaktas om differenskontraktets nivå är motiverad utifrån det enskilda projektets förutsättningar givet bland annat dess bidrag till elsystemet.

För att regeringen ska kunna ingå differenskontrakt behövs ett beställningsbemyndigande från riksdagen för den period kontraktet avser och de prognostiserade utgifter kontraktet väntas innebära. Kontraktslängden 40 år är i linje med den av kommissionen nu statsstödsgodkända tjeckiska modellen. Vid beslut om kontraktslängd behöver en avvägning göras mellan kontraktets löptid och nivån på lösenpriset då en kortare löptid innebär högre osäkerhet för investerare och därigenom högre riskpremier. Anledningen till att den kontrakterade löptiden föreslås gälla från planerad rutinmässig driftstart<sup>247</sup> är dels för att skapa incitament för marknads aktörer att lämna in väntevärdesriktiga skattningar gällande konstruktions-tid i ansökan om att ta del av finansierings- och riskdelnings-

---

<sup>247</sup> Det innebär att den faktiska kontraktslängden både kan bli längre än 40 år om rutinmässig drift uppnås tidigare än planerat och kortare om rutinmässig driftstart uppnås senare än planerat.

modellen, dels för att ge ytterligare incitament att projektet genomförs effektivt och i tid.

Utredningen bedömer att 89 procent är en rimlig nivå som utgångspunkt för ny kärnkrafts kapacitetsfaktor. Dock är det svårt att på förhand skatta vilken kapacitetsfaktor kärnkraftverket faktiskt uppnår.

För att den uppnådda kapacitetsfaktorn ska reflekteras i referenskapaciteten samtidigt som produktionsbeslut under innevarande år inte påverkas mer än nödvändigt av differenskontraktet, föreslår utredningen att referenskapaciteten ska sättas utifrån medelvärdet av de föregående fem årens kapacitetsfaktor under de timmar elpriserna varit positiva. Timmar med negativa och nollpriser ska exkluderas från beräkningen av referenskapaciteten för att säkerställa att det inte finns incitament att producera under perioder med negativa priser. Om timmar med negativa priser skulle inkluderas har producenten incitament att producera, även om efterfrågan inte finns, för att hålla upp den framtida referenskapaciteten.

Kapacitetsfaktorn som uppnås innan kärnkraftverket har rutinmässig drift ska inte vägas in i beräkningen för referenskapacitet. Från dess att kärnkraftverket uppnår rutinmässig drift och de efterföljande fem åren ska därför referenskapaciteten i stället vara 89 procent.

#### *Finansiering av statens betalningar enligt differenskontraktet*

De nyttor som uppstår till följd av att ny kärnkraft tillförs i produktionsmixen kommer hela elkundskollektivet till del. Nyttor som ökad systemstabilitet, möjlighet att nyttja befintlig nätinfrastruktur mer effektivt och prisstabilitet är inte fullt ut prissatta på dagens marknad. Utredningen bedömer att kostnaderna bör fördelas i förhållande till de nyttor som uppstår. Därför föreslås elmarknadens konsumenter bära kostnaden i förhållande till deras konsumtion. Utifrån de praktiska förutsättningar som föreligger kopplat till skatteförändringar kan det vara motiverat att göra avsteg från att på årsbasis vara i balans. Dock bedömer utredningen att det fortsatt är eftersträvänsvärt att intäkterna motsvarar kostnaderna över tid. Detta då perioder med höga genomsnittspriser på marknaden innebär att statens kostnad minskar eller att staten erhåller en

intäkt från producenten. I perioder där statens kostnad till följd av bestämmelserna i differenskontraktet är stor är det i stället ett resultat av att genomsnittspriserna på marknaden varit låga. På så sätt jämnas den totala kostnaden för el för elkunderna ut mellan perioder. Utformningen av differenskontraktet ger således elkunderna visst skydd mot höga priser givet att skatten sänks i det fall staten erhåller en intäkt från kärnkraftsproducenterna.

Utredningen har övervägt att finansiera differenskontraktet genom utformningar som möjliggör en tydligare koppling och bättre följsamhet mellan intäkter och kostnader. De två utformningar som övervägts är avgiftsuttag och certifikatsystem. Avgiftsuttag har valts bort av skälet att motprestationen inte bedöms vara tillräckligt tydlig. Certifikatsystem har valts bort för att det bedöms vara för få aktörer för att marknaden ska vara välfungerande. Dock bedöms fortsatt en finansiering som medger att intäkterna motsvarar kostnaderna vara önskvärd. Om lösningar kopplat till avgiftsuttag eller certifikatsystem identifieras bör därför en sådan finansiering övervägas.

Den nödvändiga intäkten per kWh till följd av differenskontraktets ingående kan uttryckas som:

$$\frac{\text{öre}}{\text{kWh}} = \frac{\text{Ersättning} * 100}{\text{kWh konsumtion}}$$

Där ersättningen ges av ekvationen ovan i avsnittet och räknas om från kronor till öre och konsumtion är total svensk elkonsumtion i kWh. Givet ersättningen i exemplet ovan (cirka 1,27 miljarder kronor) och att kostnaden fördelas över 300 TWh uppgår påslaget som krävs för att finansiera betalningen till cirka 0,42 öre/kWh om ett kärnkraftverk med 1 250 MW installerad effekt ska ersättas. Påslaget är skalbart med installerad effekt, prisskillnad mellan lösenpris och marknadspris och den totala elanvändningen på vilken betalningen ska fördelas. Om den installerade kapaciteten uppgår till 5 000 MW blir påslaget cirka 1,68 öre om elområdespriset är 67 öre/kWh. Om elområdespriset istället är 49 öre/kWh<sup>248</sup>, vilket är det lägsta genomsnittspriset för SE3 och SE4 år 2045 i Svenska kraftnäts olika scenarier<sup>249</sup>, och lösenpriset fortsatt är 80 öre/kWh,

---

<sup>248</sup> I 2024 års prinsnivå med växelkurs 11 SEK/EUR.

<sup>249</sup> Svenska kraftnät (2024). *Långsiktig marknadsanalys*.

blir påslaget per kWh cirka 1 öre/kWh. Om 5 000 MW ska ersättas och elområdespriset är 49 öre/kWh blir det nödvändiga påslaget per kWh 4 öre. Påslaget per kWh ökar också proportionerligt om ersättningen ska fördelas ut på färre TWh konsumtion. Om kostnaden exempelvis fördelas ut på 150 TWh i stället för 300 TWh fördubblas de nödvändiga påslagen som framgår ovan. Beloppen som anges ovan motsvarar den nödvändiga skatteintäkten och ska därför motsvara skatten inklusive moms i det fall moms tas ut.

### *Kärnkraftsproducentens möjlighet till utträde*

Det kan vara motiverat att kärnkraftsproducenten ges möjlighet att teckna prissäkringsavtal, exempelvis PPA:er, för delar av produktionen vid sidan av differenskontraktet. Det kan förväntas finnas en efterfrågan på prissäkringskontrakt från exempelvis nya industriprojekt och utredningen bedömer att det är rimligt att kärnkraftsbolag ges möjlighet att i viss mån tillgodose denna efterfrågan. Därtill kan en gradvis övergång från differenskontrakt till andra former av prissäkringsavtal minska långsiktig prisosäkerhet när differenskontrakten är på väg att löpa ut. Dessa motiv behöver dock vägas mot det faktum att elkundskollektivet och staten burit risk under projektets gång och att differenskontraktet ska ge elkunderna skydd mot perioder med höga elpriser. Utredningen bedömer inte att det finns skäl att möjliggöra för producenten att ingå andra prissäkringsavtal samtidigt som den produktionen kompenseras oförändrat enligt bestämmelserna i differenskontraktet. Därför föreslås att den produktion som prissäkras genom kontrakt utanför differenskontraktet ska räknas av från referenskapaciteten. Skälen till att minst 70 procent av produktionen ska säljas på de fysiska elmarknaderna är dels att elkundskollektivet ska få ta del av produktionen till följd av den risk de burit under projektets tidigare skede, dels att EU-kommissionen i sitt godkännande av den tjeckiska kärnkraftsmodellen meddelat att liknande förutsättningar ska implementeras.

Det är också möjligt att genomföra förändringar av differenskontraktets bestämmelser givet att kontraktsparterna är överens och att ändringarna är förenliga med gällande lagstiftning inklusive EU:s statsstödsregler.

### 9.5.3 Risk- och vinstdelningsmekanism

**Förslag:** Finansieringsmodellen ska innehålla en risk- och vinstdelningsmekanism som regleras genom villkor i det statliga låneavtalet och differenskontraktet.

#### *Värdering*

- Två av regeringen upphandlade värderingsinstitut marknadsvärderar det egna kapitalet i projektbolaget två år efter rutinmässig driftstart (värderingstidpunkten).

- Marknadsvärdet bestäms till medelvärdet av de två värderingarna.

#### *Tröskelvärden*

- Ett nedre tröskelvärde beräknas som investerat eget kapital i projektbolaget uppräknat med en real avkastning om 2 procent och konsumentprisinflation (KPI).

- För kostnadsöverskridande över 50 procent räknas det nedre tröskelvärdet ned med en real avkastning om -2 procent och KPI på överskjutande andel eget kapital.

- Ett övre tröskelvärde beräknas som investerat eget kapital i projektbolaget uppräknat med en real avkastning om 15 procent och KPI.

#### *Återställningsmekanism (risk- och vinstdelning)*

- Om marknadsvärdet vid värderingstidpunkten understiger det nedre tröskelvärdet sänks räntan på de statliga lånen under kommande år till statens finansieringskostnad och lösenpriset i differenskontraktet höjs med 10 procent.

- Om marknadsvärdet inte förväntas återställas till det nedre tröskelvärdet inom fem år aktiveras en förstärkt riskdelningsmekanism som sänker den nominella räntan till 0 procent och höjer lösenpriset med 20 procent för kommande år.

- Om marknadsvärdet överstiger det övre tröskelvärdet höjs räntan till statens finansieringskostnad med ett påslag om 2 procentenheter och lösenpriset sänks med 20 procent för kommande år.

- Återställningsmekanismen prövas genom årliga värderingar och är aktiv till dess att marknadsvärdet ligger mellan det

nedre och övre tröskelvärde. De årliga värderingarna avgör om den oförstärkta eller förstärkta riskdelningsmekanismen ska aktiveras.

- Om den initiala värderingen visar att marknadsvärdet ligger mellan tröskelvärdena aktiveras varken risk- eller vinstdelningsmekanismen.

## Skälen för förslaget

Om stora kostnadsöverskridanden och förseningar inträffat under konstruktionsfasen går det inte att utesluta att projektbolaget vid driftstart står inför långsiktiga lönsamhetsproblem. Mot bakgrund av att endast ett fåtal kärnkraftsprojekt har genomförts i Europa i närtid, och att tid- och kostnadsöverskridande för några av dessa projekt varit stora, är avkastningskraven från privata investerare höga. Erfarenheter från andra länder visar att det kan vara möjligt att få till stånd investeringar i ny kärnkraft enbart med ett prissäkringskontrakt, men till ett högt pris för elkonsumenterna eller skattebetalarna under långa perioder.<sup>250</sup>

En modell som delar risken vid dåliga utfall under konstruktionsfasen leder å ena sidan till att projektägaren sänker sina avkastningskrav, å andra sidan att effektiviteten i projektet kan påverkas negativt. Utredningen bedömer att en riskdelningsmodell som avsevärt minskar risken för de sämsta utfallen, men där projektägaren bär risken för övriga negativa utfall, ger bäst avvägning mellan avkastningskrav, effektivitet och statens risktagande.

Givet att staten och elkonsumenten bär risken för de sämsta utfallen bör de även få ta del av de bästa utfallen. Utöver att ge balans mellan de olika parternas intressen finns ytterligare skäl för en vinstdelningsmekanism.

Europeiska kommissionen har i prövningen av andra länders finansieringsmodeller fäst stor vikt vid att mekanismer finns på plats för att förhindra överkompensation. De av kommissionen godkända finansieringsmodellerna för Hinkley Point C i Storbritannien och Dukovany II i Tjeckien innehåller mekanismer som fördelar eventu-

---

<sup>250</sup> I exempelvis Hinkley Point C, där projektägaren EDF bär risken för kostnadsöverskridande och förseningar, uppgår lösenpriset i differenskontraktet mätt i dagens priser till över 150 öre/kWh i 35 år.



ella överskott<sup>251</sup> mellan elproducenten, elkonsumenterna och staten. Mot bakgrund av dessa beslut bedömer utredningen att finansieringsmodellen behöver innehålla en vinstdelningsmekanism för att ha förutsättningar att få godkänt i en statsstödsprövning.

Vidare kan osäkerheten i parameterintervalen för prissäkringskontraktet motivera en vinstdelningsmekanism. Villkoren för lösenpris och löptid bestäms i ett tidigt skede baserat på uppskattningar av intäkter, kostnader och avkastningskrav där kärnkraftsindustrin sannolikt har ett informationsövertag i förhandlingen. Det finns en risk att villkoren bestäms alltför generöst vilket får en påverkan för elkonsumentens kostnader under flera decennier. En mekanism som fördelar överskott som väsentligen överstiger den förväntade avkastningen vid investeringstillfället kan mildra sådana konsekvenser.

I följande avsnitt beskrivs och motiveras närmare de olika komponenterna i risk- och vinstdelningsmekanismen.

### *Värdering*

Risk- och vinstdelningsmekanismen aktiveras i scenarier där projektbolaget haft en väsentligt lägre eller högre avkastning till eget kapital under konstruktionsfasen än vad som förväntades när låneavtalet och differenskontraktet slöts.<sup>252</sup>

Flera av de undersökta ländernas riskdelningsmodeller tar sikte på kostnadsöverskridanden under konstruktionsfasen och allokerar, genom avtalsvillkor eller tillsyn, ansvaret för dessa.<sup>253</sup> Tid- och kostnadsöverskridande under konstruktionsfasen behöver dock inte nödvändigtvis resultera i långsiktiga lönsamhetsproblem. På motsvarande sätt finns inga garantier för att ett projekt som hållit tidplan och budget är långsiktigt lönsamt. Faktorer som påverkar lönsamheten – driftkostnader, ränteläget, skatter eller reaktorns tillgänglighet – kan ha förändrats varaktigt när kärnkraftverket tas i drift. Utredningen bedömer därför att kassaflöden och avkastning på eget

---

<sup>251</sup> Med överskott avses avkastning till eget kapital som överstiger en på förhand bestämd nivå.

<sup>252</sup> Här avses den avkastning som skulle erhållas om ägarna avyttrar aktierna i projektbolaget till det uppskattade marknadsvärdet vid värderingstillfället. Alternativt behålls aktierna och motsvarande förväntade avkastning erhålls i stället över tid genom att ta del av framtida vinster (och utdelningar) med samma nettonuvärde som marknadsvärdet.

<sup>253</sup> Tjeckiens modell har avtalsvillkor för så kallade "legitima grunder" medan RAB-modellen bygger på löpande bedömningar av en tillsynsmyndighet. Se kapitel 8 för en diskussion om dessa och andra länders finansieringsmodeller.

kapital är mer heltäckande och relevanta mått än att enbart se till kostnadsöverskridanden.

Två år efter att kärnkraftverket tagits i rutinmässig drift görs därför en värdering av projektbolaget. Syftet med värderingen är att uppskatta marknadsvärdet av projektbolagets egna kapital. Med marknadsvärde avses det uppskattade belopp för vilket en tillgång eller skuld bör bytas på värderingsdagen mellan en villig köpare och villig säljare på armlängds avstånd, efter riktig marknadsföring och där parterna agerat kunnigt, försiktigt och utan tvång.<sup>254</sup> I bedömningen av marknadsvärdet bör de avtalsvillkor som gäller enligt låneavtalet respektive differenskontraktet beaktas.<sup>255</sup>

En företagsvärdering är ofrånkomligen förknippad med osäkerhet. Antaganden behöver göras om framtida intäkter, kostnader, elpriser, räntor, skatter, avkastningskrav, och så vidare. Osäkerheten i projektbolagets kassaflöden har dock minskat påtagligt vid driftstart jämfört med vid investeringstillfället. Konstruktionskostnaderna är vid driftstart kända. Därtill säkras differenskontraktet projektbolagets intäkter under 40 år. De kvarstående osäkerheterna i värderingen utgörs av antaganden kring den framtida tillgängligheten för reaktorn, driftkostnader, belåningsgrad samt marknadsmässiga avkastningskrav för lånat och eget kapital på lång sikt. I syfte att minska osäkerheterna kring reaktorns funktionsförmåga föreslås att värderingen görs två år efter rutinmässig driftstart. Vid denna tidpunkt har det första bränslebytet gjorts vilket möjliggör en mer precis bedömning av hur väl reaktorn förväntas fungera framgent.

För att minska osäkerheten och risken för att någon av parterna kan påverka utfallet av värderingen föreslår utredningen att två värderingsinstitut värderar projektbolaget. Värderingsinstituten upphandlas av regeringen (eller den myndighet regeringen bestämmer) men ska utföra värderingen oberoende i förhållande till projektbolaget, staten och varandra. Värderingen som ligger till grund för risk- och vinstdelningen föreslås sättas till medelvärdet av de två värderingarna. Ett alternativ som kan övervägas, för att ytterligare minska osäkerheten i värderingen, är att avtala om att upp-

---

<sup>254</sup> International Valuation Standards Council (2022). *International valuation standards (IVS)*.

<sup>255</sup> Värderingen görs dock under antagandet att risk- och vinstdelningsmekanismen inte är aktiverad.

handla ett tredje värderingsinstitut för att komplettera medelvärdet om avvikelsen mellan de två värderingarna är alltför stor.

Utredningen bedömer inte det som lämpligt att på förhand fastställa alltför strikta förutsättningar för värderingen, eftersom det kan motverka syftet att erhålla oberoende bedömningar av projektbolagets marknadsvärde. Samtidigt kan en helt oreglerad värderingsansats skapa en osäkerhet för projektägaren om metod och antaganden som kommer att användas i värderingen, vilket minskar investeringsviljan. Det är svårt att i detta skede exakt identifiera vilka aspekter som kan vara lämpliga att reglera på förhand. Ytterst blir det en förhandling mellan staten och potentiella investerare vid utformningen av låneavtal och differenskontrakt. Utredningen har dock identifierat några potentiella områden som kan vara rimliga att reglera på förhand och bedömer att värderingen:

- bör beakta villkoren för finansierings- och riskdelningsmodellen (förväntade intäkter från differenskontraktet och räntevillkor för de statliga lånen) eftersom de har en kassaflödespåverkan och således påverkar värdet av eget kapital i projektbolaget,
- bör utföras av värderingsinstitut som har (eller har möjlighet att inhämta) expertkunskaper om kärnkraftsbranschen, för att säkerställa en oberoende värdering som inte baseras på bedömningar från projektbolaget. Värderingen ska utföras med hög kvalitet och transparens av en leverantör med goda fackmannamässiga erfarenheter, vilket exempelvis kan regleras i avtalsvillkor genom att kräva en lägsta årlig omsättning inom värderingsuppdrag,
- bör göras utifrån antaganden som bedöms som långsiktigt rimliga för att mildra effekten av tillfälliga förhållanden som kan råda vid värderingstillfället,
- bör betrakta projektbolaget som ett fristående bolag även om det ingår i en koncern eller har annan implicit eller explicit uppbackning från ägarna. Om inte riskerar värderingen att reflektera ägarens snarare än projektbolagets tillgångar,<sup>256</sup>

---

<sup>256</sup> Exempelvis skulle en ägare kunna ställa ut garantier för projektbolagets lån för att erhålla en lägre ränta när de statliga lånen ersätts med marknadsfinansiering.

- huvudsakligen bör baseras på en kassaflödesvärdering. Det utesluter inte att andra värderingsmetoder, såsom relativvärdering, används som komplement. Utredningen bedömer dock det som utmanande att identifiera bolag och transaktioner som är tillräckligt jämförbara med projektbolaget för att det ska vara lämpligt att använda relativvärdering som huvudsaklig ansats, och
- inte på förhand bör fastställa parametervärden, såsom exempelvis absoluta nivåer för räntor, avkastningskrav eller prisprognoser. Däremot kan det vara rimligt att på förhand avtala om metod och dataunderlag för hur vissa parametrar ska beräknas.<sup>257</sup>

I övrigt bedömer utredningen att det är lämpligast att den närmare utformningen av avtalsvillkor för värderingen lämnas till regeringen eller den myndighet regeringen bestämmer.

Utredningen bedömer att den föreslagna värderingsmodellen har anpassats för att möta de krav som ställs i samband med statsstödsprövningen. En viss osäkerhet råder dock kring kommissionens ställningstagande och det kan inte uteslutas att den föreslagna modellen för riskdelning kan behöva modifieras i något avseende.

#### *Nedre tröskelvärde (golv)*

För att avgöra om riskdelningsmekanismen ska aktiveras jämförs det uppskattade marknadsvärdet av eget kapital med ett nedre tröskelvärde.

För kostnadsöverskridanden<sup>258</sup> upp till 50 procent beräknas tröskelvärdet som det belopp som insatt eget kapital i projektbolaget hade uppgått till vid värderingstidpunkten om det hade haft en real avkastning om 2 procent per år i tillägg till konsumentprisinflation (KPI). För kostnadsöverskridande utöver 50 procent beräknas tröskelvärdet på överskjutande del av det investerade egna kapitalet i stället med en negativ real avkastning om -2 procent. Vid stora kostnadsöverskridanden kommer därför tröskelvärdet att räknas

<sup>257</sup> För att ta ett exempel kan det vara rimligt att på förhand bestämma vilken referensränta som ska ligga till grund för antagande om den riskfria räntan i WACC-beräkningen och hur den ska beräknas, men inte vad den ska vara i absolut nivå.

<sup>258</sup> Kostnadsöverskridande beräknas i förhållande till de förväntade kostnader som fastställts i regeringens beslut om att bevilja stöd.

upp med en real avkastning på det insatta egna kapitalet mellan -2 procent och 2 procent.<sup>259</sup>

Valet av uppräkningsfaktor och gränsvärde för kostnadsöverskridande är en avvägning mellan att skydda projektbolagets ägare från ogynnsamma utfall med långa perioder av mycket låg eller negativ avkastning och att ge incitament att bedriva projektet så effektivt som möjligt. Som utgångspunkt bör därför avkastningen som det nedre tröskelvärdet räknas upp med motsvara en nivå som väsentligen understiger ägarnas avkastningskrav på eget kapital.

Att uppräkningsvärdet straffar stora kostnadsöverskridanden ger projektbolaget incitament att inkomma med sin bästa bedömning av förväntade kostnader vid ansökningstillfället. Ett ytterligare skäl att straffa kraftiga kostnadsöverskridanden är att projekt med stora negativa så kallade svansrisker i högre grad då sorteras bort innan ansökan om att delta i risk- och finansieringsprogrammet lämnas in. Det bedöms därför leda en mer rättvisande bedömning och jämförelse av ansökningar till programmet.<sup>260</sup>

---

<sup>259</sup> Givet taket vid 100 procent kostnadsöverskridande kommer uppräkningsvärdet i praktiken innebära en positiv real avkastning.

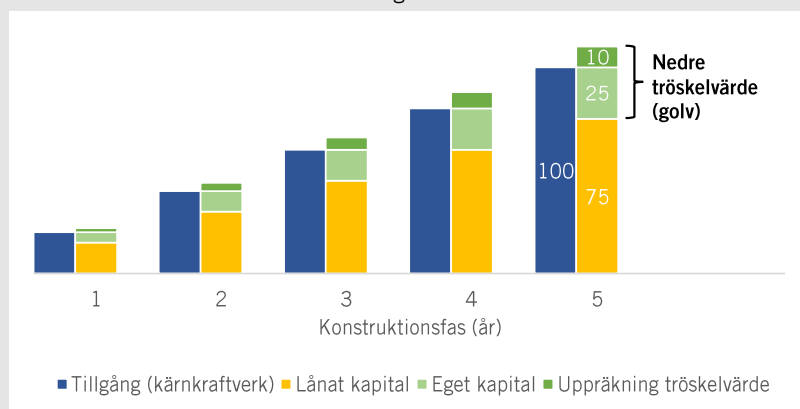
<sup>260</sup> Utan sådana incitament kan projektbolaget ha ett intresse av att underskatta de förväntade kostnaderna för att få tillgång till finansieringsprogrammet.

## Fördjupning – räkneexempel på beräkning av nedre tröskelvärde

Figur 9.6 illustrerar beräkningen av det nedre tröskelvärdet givet löpande tillskott av eget kapital under konstruktionsfasen. Detta och efterföljande räkneexempel är fiktiva och har ingen koppling till bedömda kostnader eller föreslagna parametrar. En sammanfattande diskussion kring parameterintervall och en sammanvägd bedömning görs i avsnitt 9.6.

**Figur 9.6 Beräkning av nedre tröskelvärde (golv)**

Normaliserad investeringskostnad = 100 enheter



Anm.: I detta illustrativa exempel görs värderingen i samband med driftstart. Utredningens förslag är dock att värderingen görs två år efter rutinmässig driftstart.

I räkneexemplet investerar projektbolaget 20 enheter per år för en total investeringskostnad om 100 enheter. Denna finansieras med 75 enheter lånat kapital och 25 enheter eget kapital. Investeringarna i eget kapital räknas upp under konstruktionstiden och uppgår i exemplet sammanlagt till 10 enheter vid driftstart. Tröskelvärdet beräknas således till 35 enheter (25+10).

### Övre tröskelvärde (tak)

Beräkningen av det övre tröskelvärdet fungerar principiellt på samma sätt som det nedre. Det beräknas som det belopp som insatt

eget kapital i projektbolaget hade uppgått till vid värderingstidpunkten om det hade haft en real avkastning om 15 procent per år i tillägg till konsumentprisinflation (KPI).

Som nämns ovan gör utredningen bedömningen att en vinstdelningsmekanism är nödvändig för att finansierings- och riskdelningsmodellen ska ha förutsättningar att godkännas i en statsstödsprövning av kommissionen. Utredningen ser också fördelar med en sådan mekanism då den kan mildra effekterna av att avtalsvillkoren för differenskontraktet bestämts alltför generöst.

Samtidigt behöver vinstdelningsmekanismen beakta skillnaderna mellan den föreslagna svenska modellen och andra länders finansieringsmodeller. Tjeckiens vinstdelningsmekanism varar under hela projektets livstid. Det innebär att staten behöver övervaka och revidera avtalsvillkoren under hela projektets livstid om över 60 år. Samma gäller för den brittiska RAB-modellen där en tillsynsmyndighet behöver övervaka projektet från start till mål.

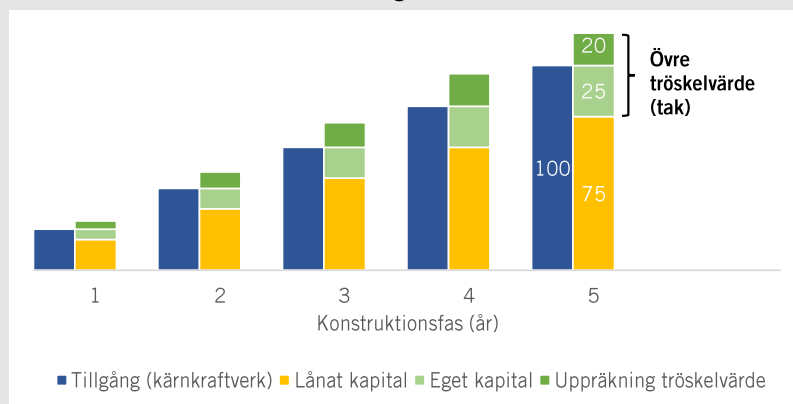
Den föreslagna finansieringsmodellen bygger på incitamentsriktighet snarare än övervakning. Genom att det nedre tröskelvärdet räknas upp med en låg avkastning elimineras de sämsta utfallen, medan projektbolaget genom att bedriva projektet på ett effektivt sätt har möjlighet att generera en högre än förväntad avkastning. En vinstdelningsmekanism som tar bort en alltför stor andel av de gynnsamma utfallen minskar incitamenten för effektivitet. Taket som avgör när en vinstdelningsmekanism aktiveras bör därför räknas upp med en avkastning som med god marginal överstiger den förväntade avkastningen.

## Fördjupning – räkneexempel på beräkning av övre tröskelvärde

Figur 9.7 illustrerar beräkningen av det övre tröskelvärdet givet löpande tillskott av eget kapital under konstruktionsfasen.

**Figur 9.7 Beräkning av övre tröskelvärde (tak)**

Normaliserad investeringskostnad = 100 enheter



Anm.: I detta illustrativa exempel görs värderingen i samband med driftstart. Utredningens förslag är dock att värderingen görs två år efter rutinmässig driftstart.

Likt i föregående räkneexempel investerar projektbolaget 20 enheter per år, finansierat till 75 procent med lånat kapital och 25 procent med eget kapital. Inför driftstart uppgår den ackumulerade investeringskostnaden till 100 enheter. Tillskotten av eget kapital räknas upp under konstruktionstiden och uppgår i exemplet sammanlagt till 20 enheter vid driftstart. Det övre tröskelvärdet beräknas således till 45 enheter (25+20).

### *Jämförelse mellan marknadsvärde och tröskelvärde*

För att avgöra om riskdelnings- eller vinstdelningsmekanismen ska aktiveras jämförs det uppskattade marknadsvärdet av eget kapital med de nedre och övre tröskelvärdena vid värderingstidpunkten. Om marknadsvärdet av eget kapital understiger det nedre tröskelvärdet aktiveras en riskdelningsmekanism som verkar genom mer



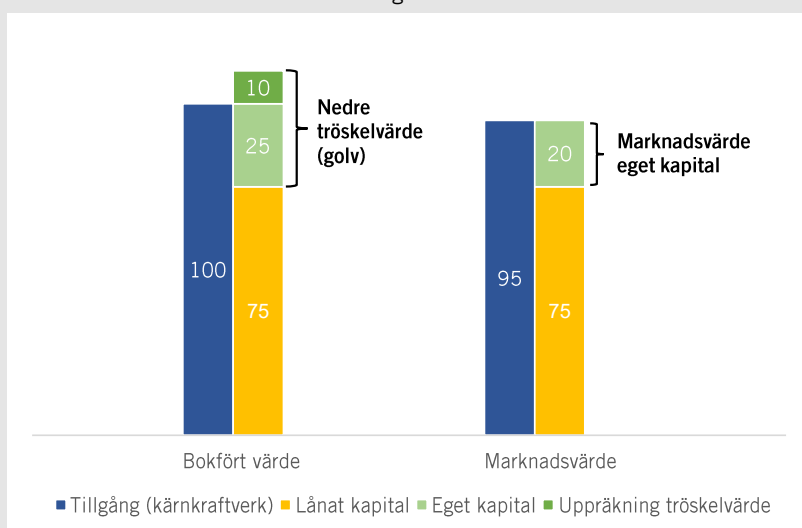
gynnsamma villkor för differenskontraktet och de statliga lånen. Om marknadsvärdet av eget kapital i stället överstiger det övre tröskelvärdet aktiveras en vinstdelningsmekanism som stramar åt villkoren för differenskontraktet och de statliga lånen.

### Fördjupning – räkneexempel på jämförelse mellan marknadsvärde och tröskelvärde

Principerna för ett marknadsvärde som understiger det nedre tröskelvärdet illustreras i figur 9.8.

**Figur 9.8 Marknadsvärde understiger nedre tröskelvärde (golv)**

Normaliserad investeringskostnad = 100 enheter



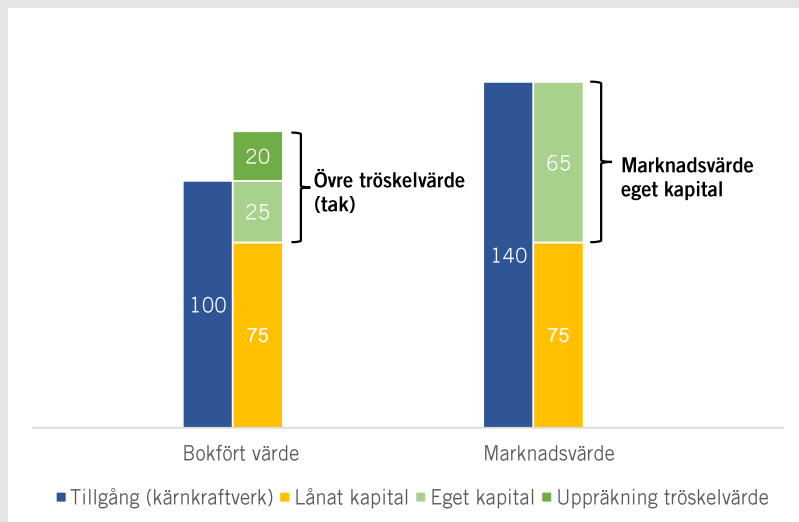
Anm.: I detta illustrativa exempel görs värderingen i samband med driftstart. Utredningens förslag är dock att värderingen görs två år efter rutinmässig driftstart.

I räkneexemplet uppskattas bolagsvärdet (eng. *enterprise value*) för projektbolaget vid värderingstillfället till 95 enheter vilket är 5 enheter lägre än anskaffningsvärdet på 100 enheter. Från detta värde subtraheras projektbolagets finansiella nettoskuld (de statliga lånen reducerat med eventuell kassa) på 75 enheter vilket ger ett marknadsvärde av eget kapital om 20 enheter. Eftersom marknadsvärdet av eget kapital är lägre än det nedre tröskelvärdet ( $20 < 35$ ) aktiveras riskdelningsmekanismen.

Principerna för motsatt scenario, där marknadsvärdet i stället överstiger det övre tröskelvärdet illustreras i figur 9.9.

**Figur 9.9 Marknadsvärde överstiger övre tröskelvärde (tak)**

Normaliserad investeringskostnad = 100 enheter



Anm.: I detta illustrativa exempel görs värderingen i samband med driftstart. Utredningens förslag är dock att värderingen görs två år efter rutinmässig driftstart.

I räkneexemplet uppskattas bolagsvärdet för projektbolaget vid värderingstillfället till 140 enheter vilket är 40 enheter högre än anskaffningsvärdet på 100 enheter. Från detta subtraheras projektbolagets finansiella nettoskuld (de statliga lånen reducerat med eventuell kassa) på 75 enheter vilket ger ett marknadsvärde på det egna kapitalet om 65 enheter. Eftersom marknadsvärdet av eget kapital är högre än det övre tröskelvärdet ( $65 > 45$ ) aktiveras vinstdelningsmekanismen.

Om projektet utvecklas mer i enlighet med förväntan och marknadsvärdet ligger mellan det övre och nedre tröskelvärdet, aktiveras varken risk- eller vinstdelningsmekanismen. Risk- och vinstdelningsmekanismen kan således bara aktiveras vid det initiala värderingstillfället, och eventuella lönsamhetsproblem som uppdagas senare måste projektbolaget hantera på egen hand.

## *Riskdelningsmekanism*

Riskdelningen verkar via två mekanismer: räntan på de statliga lånen sänks och lösenpriset i differenskontraktet höjs temporärt. De högre intäkterna från differenskontraktet och lägre räntekostnaderna ger ett tillskott till projektbolagets kassa vilket sänker den finansiella nettoskulden. Detta ökar allt annat lika värdet av eget kapital i projektbolaget med motsvarande belopp.

Valet av parametervärden för sänkningen av räntan och höjningen av lösenpriset behöver ses i relation till varandra eftersom de avgör hur risken fördelas mellan staten och elkonsumenterna. En stor sänkning av räntan relativt ökningen av lösenpriset innebär att staten tar en större andel av kostnaderna för riskdelningen, och vice versa. Utredningen beräknar att en ränta som uppgår till statens finansieringskostnad samt ett 10 procent högre lösenpris ger en ungefärlig förväntad balans mellan statens och elkonsumentens åtagande i riskdelningsmekanismen.

Riskdelningen är aktiverad till dess att marknadsvärdet av projektbolagets egna kapital överstiger tröskelvärdet. Tröskelvärdet räknas varje år upp, likt som under konstruktionsfasen, med 2 procent real avkastning och konsumentprisinfation (KPI).<sup>261</sup>

När riskdelningsmekanismen är aktiverad ska det varje år göras en ny värdering av projektbolaget. Visar värderingen att värdet av eget kapital i projektbolaget överstiger tröskelvärdet så avslutas riskdelningen. Denna kan endast aktiveras en gång – lönsamhetsproblem som uppkommer därefter måste projektbolagets ägare själv hantera. Riskdelningen tar således sikte på de lönsamhetsproblem som realiserats under konstruktionsfasen (såsom kostnadsöverskridanden) och de som vid värderingstillfället förväntas uppstå i framtiden (såsom högre driftkostnader).<sup>262</sup> Under tiden riskdelningen är aktiverad fortsätter räntan på de statliga lånen att räknas upp enligt trappan som beskrivits i tidigare avsnitt. Det innebär att projektbolaget efter avslutad riskdelning möter den ränta som annars hade gällt utan riskdelning.<sup>263</sup>

---

<sup>261</sup> Eller -2 procent real avkastning för andelen eget kapital som finansierar kostnadsöverskridanden över 50 procent.

<sup>262</sup> Exempelvis om priset på kärnbränsle vid värderingstillfället förväntas öka framgent, vilket skulle påverka de framtida kassaflödena och, allt annat lika, minska värdet av projektbolaget.

<sup>263</sup> Om riskdelningen exempelvis pågått under tre år innebär det att räntan på de statliga lånen efter riskdelning direkt ökar med  $3 \cdot 0,25 = 0,75$  procentenheter över statens finansieringskostnad.

Om den ovan beskrivna mekanismen inte förväntas leda till att marknadsvärdet av projektbolagets egna kapital överstiger tröskelvärdet inom rimlig tid aktiveras en förstärkt riskdelningsmekanism. Den förstärkta mekanismen gör att projektbolaget snabbare når en marknadsmässig avkastning. Samtidigt innebär det en högre kostnad för staten och elkonsumenterna. Utredningen bedömer att en rimlig tidsperiod för återställningen är fem år, det vill säga om den oförstärkta riskdelningen inte förväntas leda till att värderingen överstiger tröskelvärdet inom fem år så aktiveras den förstärkta riskdelningen. Den förstärkta riskdelningsmekanismen fungerar på samma sätt som den oförstärkta men med mer generösa nivåer som innebär att värdet av projektbolagets egna kapital återställs i en snabbare takt. Utredningen bedömer att en kraftfull förstärkt riskdelningsmekanism är nödvändig för att ge investerare visshet om att en marknadsmässig avkastning i projektet uppnås inom en rimlig tid, även i de fall lönsamheten i projektet blivit mycket negativt påverkad. Utredningen föreslår att den nominella räntan i den förstärkta riskdelningsmekanismen bestäms till 0 procentenheter och att lösenpriset höjs med 20 procent. Eftersom de statliga lånen amorteras även under tiden riskdelningsmekanismen är aktiv innebär detta att staten förväntas få tillbaka lånebeloppet men går miste om räntebetalningar under perioden då den förstärkta riskdelningen är aktiv.

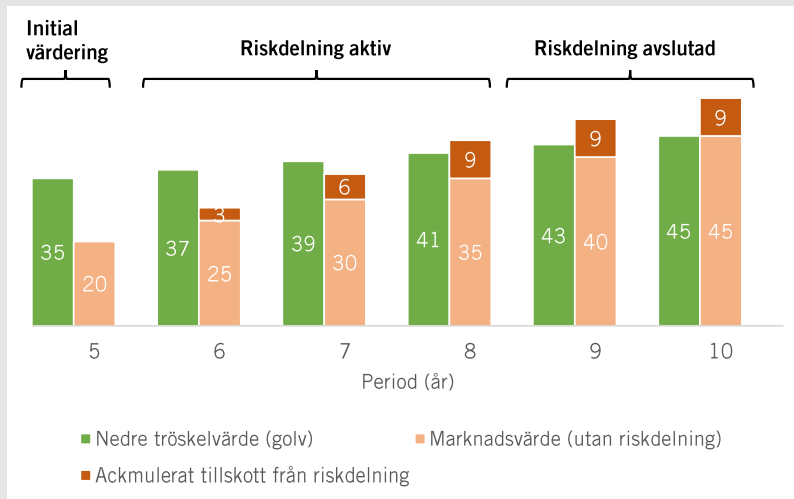
Vid de årliga värderingarna prövas om tiden för den förstärkta riskdelningsmekanismen ska förlängas eller om den oförstärkta riskdelningen ska återaktiveras. Om den oförstärkta riskdelningsmekanismen bedöms vara tillräcklig för att marknadsvärdet av projektbolagets egna kapital ska överstiga tröskelvärdet inom fem år så ska den aktiveras och den förstärkta riskdelningen avaktiveras. Utredningen bedömer att värderingsinstitutet är bäst lämpade att bedöma den förväntade återställningstiden. Eftersom två värderingsinstitut värderar bolaget kan det emellertid innebära olika bedömningar av återställningstiden och således olika bedömningar om förstärkt riskdelning behövs eller om den oförstärkta är tillräcklig. Valet mellan oförstärkt och förstärkt riskdelning bör därför baseras på medelvärdet av de två värderingsinstitutens uppskattade återställningstid.

## Fördjupning – räkneexempel på riskdelningsmekanism

Figur 9.10 illustrerar hur riskdelningsmekanismen fungerar med utgångspunkt i tidigare exempel, det vill säga ett nedre tröskelvärde om 35 enheter och ett marknadsvärde om 20 enheter.

**Figur 9.10 Riskdelning för att nå det nedre tröskelvärdet (golvet)**

Normaliserad investeringskostnad = 100



Anm.: I detta illustrativa exempel görs värderingen i samband med driftstart. Utredningens förslag är dock att värderingen görs två år efter rutinmässig driftstart.

I räkneexemplet bedöms vid värderingstillfället att den oförstärkta riskdelningsmekanismen är tillräcklig för att återställa marknadsvärdet av eget kapital över tröskelvärdet inom fem år. Tröskelvärdet räknas fortsatt upp under återställningsperioden, i exemplet med 2 enheter per år. Den lägre räntan på de statliga lånen och högre lösenpriset i differenskontraktet bidrar med ett tillskott till eget kapital om 3 enheter varje år. Efter tre år av riskdelning, som totalt uppgår till 9 enheter, är marknadsvärdet högre än tröskelvärdet ( $44 > 41$ ) och riskdelningen avslutas.

### *Vinstdelningsmekanism*

Om värderingen vid driftstart i stället visar att marknadsvärdet av det egna kapitalet i projektbolaget överskrider taket aktiveras en vinstdelningsmekanism. Vinstdelningen fungerar på samma sätt som riskdelningsmekanismen, men i stället för att ge mer förmånliga villkor på de statliga lånen och differenskontraktet stramas de åt. Räntan på de statliga lånen ökas till statens finansieringskostnad med ett påslag om 2 procentenheter och lösenpriset sänks med 20 procent. Anledningen till en mer kraftfull vinstdelningsmekanism än den oförstärkta riskdelningsmekanismen är att det övre tröskelvärdet räknas upp med 15 procent realt per år. En alltför svag vinstdelningsmekanism innebär att tillskottet från vinstdelningen riskerar att utebli. Under tiden som vinstdelningsmekanismen pågår kan inte de statliga lånen amorteras snabbare än amorteringsplanen, eftersom det skulle kunna göra räntekomponenten i vinstdelningsmekanismen verkningslös.

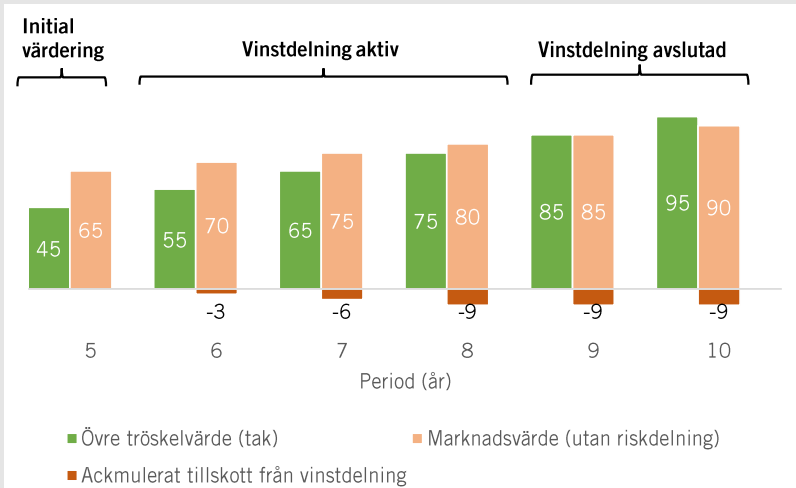
Vinstdelningen är aktiverad till dess att marknadsvärdet av projektbolagets egna kapital understiger det övre tröskelvärdet. Tröskelvärdet räknas varje år upp med 15 procent real avkastning och konsumentprisinfation (KPI).

## Fördjupning – räkneexempel på vinstdelningsmekanism

Figur 9.11 illustrerar hur vinstdelningsmekanismen fungerar med utgångspunkt i tidigare exempel, det vill säga ett övre tröskelvärde om 45 enheter och ett marknadsvärde om 65 enheter.

**Figur 9.11 Vinstdelning för att nå det övre tröskelvärdet (tak)**

Normaliserad investeringskostnad = 100 enheter



Anm.: I detta illustrativa exempel görs värderingen i samband med driftstart. Utredningens förslag är dock att värderingen görs två år efter rutinmässig driftstart.

Vinstdelningsmekanismen verkar likt riskdelningsmekanismen genom förändrade villkor för de statliga lånen och differenskontraktet. Det övre tröskelvärdet fortsätter att räknas upp under vinstdelningen. I exemplet bidrar den högre räntan och det lägre lösenpriset totalt med 3 enheter per år. Efter tre år understiger marknadsvärdet ( $80 - 9 = 71$ ) det övre tröskelvärdet (75) och vinstdelningen avslutas.

## 9.6 Parametersättning

Finansierings- och riskdelningsmodellen innehåller flera parametrar som behöver bestämmas och regleras i låneavtal respektive differens-

kontrakt. I detta avsnitt redovisas utredningens ansats för att komma fram till de föreslagna parametervärdena som redovisats i tidigare avsnitt.

Som framgår av tidigare kapitel finns stora osäkerheter kring kostnaderna för ny kärnkraft. Vilka antaganden som görs om investeringskostnader får särskilt stor effekt på projektets förväntade avkastning. Även andra faktorer – såsom driftkostnader, reaktorns tillgänglighet och framtida elpriser bortom differenskontraktets löptid – har en påverkan. Därtill kan till exempel förändringar på elmarknaden ge upphov till nya intäkter eller kostnader för kärnkraft som inte kunnat tas med i utredningens beräkningar. Beaktat osäkerheterna i indata ska de föreslagna parametervärdena ses som utredningens bedömning av rimliga riktvärden givet de antaganden som gjorts. Om utredningens antaganden bedöms avvika från vad som är en bästa bedömning kan parametrarna i finansierings- och riskdelningsmodellen behöva anpassas.

Ytterst kommer parametervärdena att avgöras genom förhandlingar mellan staten och investerare i ny kärnkraft om avtalsvillkoren i låneavtalet respektive differenskontraktet. Vid detta tillfälle bör mer precisa kostnadsestimater finnas att tillgå baserade på bindande anbud från utvalda leverantörer.

Slutligen kommer både modellens utformning och parametervärden behöva motiveras i en framtida statsstödsprövning. Det kan inte uteslutas att förändringar kommer vara nödvändiga för att finansierings- och riskdelningsmodellen ska bli godkänd av kommissionen.

### **9.6.1 Beräkningsmodell för parametersättning**

För att kunna uppskatta utfallet av parametervärden i olika scenarier har utredningen utvecklat en finansiell beräkningsmodell ("beräkningsmodellen"). Beräkningsmodellen har tre huvudsakliga syften. För det första används beräkningsmodellen av utredningen för att ta fram de förslagna parametervärdena. För det andra är tanken att beräkningsmodellen ska kunna användas som metodstöd i framtida förhandlingar mellan staten och investerare i ny kärnkraft. För det tredje kan den användas för att kvantifiera utfall av finansierings- och riskdelningsmodellen i en statsstödsansökan. Härtill kan noteras att



andra medlemsstater använt en finansiell modell som utgångspunkt i diskussionerna med kommissionen. Beräkningsmodellen är framtagen med Microsoft Excel och liknar de som används av exempelvis revisionsbyråer och banker vid företagsvärdering och finansiell modellering. Beräkningsmodellen är kvalitetssäkrad av en för utredningen extern expert.

## 9.6.2 Antaganden i referensscenariot

### Projektets ekonomi

Antagandena om projektet och dess förväntade kostnader följer referensscenariot i kapitel 5. I tillägg har antaganden gjorts om avskrivningstid, amorteringstid, rörelsekapital och skatt. Dessa sammanfattas i tabell 9.1. Alla priser och kostnader är satta i 2023 års prisnivå och behöver justeras för konsumentprisutvecklingen (KPI).

**Tabell 9.1 Antaganden om projektets ekonomi i referensscenariot**

2023 års prisnivå

Variabel	Värde	Källa/förklaring
Konstruktionstid	7 år	Övre delen av intervallet enligt Energiforsk (5–8 år)
Drifttid	60 år	Energiforsk.
Tillgänglighetsfaktor	89 procent	Energiforsk.
Capture rate	1,05	Antas något högre än för befintliga svenska kärnkraftverk. Se kapitel 5.
Overnight-kostnad	80 miljoner kronor per MW jämnt fördelade över konstruktionstiden	Se kapitel 5.
Drift- och reinvesteringskostnader	202 kronor per MWh	Består av flera delkomponenter. Se kapitel 5.
Avskrivningstid	60 år	Linjär avskrivning under kärnkraftverkets förväntade livslängd.
Återbetalningstid lånat kapital	60 år	Amortering lika med antagen avskrivningstid.

Variabel	Värde	Källa/förklaring
Rörelsekapital	0	Projektbolaget kommer att behöva bygga upp rörelsekapital inför driftfasen, exempelvis ett lager av kärnbränsle. Bedöms dock ha en begränsad engångseffekt på kassaflödesvärderingen varför det förenklat sätts till noll.
Skatt	20,6 procent	Svensk bolagsskattesats. Beaktar inte ränteavdragsbegränsningsregler.

*Källa:* Energiforsk, diskussioner med aktörer i kärnkraftsindustrin och utredningens bedömningar.

## Exogena variabler (för projektbolaget)

Utöver intäkter och kostnader i projektbolaget behöver antaganden göras om exogena makroekonomiska och finansiella variabler som påverkar projektbolagets ekonomi. Dessa redovisas i tabell 9.2 följt av en diskussion kring antagandet för respektive variabel.

**Tabell 9.2 Antaganden om exogena variabler**

Uttryckt i reala termer. Elpris i 2023 års prisnivå

Variabel	Värde
Risikfri ränta	0,5 procent
Kreditriskpremie under driftfasen	2,0 procent
Långsiktigt marknadspris el	60 öre/kWh
WACC vid värderingstillfället	4,0 procent

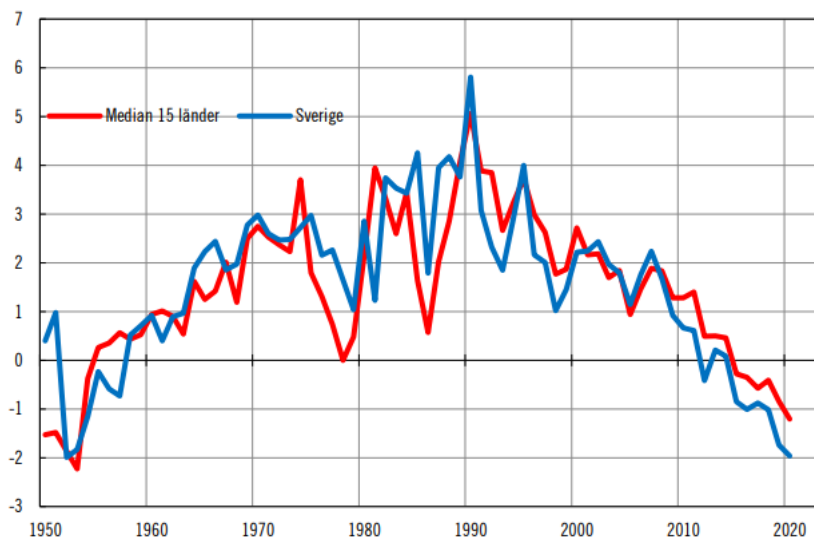
*Källa:* Utredningens bedömningar.

### *Risikfri ränta*

De senaste åren har präglats av en global inflationsuppgång varpå världens centralbanker, inklusive Riksbanken, stramat åt penningpolitiken i syfte att få tillbaka inflationen till målet. Detta har inneburit att hushåll och företag på senare tid mött en högre nominell och real ränta. Som framgår av figur 9.12 har den reala räntan sett över en längre tidperiod varierat kraftigt men trendmässigt sjunkit de senaste 30 åren.

**Figur 9.12** Reala räntor på lån med lång löptid

Procent



Källa: Lundvall (2023).

Ett grundläggande antagande i makroekonomisk teori är att centralbanker kan påverka den reala räntan på kort sikt medan den på längre sikt styrs av strukturella faktorer. Innan de senaste årens inflations- och ränteuppgång hade den reala räntan på statsobligationer trendmässigt sjunkit under flera decennier. Den realränta som är förenlig med normalt resursutnyttjande brukas kallas den neutrala räntan. Den kan något förenklat tolkas som den ränta som varken stramar åt eller stimulerar ekonomin, kring vilken Riksbankens styrränta kommer att variera. Den neutrala räntan kan inte observeras och behöver därför härledas med hjälp av statistiska metoder och ekonomisk teori.

Medan det finns relativt bred konsensus kring vilka faktorer som påverkar den neutrala räntan råder det delade meningar om nivån. Vissa bedömare menar att nuvarande räntenivåer är en tillfällig chock och att de faktorer som tidigare verkat för en sjunkande neutral ränta återigen kommer att dominera. Andra menar att vi står inför ett strukturellt skifte och att permanent högre räntenivåer är att vänta. I en bilaga till Långtidsutredningen 2023 redovisas skattningar av

den neutrala räntan i USA och euroområdet åren 1990 och 2015 (eller senare) vilka återges i tabell 9.3.

**Tabell 9.3 Empiriska skattningar av den naturliga räntans trendnivå**

Procent

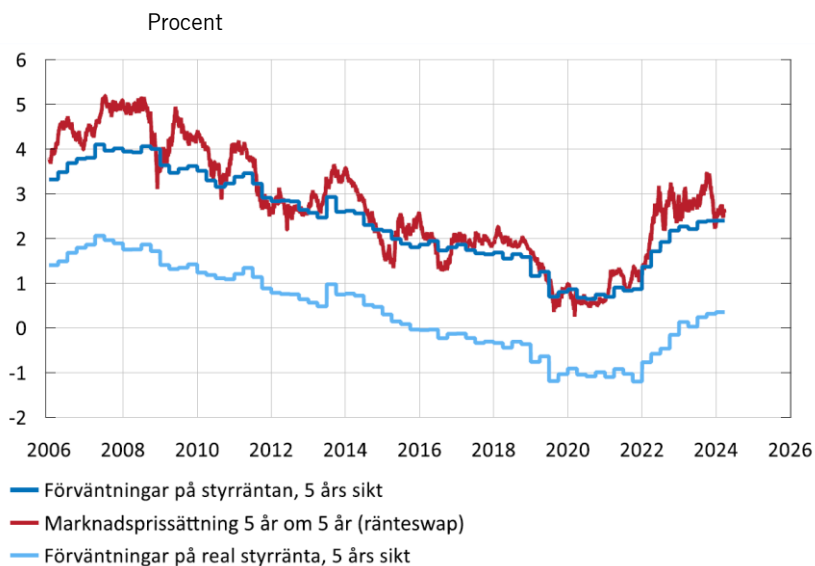
	1990	2015 eller senare
<b>Skattningar av den globala, reala jämviktsräntan</b>		
El negro m.fl. (2019)	2,4	0,2
Hamilton m.fl. (2016)	1,8	0,3
Kuvshinov och Zimmermann (2021)	3,1	-0,1
<b>Skattningar av den naturliga räntan i euroområdet och USA enligt metoden i Holston m.fl. (2017)</b>		
USA	3,6	0,6
Euroområdet	2,5	0,2

*Källa: Lundvall (2023).*

Som konstateras i rapporten ger olika metoder och dataurval olika resultat, men skattningarna indikerar en trendnivå som år 2015 låg nära 0 procent. Riksbanken bedömde 2017 att den långsiktiga nominella styrräntan ligger i ett intervall om 2,5–4,0 procent, motsvarande en real styrränta om 0,5–2,0 procent givet uppfyllande av inflationsmålet. I senare kommunikation har Riksbanken uttryckt att nivån sannolikt ligger i den nedre delen, eller något under, intervallet som kommunicerades 2017. Detta motsvarar en real neutral ränta nära, eller strax under, 0,5 procent.

Ett annan ansats för att bedöma en långsiktig räntenivå är att beakta framåtblickande förväntningar från marknadsaktörer och prissättningen på finansiella marknader. Enligt Prosperas enkätstudie och prissättningen av svenska statsobligationer har förväntade räntor på längre löptider sjunkit sedan den globala finanskrisen, för att öka sedan inflationsuppgången 2022. Under den redovisade perioden i figur 9.13 har förväntningarna motsvarat en realränta i intervallet -1 till 2 procent och senaste estimat ligger strax under 0,5 procent.

**Figur 9.13 Marknadprissättning och förväntningar på 5–10 års sikt**



Källa: Riksbanken (2024).

Sammantaget bedömer utredningen att ett rimligt antagande är att den reala riskfria räntan framgent förväntas ligga i ett intervall om 0–1 procent och antar mittpunkten 0,5 procent för referensscenariot.

### *Kreditriskpremie*

Kreditriskpremien avser den premie utöver den riskfria räntan som en bank eller obligationsinvestor kräver för att låna ut till ett företag. Kreditriskpremien avgörs av en mängd faktorer som påverkar bedömningen av företagets affärsmässiga och finansiella risk. Riskpremier för företagsobligationer varierar därtill över tid beroende på risksentiment och alternativavkastning på andra tillgångar. Baserat på diskussioner med marknadsaktörer och prissättningen av företagsobligationer för de större europeiska energibolagen, bedömer utredningen att kreditriskpremien för projektbolaget efter driftstart sannolikt ryms inom intervallet 1–3 pro-

centenheter över den riskfria räntan. Som antagande ansätts mittpunkten i intervallet om 2 procentenheter.<sup>264</sup>

### *Marknadspris på el*

Eftersom differenskontraktet inte kommer att gälla under hela kärnkraftverkets förväntade drifttid är det nödvändigt att göra antaganden om det genomsnittliga marknadspriset efter prissäkringsavtalets löptid. Marknadspriset har en påverkan på projektbolagets intäkter och således avkastningen i projektbolaget.<sup>265</sup>

Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys publiceras vartannat år och presenterar scenarier för det nordiska och nordeuropeiska kraftsystemet fram till 2045. Analysen bygger på simuleringar i olika scenarier och utgör således inte en prognos av den mest sannolika prisutvecklingen. I rapporten presenteras fyra scenarier<sup>266</sup> som skiljer sig med avseende på bland annat elproduktion, elanvändning och andelen produktion från olika energislag. För varje scenario redovisas simulerade årsmedelpriser för respektive elprisområde (figur 9.14).

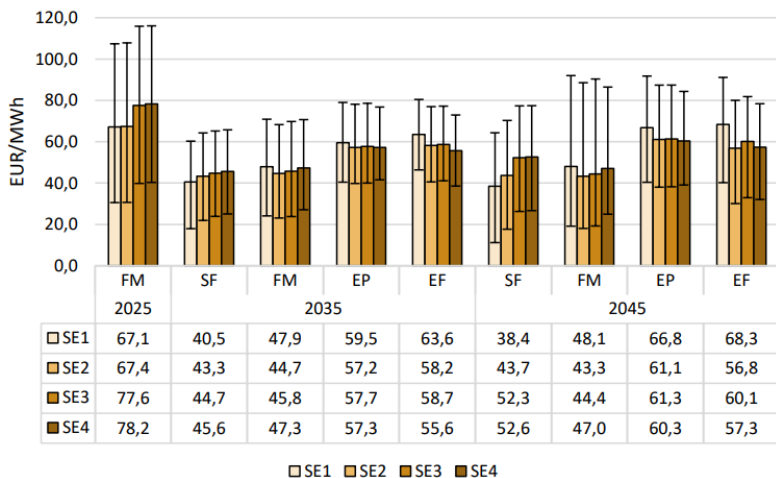
---

<sup>264</sup> Kreditriskpremien är bedömd utifrån antagandet att projektbolaget finansierar sig direkt på marknaden utan garantier från ägarbolagen.

<sup>265</sup> Dock inte av lika stor vikt som lösenpriset i differenskontraktet eftersom marknadsintäkter uppstår över 40 år senare än investeringsbeslutet och diskonteras kraftigt.

<sup>266</sup> Småskaligt förnybart (SF), Färdplaner mixat (FM), Elektrifiering planerbart (EP) och elektrifiering förnybart (EF).

**Figur 9.14 Simulerade årsmedelpriser i olika scenarier**



Källa: Svenska kraftnät (2024).

Utredningen bedömer som en rimlig utgångspunkt att beakta scenarierna för elektrifiering planerbart (EP) och färdplaner mixat (FM). I EP-scenariot ökar elförbrukningen kraftigt, motsvarande 340 TWh år 2045, där 110 TWh kommer från kärnkraft. I FM-scenariot ökar produktionen till 250 TWh med 58 TWh från kärnkraft. Scenarierna har gemensamt att de förutsätter industri-satsningar i norra Sverige som leder till en utjämning mellan elprisområden jämfört med idag. De två andra scenarierna, SF och EF, innebär att ingen ny kärnkraft byggs ut vilket gör dem mindre relevanta.

Ett rakt medelvärde av samtliga elprisområden i scenarierna för EP och FM 2045<sup>267</sup> ger ett värde om 54 euro per MWh. Med en växelkurs om 11 kronor per euro<sup>268</sup> motsvarar det cirka 60 öre/kWh vilket ansätts som antagande i referensscenariot.

<sup>267</sup> Givet att ny kärnkraft driftsätts 2035 kommer differenskontraktet upphöra först 2075. Utredningen har dock inte kunnat identifiera scenarier med längre tidshorisont än 2045.

<sup>268</sup> I linje med Konjunkturinstitutets genomsnittliga scenario för EUR/SEK för perioden 2024–2033.

### WACC vid värdering av projektbolaget

Risk- och vinstdelningsmekanismen baseras på utfallet av marknadsvärderingar av projektbolaget. För att på förhand kunna analysera utfallet av olika parameterval behöver en bedömning göras av vilka antaganden om avkastningskrav som kommer att ligga till grund för den framtida värderingen av projektbolaget. Den första värderingen av projektbolaget kommer att inträffa två år efter rutinmässig driftstart, dvs. tidigast i slutet på 2030-talet. Utredningens antaganden bör därför ses som en grov uppskattning. Vidare poängteras att det som sägs nedan inte ska tolkas som att utredningen på förhand sätter upp ramar för vilka antaganden som ska ligga till grund för värderingen. Värderingen ska göras oberoende i förhållande både till staten och projektbolaget och baseras på värderingsinstitutets bästa bedömning vid värderingstillfället. Utredningen bedömer att ett rimligt antagande om en real WACC för det färdiga projektbolaget är cirka 4 procent (se följande fördjupningsavsnitt).

#### Fördjupning – uppskattning av WACC med CAPM

För att uppskatta marknadsvärdet av ett företag i avsaknad av en faktisk transaktion där aktierna byter ägare behöver avkastningskravet på eget och lånat kapital uppskattas. Den i praktiken mest vanligt förekommande metoden för att skatta avkastningen till eget kapital är Capital Asset Pricing Model (CAPM). Tillsammans med antaganden om kostnaden för lånat kapital och kapitalstruktur kan den viktade kapitalkostnaden (WACC) skrivas som

$$WACC = \frac{E}{D + E} r_e + \frac{D}{D + E} r_d (1 - t)$$

där  $E$  och  $D$  är andelen eget respektive lånat kapital,  $r_e$  är avkastningen på eget kapital,  $r_d$  är avkastningen på lånat kapital och  $t$  är bolagsskatten. Tabell 9.4 redovisar utredningens indikativa bedömning av real WACC vid värderingstillfället följt av en diskussion om antaganden för de ingående variablerna. Bedömningen avser ett projektbolag med en driftsatt reaktor, där osäkerheterna och således avkastningskrav har minskat jämfört med konstruktionsfasen.



**Tabell 9.4 Indikativ bedömning av WACC för det driftsatta projektbolaget**

Variabel	Antaget intervall (min-max)	Mittpunkt	95 % konfidensintervall
Andel eget kapital (E)	25–75 procent	50 procent	
Andel lånat kapital (D)	25–75 procent	50 procent	
Skuldsättningsgrad (D/E)		1,0	0,4–2,8
Tillgångsbeta	0,4–0,6	0,5	
<b>Aktiebeta</b>		<b>1,0</b>	<b>0,6–2,0</b>
Nominell riskfri ränta	2,0–3,0 procent	2,5 procent	
Marknadsriskpremie	5,5–6,5 procent	6,0 procent	
Företagsspecifik premie	0 procent	0 procent	
<b>Nominell kostnad eget kapital</b>		<b>8,5 procent</b>	<b>6,0–14,6 procent</b>
Kreditriskpremie	1,0–3,0 procent	2,0 procent	
Skattesats	20,6 procent	20,6 procent	
<b>Nominell kostnad lånat kapital efter skatt</b>		<b>3,6 procent</b>	<b>2,6–4,5 procent</b>
<b>Nominell WACC</b>		<b>6,1%</b>	<b>5,0–7,1 procent</b>
<b>Real WACC</b>		<b>4,0%</b>	<b>3,0–5,0 procent</b>

Anm.: 100 000 simulerade utfall från oberoende likformiga sannolikhetsfördelningar. Real avkastning beräknas med Fischersambandet,  $(1+r)/(1+i)-1$ , där  $r$  är den nominella avkastningen och  $i$  är förväntad inflation som antas till 2 procent.

### *Andel lånat och eget kapital*

Finansierings- och riskdelningsmodellen innebär att projektbolaget kan finansiera sig med 75 procent lånat kapital som ges ut av Riksgäldskontoret. Det kan inte garanteras att projektbolaget kan hålla samma kapitalstruktur när de statliga lånen ska fasas ut och ersättas med marknadsfinansiering. En lägre andel lånat kapital kommer allt annat lika göra att avkastningen till eget kapital sjunker jämfört med under konstruktionsfasen. Med utgångspunkt i kapitalstrukturen för jämförbara bolag till de större nordiska energibolagen bedömer utredningen att ett rimligt

antagande är hälften lånat och eget kapital för projektbolaget under driftsfasen. Runt den antagna mittpunkten om 50 procent varierar värdet i intervallet 25 procent till 75 procent. Det bör noteras att ett antagande om en högre andel lånat kapital har en begränsad påverkan på WACC-beräkningen eftersom avkastningskravet på eget kapital kan förväntas öka med högre skuldsättning.<sup>269</sup>

### *Betavärden*

Beta mäter korrelationen mellan ett företags avkastning och avkastningen på aktiemarknaden och är en nyckelkomponent i CAPM. Investerare i ett företag vars avkastning perfekt samvarierar med marknaden (betavärde 1) kommer enligt CAPM att ha samma avkastningskrav som den förväntade avkastningen på aktiemarknaden. Ett företag med lägre betavärde än 1 betingar ett lägre avkastningskrav än för marknaden eftersom den erbjuder investerare en diversifiering till sin befintliga portfölj. Motsatt gäller för betavärden över 1. I värderingssammanhang görs vanligtvis bedömningen av betavärden med utgångspunkt i ett urval av jämförbara börsnoterade företag för vilket betavärdet kan skattas empiriskt.

I praktiken tas betavärdet som appliceras i beräkningar av avkastningskrav med CAPM fram i två steg. Eftersom företag skiljer sig med avseende på kapitalstruktur görs först en justering som tar bort effekten av skuldsättning för att företagen ska bli jämförbara, vilket ger ett värde för tillgångsbeta. Baserat på nyligen genomförda värderingar av bolag i energisektorn som utredningen tagit del av uppskattas tillgångsbeta till runt 0,5 med ett intervall om 0,4–0,6<sup>270</sup>. I ett andra steg görs en justering för den antagna skuldsättningsgraden (D/E) som ger ett värde för aktiebета. Det finns en uppsjö metoder för hur justeringen ska

<sup>269</sup> Följer av Modigliani-Miller-teoremet som i praktiken får effekt genom att värdet för aktiebета, och således avkastningskravet för eget kapital, ökar med företagets skuldsättning.

<sup>270</sup> I Tjeckiens anmälan om statsstöd uppgår det uppskattade värdet för tillgångsbeta till ett intervall om 0,4 – 0,55. Andra bedömare menar att investeringar i kärnkraft och annan fossilfri energi kan antas ha mycket lågt, eller till och med negativt, betavärde. Se OECD (2022), Minimising the Cost of Capital.

göras för att gå från tillgångsbeta till aktiebeta.<sup>271</sup> Här väljs en enkel och i praktiken vanligt förekommande ansats som innebär att aktiebeta beräknas som tillgångsbeta $\cdot(1+D/E)$ .

### *Marknadsriskpremie*

Marknadsriskpremien är den ytterligare avkastning utöver den riskfria räntan som investerare kräver för att ta på sig den högre risken i att investera på aktiemarknaden, jämfört med en riskfri investering. En bedömning kan göras antingen från historiska data över den faktiska riskpremien (ex-post) eller genom enkätstudier där investerare bedömer den förväntade framtida riskpremien (ex-ante). Den mest använda källan vid uppskattningar av marknadsriskpremien för den svenska aktiemarknaden är PwCs riskpremiestudie. Studien bygger på enkätsvar från marknadsaktörer om deras förväntade (ex-ante) marknadsriskpremie. Den nominella marknadsriskpremien i 2024 års studie uppgår till 6,1 procent men har varierat kraftigt sedan studien började publiceras 1998. Utredningen bedömer det som rimligt att basera antagandet på genomsnittet under en längre tidsperiod. Efter den globala finanskrisen 2007–2008, efter vilken ett nivåskifte i marknadsriskpremien kan observeras, har marknadsriskpremien enligt studien uppgått till cirka 6 procent. Denna nivå utgör mittpunkten i det antagna intervallet om 5,5–6,5 procent.

### *Företagsspecifik riskpremie*

Enligt ett flertal empiriska studier krävs tillägg till det avkastningskrav som kan härledas med CAPM. Det mest vanligt förekommande är en storleksrelaterad riskpremie för att beakta att investerare normalt sett kräver en högre avkastning för att investera i mindre börsnoterade företag. I PwC:s riskpremiestudie uppskattas ett sådant tillägg för bolag med ett börsvärde under fem miljarder kronor. Den förväntade storleken på projektbolaget är större än så varför ett storleksrelaterad riskpremielltillägg inte bedöms vara motiverat. En närliggande frågeställning är om ett

<sup>271</sup> Se Fernandez (2008) *Levered and unlevered beta* för en genomgång av olika metoder för att beräkna aktiebeta.

tilllägg till marknadsriskpremien är motiverat för att beakta specifika risker kopplade till investeringar i ny kärnkraft. Å ena sidan går det att argumentera för att det finns en förhöjd osäkerhet under driftsfasen i kärnkraftsprojekt jämfört med andra projekt. Exempelvis finns en risk för att framtida säkerhetskrav, skatter eller avgifter kan försämra projektets lönsamhet. Å andra sidan innebär prissäkringsavtalet att intäktssidan är säkrad under 40 år vilket innebär en betydligt lägre marknadsrisk än för andra projekt. Sammantaget bedömer utredningen att det är rimligt att anta den företagspecifika riskpremien till noll.<sup>272</sup>

#### *Risikfri ränta och kreditriskpremie*

Antaganden om riskfri ränta och kreditriskpremie följer de som gjorts i tidigare avsnitt.

#### *Resulterande real WACC*

Utredningen har, baserat på antagna intervall för respektive variabel ovan, simulerat möjliga utfall för real WACC. Samtliga variabler antas följa en likformig sannolikhetsfördelning<sup>273</sup> med min- och maxvärden som satts till ändpunkterna i de antagna intervallen. Variablerna antas vara oberoende av varandra. Den resulterande fördelningen för real WACC är approximativt normalfördelad med ett medelvärde om 4,0 procent och en standardavvikelse om cirka 0,5 procent. Det innebär att 95 procent av utfallvärdena ligger inom 3–5 procents real WACC och 68 procent av utfallsvärdena ligger inom 3,5–4,5 procents real WACC.

<sup>272</sup> I Tjeckiens anmälan om statsstöd antogs en kärnkraftsspecifik riskpremie som Europeiska kommissionen ifrågasatte mot bakgrund av stödåtgärderna i form av statliga lån och prissäkringsavtal.

<sup>273</sup> Även kallad rektangulärfördelning, som innebär att alla värden i det antagna intervallet har lika stor sannolikhet att inträffa. Utredningen bedömer detta som ett rimligt antagande i avsaknad av empiriska data som påvisar att vissa värden i utfallsrummet är mer sannolika.

### 9.6.3 Parametersättning för statliga lån

Syftet med statliga lån under konstruktionsfasen är att erhålla en lägre viktad kapitalkostnad för investeringar i ny kärnkraft. Detta möjliggörs dels genom en kapitalstruktur med högre andel lånat kapital, dels genom mer förmånliga räntor än vad marknaden kan erbjuda under konstruktionsfasen. Räntan på de statliga lånen trappas successivt upp under driftsfasen för att ge incitament att ersätta med marknadsfinansiering. Tabell 9.5 sammanfattar utredningens föreslagna parametervärden för statliga lån.

**Tabell 9.5** Utredningens förslag på parametervärden för statliga lån

Parameter	Namn	Värde
Kapitalstruktur	$D, E$	75 procent lånat kapital, 25 procent eget kapital.
Tak på projektets låneram	$T$	Låneramen inkluderar en reserv för kostnadsöverskridanden upp till 100 procent, givet att ägarna skjuter till 25 procent eget kapital som behövs för att bevara kapitalstrukturen.
Risfri ränta	$r$	Vid tillfället rådande ränta som motsvarar statens finansieringskostnad för den valda löptiden
Ökning av räntepremie för statliga lån i driftfas	$p$	0,25 procentenheter per år med start två år efter rutinmässig driftstart
Tak räntepremie för statliga lån	$P$	4 procentenheter
Tid innan taket för räntepremien uppnås	$p/P$	16 år

Anm.: \* Om statens finansieringskostnad understiger noll procent nominell ränta i ett scenario för den förstärkta riskdelningen gäller i stället den räntan.

Som diskuteras i avsnitt 9.5.1 är kapitalstrukturen en avvägning mellan att uppnå en lägre viktad kapitalkostnad och statens risktagande i projektet. En alltför låg andel eget kapital kan ge upphov till ett för stort risktagande i projektet eftersom negativa utfall har en begränsad påverkan för aktieägarna (moral hazard). En för hög andel eget kapital kan visa sig utmanande att finansiera med projektägarnas befintliga investeringsbudget. Detta kan innebära att tillskott av eget kapital i projektbolaget till stor del behöver finansieras med upplåning på marknaden vilket kan påverka projektägarnas kreditrating och upplåningskostnaden för annan verksamhet.

Utredningens förslag om 25 procent andel eget kapital innebär i referensscenariot totala investeringar om totalt 25 miljarder kronor för en storskalig reaktor med 1 250 MW installerad effekt. Givet en konstruktionstid om 7 år innebär det ett genomsnittligt årligt investeringsbehov om 3,6 miljarder kronor. Utredningen bedömer det som sannolikt att investerare, oavsett om det gäller storskaliga reaktorer eller små modulära reaktorer, kommer att vilja investera i mer än 1 250 MW för att realisera skalfördelar och läroeffekter. Dessutom behöver projektägarna säkra utrymme för att kunna gå in med eget kapital även i scenarier med kostnadsöverskridande vilket ytterligare ökar det potentiella åtagandet. Det är möjligt med flera ägare av projektbolaget vilket minskar åtagandet för den enskilda ägaren. Känslighetsanalysen i följande avsnitt redovisar det uppskattade investeringsbehovet för varierande andelar eget kapital, projektstorlek och kostnadsöverskridanden.

Ytterst är kapitalstrukturen ett politiskt ställningstagande av vad som bedöms vara en acceptabel nivå av risktagande vid investeringar i ny kärnkraft. Det finns inget i modellens struktur som hindrar en högre andel lånat kapital eller upplägg liknande det som använts i Tjeckiens finansieringsmodell.<sup>274</sup>

Även upptrappningen av räntan på de statliga lånen i driftsfasen är en avvägning, mellan att erhålla en lägre kapitalkostnad under en längre period och tidpunkten för utfasningen av statens åtagande i projekten. Utredningen bedömer att en ökningstakt motsvarande 0,25 procentenheter per år ger en rimlig balans. Med referensscenariots antagande om en kreditriskpremie för det driftsatta projektbolaget motsvarande 2 procentenheter innebär det att de statliga lånen förväntas ersättas med marknadsfinansiering tio år efter rutinmässig driftstart.<sup>275</sup>

---

<sup>274</sup> I Tjeckien är andelen eget kapital mycket låg i det förväntade scenariot, runt 2 procent. Dock reserveras villkorat eget kapital som kan användas för att finansiera projektet vid potentiella kostnadsöverskridanden.

<sup>275</sup> 8 år efter infasningen som inleds 2 år efter rutinmässig driftstart. Om kapitalstrukturen i driftsfasen innebär en högre andel eget kapital än 25 procent kan det dock vara rationellt för projektbolaget att behålla de statliga lånen trots en högre än marknadsmässig ränta i syfte att erhålla en lägre viktad kapitalkostnad och högre avkastning till eget kapital.

## Känslighetsanalys

Tabell 9.6 illustrerar hur det genomsnittliga årliga behovet av investeringar i eget kapital påverkas av andelar lånat respektive eget kapital, projektstorlek och kostnadsöverskridanden.

**Tabell 9.6 Årliga investeringar i eget kapital för varierande kapitalstruktur, projektstorlek och kostnadsöverskridanden**

Miljarder kronor i 2023 års prisnivå

Projektstorlek och andel eget kapital	5 % eget kapital	10 % eget kapital	25 % eget kapital	50 % eget kapital
<b>Motsvarande en storskalig reaktor (1 250 MW)</b>				
Enligt budget	0,7	1,4	3,6	7,1
50 procent kostnadsöverskridande	1,1	2,1	5,4	10,7
100 procent kostnadsöverskridande	1,4	2,9	7,1	14,3
<b>Motsvarande två storskaliga reaktorer (2 500 MW)</b>				
Enligt budget	1,4	2,9	7,1	14,3
50 procent kostnadsöverskridande	2,1	4,3	10,7	21,4
100 procent kostnadsöverskridande	2,9	5,7	14,3	28,6

Anm.: Antaget ett jämnt fördelat investeringsbehov över en konstruktionsperiod om 7 år. Investeringskostnaden utan kostnadsöverskridande enligt referensscenariots antagande om 80 miljoner kronor per installerad MW.

Ovan redovisas det totala investeringsbehovet av eget kapital i projektbolaget. Investeringsbehovet för den enskilde investeraren beror bland annat på investeringsutrymme och investeringsstrategi. Exempelvis kan ett större energibolag vilja ha en majoritetsandel för att ha möjlighet att aktivt styra projektet medan andra investerare föredrar en minoritetsandel. Utifrån diskussioner med aktörer inom kärnkraftsindustrin bedömer utredningen det som sannolikt att projektbolaget, åtminstone under konstruktionsfasen, kommer ha ett fåtal strategiska investerare snarare än många små minoritetsinnehav.

Det har inte varit möjligt för utredningen att göra en detaljerad analys av vilken andel eget kapital som ryms inom investeringsbudgeten för potentiella investerare i ny kärnkraft. Frågan är komplex och beror bland annat av hur investeringen i ny kärnkraft påverkar investerarens befintliga verksamhet och dess kassaflöden samt skuldsättning. Beroende på projektets storlek och ägarandel kan investeringar i ny kärnkraft potentiellt ha en påverkan på ägarbolagens kreditrating.<sup>276</sup> Utredningens bedömning är dock att den föreslagna andelen om 25 procent eget kapital bör vara förenlig med att ett större energibolag går in med en majoritetsandel i projektbolaget. En mer detaljerad analys av kapitalstrukturen och dess påverkan på investerarens befintliga verksamhet kommer att vara nödvändig i ett senare skede utifrån det enskilda projektets förutsättningar.

#### 9.6.4 Parametersättning för differenskontrakt

Utgångspunkten för parametersättningen av differenskontraktet är att ge projektbolagets ägare en tillräckligt hög avkastning på eget kapital för att få till stånd investeringar i ny kärnkraft. Utredningens bedömning är att detta innebär ett lösenpris som ligger över det förväntade elpriset. Att lösenpriset är högre än vad scenarioanalyser för framtida elpriser pekar på kan motiveras ur ett samhälls-ekonomiskt perspektiv av de externa nyttor som inte reflekteras fullt ut i dagens prissignaler. Tabell 9.7 sammanfattar utredningens föreslagna parametervärden för differenskontraktet.

**Tabell 9.7** Utredningens förslag på parametervärden för differenskontrakt

Parameter	Namn	Värde
Lösenpris	$X$	80 öre/kWh i 2023 års prisnivå
Löptid	$Y$	40 år från planerad rutinmässig driftstart
Ikraftträdande	$Z$	Vid rutinmässig driftstart
Referenskapacitet	$Q$	89 procent <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Inledande värde, ersätts senare med ett glidande medelvärde av faktiskt uppnådd kapacitetsfaktor för timmar med positiva priser på elmarknaden. Se tidigare avsnitt om prissäkringsavtal.

<sup>276</sup> Ratinginstituten väger bland annat in finansiella mått såsom FFO/Skuld och Skuld/EBITDA vilka påverkas negativt under konstruktionsfasen då kärnkraftsprojektet inte bidrar med operativa kassaflöden men däremot högre skuldsättning.



## Förväntat utfall i referensscenariot

En central aspekt i en investerares bedömning av ett projekt är projektets uppskattade internränta (IRR)<sup>277</sup>. Hur IRR förhåller sig till WACC utgör ett beslutskriterium för investeraren och avgör om investeringen blir av. Om IRR understiger WACC bedöms inte investeringen som lönsam. Om det finns alternativa investeringar med en högre IRR kommer de, allt annat lika, att väljas framför investeringar i ny kärnkraft. WACC ges av kostnaden för, och de relativa andelarna av, lånat och eget kapital. Givet en kostnad (ränta) för lånat kapital och en fix kapitalstruktur avgörs WACC av projektbolagets ägares avkastningskrav på eget kapital. Avkastningskravet på eget kapital är okänt för alla utom investeraren själv och bedöms i förhållande till de uppskattade riskerna i projektets kassaflöden, vilka i sin tur påverkas av hur investeraren prissätter säkerheten från finansierings- och riskdelningsmodellen.

Utredningens förslag om ett differenskontrakt med lösenpris om 80 öre/kWh och en löptid om 40 år leder i referensscenariot till en real IRR för projektet om 4 procent sett över hela investeringsperioden. Avkastningen till eget kapital kommer att variera över investeringsperioden beroende på kapitalstruktur och kostnaden för lånat kapital. Kapitalstrukturen är, förutsatt att låneramen nyttjas fullt ut, känd under konstruktionsfasen och uppgår till 75 procent lånat kapital och 25 procent eget kapital. Givet att projektbolaget värderas med antagande om en real WACC på 4,0 procent efter rutinmässig driftstart, beräknar utredningen den förväntade reala avkastningen till eget kapital under konstruktionsfasen till 12,5 procent.<sup>278</sup>

Den förväntade avkastningen till eget kapital under driftfasen kommer bland annat att påverkas av vad som vid det tillfället är en optimal kapitalstruktur. Mot bakgrund av kapitalstrukturen som kan observeras för europeiska energibolag idag är det rimligt att förvänta sig att andelen eget kapital i projektbolaget kommer behöva vara högre än 25 procent för att kunna attrahera marknadsfinansiering till rimliga villkor. I utredningens indikativa WACC-beräkning med ett

<sup>277</sup> IRR beräknas som den diskonteringsränta som vid investeringsbeslutet ger noll nettonuvärde av projektbolagets fria kassaflöden till eget och lånat kapital (FCF).

<sup>278</sup> Den beräknade avkastningen motsvarar den avkastning som skulle erhållas om ägarna kan avyttra aktierna i projektbolaget till det uppskattade marknadsvärdet vid värderingstillfället. Alternativt behålls aktierna och motsvarande avkastning realiseras i stället över tid genom att ta del av framtida vinster (och utdelningar) med samma nettonuvärde som marknadsvärdet.

antagande om 50 procent lånat kapital uppskattas den reala avkastningen till eget kapital till 6,5 procent under driftfasen. Om projektbolaget kan bära en högre skuldsättning (än 50 procent lånat kapital) eller erhålla en lägre ränta (än 2,5 procent realt) kommer det allt annat lika ge en högre avkastning till eget kapital under driftfasen, och vice versa.

## Känslighetsanalyser

Nedan redovisas känslighetsanalyser för hur avkastningen till eget kapital under konstruktionsfasen påverkas när antaganden för indata varierar. Beräkningen av avkastning till eget kapital går till på följande sätt:

1. Antagandena i referensscenariot varierar, exempelvis med avseende på konstruktionskostnaden.
2. En kassaflödesvärdering görs med beräkningsmodellen för att uppskatta värdet av eget kapital i projektbolaget givet antaganden om intäkter, kostnader och WACC vid värderingstillfället.
3. Avkastning till eget kapital beräknas genom iterativ målsökning till dess att investerat eget kapital i projektbolaget uppgår till det uppskattade marknadsvärdet vid värderingstidpunkten.

Avkastningen som redovisas nedan avser den som erhålls utan risk- och vinstdelningsmekanismen. I de fall avkastningen hamnar utanför avkastningsintervallet som ges av de nedre- och övre tröskelvärdena kommer risk- eller vinstdelningsmekanismen att aktiveras. Dessa utfall markeras i känslighetsanalysen och redogörs för mer utförligt i senare avsnitt som särskilt analyserar risk- och vinstdelningsmekanismen.

### *Lösenpris och löptid i differenskontraktet*

Tabell 9.8 illustrerar hur avkastningen till eget kapital fram till värderingstidpunkten påverkas av olika val för parametrarna för lösenpris och löptid i differenskontraktet.

**Tabell 9.8 Förväntad real avkastning på eget kapital fram till värderingstidpunkten för olika löptider och lösenpris**

Procentuell årlig avkastning på eget kapital

Löptid och lösenpris	60 öre per kWh	70 öre per kWh	80 öre per kWh	90 öre per kWh
30 år	-12,7 % <sup>1</sup>	2,0 %	10,5 %	16,6 % <sup>2</sup>
40 år	-12,7 % <sup>1</sup>	3,4 %	12,5 %	18,8 % <sup>2</sup>
50 år	-12,7 % <sup>1</sup>	4,4 %	13,7 %	20,2 % <sup>2</sup>

<sup>1</sup> Riskdelningsmekanism aktiveras.

<sup>2</sup> Vinstdelningsmekanism aktiveras.

Med de förslagna parametervärdena (80 öre/kWh i 40 år) beräknas den förväntade avkastningen på eget kapital i referensscenariot till 12,5 procent. Avkastningen är känslig för variationer i lösenpris, vilket förklaras av en stor förändring av intäkterna med oförändrade kostnader. För en storskalig reaktor med installerad effekt om 1 250 MW med 89 procent tillgänglighet motsvarar en ökning av lösenpriset om 10 öre/kWh en intäktsökning på cirka en miljard kronor per år. Avkastningen är mindre känslig för val av löptid vilket beror på att kassaflödena bortom 30 år efter driftstart diskonteras kraftigt.

### *Förseningar och kostnadsöverskridande*

Tabell 9.9 illustrerar hur avkastningen på eget kapital fram till värderingstidpunkten påverkas av kostnadsöverskridande och förseningar jämfört med referensscenariot.

**Tabell 9.9 Förväntad real avkastning på eget kapital fram till värderingstidpunkten vid tid- och kostnadsöverskridanden**

Procentuell årlig avkastning till eget kapital

Förseningar och kostnadsöverskridanden	-25 %	0 %	25 %	50 %
-2 år	33,3 % <sup>2</sup>	16,5 % <sup>2</sup>	-0,8 % <sup>1</sup>	-24,3 % <sup>1</sup>
0 år	25,1 % <sup>2</sup>	12,5 %	-1,4 % <sup>1</sup>	-22,1 % <sup>1</sup>
2 år	20,0 % <sup>2</sup>	9,8 %	-1,8 % <sup>1</sup>	-20,9 % <sup>1</sup>
4 år	16,5 % <sup>2</sup>	8,0 %	-2,1 % <sup>1</sup>	-20,4 % <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Riskdelningsmekanism aktiveras.

<sup>2</sup> Vinstdelningsmekanism aktiveras.

Till följd av de stora fasta investeringskostnaderna för ny kärnkraft blir avkastningen känslig även för relativt modesta avvikelser mot referensscenariot. Projektbolaget har således starka incitament att hålla tid och budget för att erhålla en högre avkastning än den avkastning som ges av det nedre tröskelvärdet.<sup>279</sup>

Med de förslagna parametrarna för differenskontraktet ryms, allt annat lika, cirka 20 procent kostnadsöverskridande innan riskdelningsmekanismen förväntas träda in. Mot bakgrund av de kostnadsöverskridande som drabbat sentida europeiska kärnkraftsprojekt kan det inte uteslutas att riskdelningsmekanismen kommer att behöva aktiveras. Ett sätt att minska sannolikheten för riskdelning är att höja lösenpriset i differenskontraktet. Ett lösenpris om 90 öre/kWh skulle exempelvis innebära att ett kostnadsöverskridande om drygt 35 procent, allt annat lika, skulle rymmas innan riskdelningen aktiveras.<sup>280</sup> Lösenpriset i differenskontraktet är således en avvägning mellan sannolikheten att träda in i risk- eller vinstdelning och en högre kostnad för el i referensscenariot.

Utredningen menar att det, sett ur statens och elkonsumenternas perspektiv, kan vara rationellt att acceptera en relativt hög risk för riskdelning eftersom den till skillnad från differenskontraktet är temporär. I ett scenario där den oförstärkta riskdelningen är tillräcklig kommer det innebära ett 10 procent högre lösenpris, motsvarande 88 öre/kWh, under fem års tid. Om den förstärkta riskdelningen krävs innebär det ett 20 procent högre lösenpris, 96 öre/kWh, men alltjämt under en begränsad period.<sup>281</sup> Ett högre avtalat lösenpris i differenskontraktet varar däremot garanterat i 40 år vilket riskerar att bli en dyr försäkring mot kostnadsöverskridanden.

Därtill bör beaktas att de procentuella kostnadsöverskridande som kan observeras för tidigare kärnkraftsprojekt baserats på investeringsbudgetar som kraftigt underskattat de förväntade kost-

---

<sup>279</sup> Förseningars inverkan på avkastningen fram till värderingstidpunkten beror av flera faktorer, framför allt räntan på de statliga lånen. I räkneexemplet med 50 procent kostnadsöverskridande förbättras den genomsnittliga årliga avkastningen vid förseningar, medan den ackumulerade avkastningen är lägre till följd av fler år med negativ avkastning. Vid högre räntenivåer blir förseningar mer kostsamma. Med en real ränta på de statliga lånen om 1,0 procent, i stället för referensscenariots antagande om 0,5 procent, minskar den genomsnittliga årliga avkastningen med förseningar även vid 50 procent kostnadsöverskridande.

<sup>280</sup> I vilket fall det förväntade scenariot i stället skulle vara att träda in i vinstdelning.

<sup>281</sup> Se senare avsnitt om känslighetsanalyser för riskdelningsmekanismen som visar att den förstärkta riskdelningen förväntas återställa eget kapital över tröskelvärdet långt tidigare än differenskontraktets löptid.

naderna. Givet lärdomar från dessa projekt menar utredningen att de förväntade kostnader som ligger till grund för ansökan till att delta i finansieringsprogrammet bör vara väntevärdesriktiga.<sup>282</sup>

### *Variationer av driftkostnader*

Tabell 9.10 illustrerar hur avkastningen på eget kapital fram till värderingstidpunkten påverkas av bedömt högre förväntade driftkostnader vid värderingstillfället.

**Tabell 9.10 Förväntad real avkastning på eget kapital fram till värderingstidpunkten för olika antagande om driftkostnader**

Procentuell årlig avkastning på eget kapital

Driftkostnader	-25 %	0 %	25 %	50 %
Avkastning på eget kapital	16,1 % <sup>1</sup>	12,5 %	8,1 %	2,5 %

<sup>1</sup> Vinstdelningsmekanism aktiveras.

Som framgår av tabellen ryms, allt annat lika, relativt stora öknings av driftkostnader jämfört med referensscenariot utan att riskdelningsmekanismen aktiveras.

### *WACC som antas i värderingen*

Tabell 9.11 illustrerar hur den bedömda avkastningen på eget kapital fram till värderingstidpunkten påverkas av vilket antagande om WACC under driftfasen som ligger till grund för värderingen.

**Tabell 9.11 Förväntad real avkastning på eget kapital fram till värderingstidpunkten för olika antagande om WACC**

Procentuell årlig avkastning på eget kapital

WACC vid värderingstidpunkt	3,0 %	3,5 %	4,0 %	4,5 %	5,0 %
Avkastning på eget kapital	20,8 % <sup>1</sup>	16,7 % <sup>1</sup>	12,5 %	8,0 %	3,2 %

<sup>1</sup> Riskdelningsmekanism aktiveras.

<sup>282</sup> Dessutom ger riskdelningsmekanismen projektbolaget incitament att inkomma med den bästa bedömningen av förväntade kostnader eftersom kostnadsöverskridanden över 50 procent ger en lägre avkastning i uppräknings av det nedre tröskelvärdet.

En värdering är ofrånkomligen förknippad med osäkerhet, särskilt vad gäller den diskonteringsränta (WACC) som appliceras. Enligt utredningens indikativa bedömning är det rimligt att förvänta sig att en real WACC med förhållandevis hög sannolikhet kommer att ligga inom ett intervall på en halv procentenhet från det på förhand uppskattade värdet (3,5–4,5 procent) och med mycket hög sannolikhet inom en procentenhet (3,0–5,0 procent). Allt annat lika bedömer utredningen det därför som osannolikt att riskdelningsmekanismen träder i kraft på grund av en högre än förväntad WACC vid värderingstillfället. Eftersom det föreslagna lösenpriset ger en förväntad avkastning som ligger relativt nära det övre tröskelvärdet är det mer sannolikt att inträda i vinstdelning än riskdelning.

### *Risikfri ränta*

Tabell 9.12 illustrerar hur avkastningen på eget kapital fram till värderingstidpunkten påverkas av variationer i den riskfria räntan. Två scenarier beräknas: ett med en tillfälligt högre eller lägre ränta under konstruktionsfasen, ett där den riskfria räntan bedöms vara permanent förändrad i nivå.<sup>283</sup>

**Tabell 9.12 Real avkastning på eget kapital fram till värderingstidpunkten för olika antagande om riskfri ränta**

Procentuell årlig avkastning på eget kapital

Real riskfri ränta	0,0 %	0,25 %	0,5 %	0,75 %	1,0 %
Risikfri ränta under konstruktionsfasen	13,1 %	12,8 %	12,5 %	12,1 %	11,8 %
Permanent skift av riskfri ränta	17,2 % <sup>1</sup>	15,3 % <sup>1</sup>	12,5 %	10,3 %	8,1 %

<sup>1</sup> Vinstdelningsmekanism aktiveras. I fallet med permanent skifte av den riskfria räntan förutsätts den angivna räntenivån gälla under hela konstruktions- och driftfasen.

En riskfri real ränta som är 0,5 procentenheter högre eller lägre under konstruktionsfasen får en förhållandevis liten påverkan för projektets avkastning. Detta förklaras av att konstruktionstiden (7 år i referensscenariot) är kort relativt drifttiden (60 år). Om den

<sup>283</sup> Skillnaden är att det första scenariot innebär en oförändrad WACC vid värderingstillfället (eftersom räntekostnaderna bedöms återgå till referensscenariots) medan det andra scenariot förutsätter ett permanent skifte som beaktas i WACC-beräkningen.

riskfria räntan däremot bedöms vara varaktigt förändrad vid värderingstillfället får det en stor effekt på avkastningen. Detta eftersom de förväntade kassaflödena under 60 år diskonteras med en lägre eller högre ränta i värderingen av projektbolaget.

### *Avkastning på eget kapital för varierande kapitalstruktur*

Tabell 9.13 illustrerar hur avkastningen på eget kapital under konstruktionsfasen, allt annat lika, varierar med olika andelar lånat och eget kapital.

**Tabell 9.13 Real avkastning på eget kapital fram till värderingstidpunkten vid olika antaganden om kapitalstruktur**

Procentuell årlig avkastning på eget kapital

Kapitalstruktur	10 % lånat kapital	25 % lånat kapital	50 % lånat kapital	75 % lånat kapital	90 % lånat kapital
Avkastning på eget kapital	4,5 %	5,2 %	7,3 %	12,5 %	23,2 % <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Vinstdelningsmekanism aktiveras.

Med utredningens förslag om 75 procent lånat kapital under konstruktionstiden blir den förväntade avkastningen på eget kapital 12,5 procent. Om denna skulle bestämmas till en lägre eller högre andel behöver andra parametrar i modellen justeras. En andel lånat kapital om 90 procent skulle exempelvis innebära en avkastning som mer god marginal överstiger det övre tröskelvärdet i risk- och vinstdelningsmekanismen. Allt annat lika motiverar det mindre förmånliga villkor för de statliga lånen och differenskontraktet.

Avkastningen på eget kapital under driftsfasen beror av vad som är en optimal kapitalstruktur efter övergången till marknadsfinansiering, vilket på förhand är okänt. En högre andel lånat kapital ger, givet en oförändrad ränta, en högre avkastning till eget kapital. Samtidigt förväntas räntan som privata långgivare kräver, till skillnad från de statliga lånen, öka med en högre andel lånat kapital. I utredningens referensscenario förutsätts att projektbolaget kommer att behöva ha en högre andel eget kapital (50 procent) för att kunna ersätta de statliga lånen med marknadsfinansiering till den antagna räntan (real riskfri ränta om 0,5 procentenheter samt en kredit-

riskpremie om 2 procentenheter). Med denna kapitalstruktur och räntenivå förväntas projektbolaget erhålla en real årlig avkastning till eget kapital om 6,5 procent under driftfasen. Om projektbolaget kan hålla en högre andel lånat kapital eller låna till en lägre ränta kommer det att ha en positiv påverkan på avkastningen till eget kapital.

### 9.6.5 Parametersättning för risk- och vinstdelning

Risk- och vinstdelningsmekanismen parametersätts för att skydda investerarna från de sämsta utfallen och ge staten och elkonsumenterna en uppsida i de bästa utfallen. Att avlasta investerare från risker under konstruktionsfasen har en dämpande effekt på avkastningskraven vilket leder till en lägre kostnad för att producera el från ny kärnkraft. Tabell 9.14 sammanfattar utredningens föreslagna parametervärden för risk- och vinstdelningsmekanismen.

**Tabell 9.14** Utredningens förslag på parametervärden för riskdelning

Parameter	Namn	Värde
Uppräkning nedre tröskelvärde (golv) för riskdelning	$a$	2 procent real årlig avkastning på insatt eget kapital
Ränta i förstärkt riskdelning	$r$	Statens finansieringskostnad för valda löptider
Ränta i förstärkt riskdelning	$R$	0 procent nominellt <sup>1</sup>
Lösenpris differenskontrakt i oförstärkt riskdelning	$I$	10 procent högre än avtalat lösenpris
Lösenpris differenskontrakt i förstärkt riskdelning	$L$	20 procent högre än avtalat lösenpris
Uppräkning övre tröskelvärde (tak) för vinstdelning	$v$	15 procent real årlig avkastning på insatt eget kapital
Ränta i vinstdelningsmekanism	$s$	Statens finansieringskostnad för valda löptider adderat 2 procentenheter
Lösenpris differenskontrakt i vinstdelningsmekanism	$K$	20 procent lägre än avtalad nivå

<sup>1</sup> Om statens finansieringskostnad understiger 0 procent nominell ränta i ett scenario för den förstärkta riskdelningen gäller i stället den räntan.

Parametersättningen för risk- och vinstdelningsmekanismen har utgått från ett antal kriterier och avvägningar. För det första menar utredningen att det är motiverat med ett brett intervall mellan det



nedre och övre tröskelvärde för att ge projektägaren incitament till effektivitet. Det nedre tröskelvärde ger en real avkastning i intervallet -2 till 2 procent beroende på storleken på ett eventuellt kostnadsöverskridande.<sup>284</sup> Det tar bort de sämsta utfallen för projektbolaget men ger en väsentligt lägre avkastning än ägarnas avkastningskrav. Avkastningen om 15 procent i beräkningen av det övre tröskelvärde låter projektbolaget behålla en betydande del av vinsterna vid gynnsamma projektutfall. Avkastning som överstiger denna delas med staten och elkonsumenterna genom vinstdelningsmekanismen.

För det andra behöver en avvägning göras mellan en låg sannolikhet för att träda in i riskdelning och att risken att villkoren i differenskontraktet bestäms alltför generöst. Som diskuterats i föregående avsnitt bedömer utredningen att det kan vara rimligt att acceptera en relativt hög sannolikhet för att träda in i riskdelning eftersom den pågår under en begränsad tid. I den oförstärkta riskdelningen är räntan på de statliga lånen desamma som under konstruktionsfasen och uppgår till statens finansieringskostnad för den valda löptiden. Den oförstärkta riskdelningen innebär således inte någon kostnad för staten. Lösenpriset ökar med 10 procent vilket innebär att kostnaden för kärnkraftsproducerad el ökar med 8 öre/kWh givet ett lösenpris om 80 öre/kWh i differenskontraktet. Den förstärkta riskdelningsmekanismen är betydligt mer kraftfull, särskilt vad gäller räntan på de statliga lånen som sätts till 0 procent nominellt. Lösenpriset ökar med 20 procent motsvarande 16 öre/kWh. Utredningen menar att en kraftfull förstärkt riskdelningsmekanism är nödvändig för att ge investerare visshet om att en marknadsmässig avkastning kommer att uppnås inom rimlig tid, även i de fall lönsamheten i projektet blivit mycket negativt påverkad. Vid varje värderingstillfälle prövas om den förstärkta riskdelningen är nödvändig eller om den oförstärkta är tillräcklig, vilket minskar risken för överkompensation från riskdelningen.

För det tredje bedömer utredningen att det krävs en kraftfull vinstdelningsmekanism för att ge en meningsfull uppsida för staten och elkonsumenten. Eftersom det nedre tröskelvärde räknas upp med 15 procent per år riskerar en för svag vinstdelning att inte hinna ge något större tillskott. I vinstdelningsmekanismen uppgår räntan

---

<sup>284</sup> Eftersom finansieringsmodellen har ett tak om 100 procents kostnadsöverskridande kommer avkastningen på det totala investerade beloppet vara låg men positiv.

på de statliga lånen till 2 procentenheter över statens finansieringskostnad och lösenpriset sänks med 20 procent, motsvarande -16 öre/kWh.

### **Förväntat utfall i referensscenariot**

Som redovisats i tidigare avsnitt är det förväntade utfallet att varken risk- eller vinstdelningen kommer att aktiveras. I referensscenariot beräknas den reala avkastningen på eget kapital under konstruktionsfasen att uppgå till 12,5 procent.

### **Känslighetsanalys**

Nedan redovisas känslighetsanalyser för när risk- eller vinstdelningsmekanismen aktiveras och hur länge den förväntas pågå, när indata varierar. Beräkningen går till på följande sätt:

1. Antagandena i referensscenariot varierar med avseende på konstruktionskostnad och förseningar.
1. En kassaflödesvärdering görs med beräkningsmodellen för att uppskatta värdet av eget kapital i projektbolaget givet antaganden om intäkter, kostnader och WACC vid värderingstillfället.
2. I de fall det uppskattade värdet av eget kapital vid värderingstillfället ligger utanför intervallet som ges av det nedre och övre tröskelvärdet aktiveras risk- eller vinstdelningsmekanismen.
3. För det aktuella scenariot uppskattas med hjälp av beräkningsmodellen hur många år som krävs av (oförstärkt eller förstärkt) riskdelning respektive vinstdelning för att återställa värdet av eget kapital i projektbolaget så att det ligger mellan det nedre och övre tröskelvärdet.

Känslighetsanalyserna görs för variationer av kostnadsöverskridande och förseningar samtidigt som alla andra värden hålls konstant. I praktiken är det sannolikt så att dessa variabler i viss mån samvarierar<sup>285</sup> med andra variabler vilket inte fångas av känslighets-

---

<sup>285</sup> Ett kostnadsöverskridande under konstruktionsfasen skulle exempelvis kunna bero på en generell prisuppgång på insatsfaktorer i kärnkraftsindustrin som även påverkar driftkostnaderna.

analysen. Utredningen bedömer att det kan vara motiverat att i ett senare skede komplettera känslighetsanalysen med scenarier som kombinerar variationer av flera variabler samtidigt.

### *Förseningar och kostnadsöverskridanden*

Tabell 9.15 illustrerar i vilka scenarier risk- eller vinstdelningsmekanismen aktiveras och hur länge den förväntas pågå för variationer av förseningar och kostnadsöverskridanden jämfört med referensscenariot. Vissa förenklingar har gjorts i analysen som behöver beaktas. För det första antas de totala investeringskostnaderna fördelas jämnt över konstruktionsperioden även i fall av kostnadsöverskridande. Ett mer sannolikt händelseförlopp är möjligen att projektet initialt fortlöper enligt budget, men att problem uppdragas en tid in i konstruktionsfasen varpå kostnaderna ökar. För det andra kan mycket stora kostnadsöverskridanden innebära att eget kapital i projektbolaget, baserat på den värdering som görs, bedöms vara lågt eller till och med negativt. Enligt bestämmelser i årsredovisningslagen och kompletterande normgivande redovisningsstandarder ska nedskrivningstest göras när det finns en indikation på värdenedgång. En möjlig konsekvens av ett nedskrivningstest är att aktiekapitalet i projektbolaget behöver återställas genom kapitaltillskott. Sådana aspekter har inte beaktats i känslighetsanalysen.

**Tabell 9.15 Förväntad återställningstid till tröskelvärde för risk- och vinstdelning vid kostnadsöverskridande och förseningar**

Antal år med risk- eller vinstdelning räknat från värderingstillfället

Förseningar och kostnadsöverskridanden	-25 %	0 %	25 %	50 %	100 %
-2 år	6 år (V)	-	1 år (R)	5 år (R*)	12 år (R*)
0 år	4 år (V)	-	1 år (R)	6 år (R*)	13 år (R*)
2 år	2 år (V)	-	1 år (R)	7 år (R*)	13 år (R*)
4 år	1 år (V)	-	2 år (R)	7 år (R*)	14 år (R*)
6 år	-	-	3 år (R)	7 år (R*)	14 år (R*)

Anm.: (V) innebär vinstdelning, (R) innebär riskdelning och – innebär att varken risk- eller vinstdelning behövs. (R\*) innebär att den förstärkta riskdelningsmekanismen är aktiverad under (delar av) perioden.

Först kan konstateras att den förstärkta riskdelningsmekanismen förväntas räcka för att hantera kostnadsöverskridanden om 25 procent inom tre år från värderingstidpunkten. För kostnadsöverskridande om 50 procent med varierande grad av förseningar krävs den förstärkta riskdelningsmekanismen under delar av perioden, men förväntas återställas till tröskelvärde inom en period på 5–7 år från värderingstidpunkten. För mycket stora kostnadsöverskridande motsvarande 100 procent över de förväntade kostnaderna krävs 14 år av riskdelning där merparten av perioden utgörs av förstärkt riskdelning.<sup>286</sup> Det bör här till noteras att antal år med riskdelning avser från första värderingstillfället, vilket innebär att scenarier med förseningar innebär en längre period av låg avkastning för projektbolagets ägare. Exemplet med 100 procent kostnadsöverskridande och 6 års försening innebär att projektbolaget förväntas gå ur riskdelningsfasen 29 år efter konstruktionsstart.<sup>287</sup>

Mot bakgrund av de förenklade antaganden som gjorts ska analysen ses som indikativ. En slutsats är dock att riskdelningsmekanismen förväntas vara tillräckligt kraftfull för att ge projektbolaget en låg men positiv avkastning även i scenarier med betydande kostnadsöverskridanden och förseningar.

---

<sup>286</sup> Att den totala förväntade riskdelningsperioden är i vissa fall är konstant för varierande grad av förseningar förklaras av att den förstärkta riskdelningen är aktiverad under en större del av perioden vid längre förseningar, men med en bibehållen konstant riskdelningsperiod. För fall med över 50 procent kostnadsöverskridanden erhåller överskjutande del negativ avkastning (enligt förslaget -2 procent realt). Detta har en viss dämpande effekt på återställningstiden för större kostnadsöverskridanden eftersom tröskelvärde inte räknas upp lika snabbt.

<sup>287</sup> Eftersom värderingen görs 2 år efter driftstart som infaller 13 år (7+6) efter konstruktionsstart och riskdelningen pågår i 14 år efter värderingstillfället.

# 10 Konsekvensanalys

## 10.1 Inledning

I detta kapitel analyseras konsekvenserna av den föreslagna finansierings- och riskdelningsmodellen med tillhörande differenskontrakt för de som investerar i ny kärnkraft. I linje med direktiven fokuserar konsekvensanalysen på hur modellen påverkar de offentliga finanserna, elmarknaden och elkonsumenterna. Även konsekvenser i övrigt för berörda myndigheter diskuteras.

## 10.2 Effekter på de offentliga finanserna

I detta avsnitt diskuteras den föreslagna finansierings- och riskdelningsmodellens effekter på de offentliga finanserna. Diskussionen fokuserar på hur modellen påverkar den offentliga sektorns finansiella sparande och statsskulden. Konsekvenser för statens budget diskuteras översiktligt. Avgörande för hur modellen bedöms påverka de offentliga finanserna är huruvida de investeringar som omfattas av modellen klassificeras som ingående i privat verksamhet eller i offentlig verksamhet. Klassificeringen bestäms av EU:s statistikmyndighet Eurostat. Avsnittet inleds därför med en diskussion kring principerna för denna klassificering. Det kan redan här nämnas att det råder stor osäkerhet kring hur kärnkraftsinvesteringar inom ramen för den föreslagna modellen kommer att klassificeras. Det råder även betydande osäkerhet kring vad det kostar att bygga ny kärnkraft. Därför redovisas beräkningar av modellens påverkan på de offentliga finanserna för de två alternativa klassificeringarna under två olika kostnadsantaganden. Avslutningsvis förs en kvalitativ diskussion om modellens effekter på statsbudgeten.

## 10.2.1 Offentlig eller privat verksamhet?

De offentliga finanserna redovisas enligt ett regelverk, de så kallade nationalräkenskaper, som bestäms av Eurostat och gäller för alla EU:s medlemsländer.<sup>288</sup> I Sverige är det SCB som sammanställer redovisningen, men den kan överprövas av Eurostat som har slutligt tolkningsföreträdare. Regelverket syftar till att statistiken ska vara jämförbar mellan länder och över tid. Statens budget, däremot, är ett verktyg för regering och riksdag att styra riket. Dess utformning bestäms nationellt och har delvis en annan omfattning och bygger delvis på andra principer.

Alla EU-länder lyder under den så kallade Stabilitets- och tillväxtpakten som är EU:s finanspolitiska ramverk. Pakten innehåller bland annat regler för hur stora underskott ett land får ha i de offentliga finanserna och hur stor den offentliga sektorns skuld får vara.<sup>289</sup> Ett viktigt syfte med nationalräkenskaper är därför att avgränsa vad som är offentlig verksamhet till skillnad från privat verksamhet. Utan en tydlig sådan avgränsning är risken att åtaganden och ekonomiska risker som egentligen bärs av den offentliga sektorn, och därmed i slutändan av framtida skattebetalare, inte redovisas tydligt som ett offentligt åtagande. Då är det också svårt för det politiska systemet att veta om de åtaganden som man totalt sett beslutar om är långsiktigt hållbara.

Det svenska inhemska finanspolitiska ramverket är mer restriktivt än EU:s ramverk, vilket innebär att verksamheter som kostnadsförs till offentlig sektor ska rymmas inom saldomålet i det svenska finanspolitiska ramverket och att Maastrichtskuldens utveckling styrs av det så kallade skuldankaret.<sup>290</sup>

Den föreslagna finansierings- och riskdelningsmodellen innebär en form av samverkan mellan parter som räknas till den offentliga

---

<sup>288</sup> Europeiska national- och regionalräkenskapssystemet (ENS 2010, på engelska ESA 2010). Som komplement till reglerna i ENS 2010 finns Eurostats guide för tillämpning av regelverket för offentlig sektor: Eurostat (2022). *Manual on Government Deficit and Debt – Implementation of ESA 2010*.

<sup>289</sup> Stabilitets- och tillväxtpakten anger att ett lands budgetunderskott inte får överstiga tre procent av BNP och att dess Maastrichtskuld inte får överstiga 60 procent av BNP.

<sup>290</sup> Sveriges finanspolitiska ramverk består av fyra restriktioner. Saldomålet eller överskotts-målet anger att den offentliga sektorns finansiella sparandet i genomsnitt ska uppgå till 1/3-dels procent av BNP över en konjunkturcykel. Skuldankaret anger att Maastrichtskulden på medellång sikt bör uppgå till 35 procent av BNP. Därtill finns det ett utgiftstak för staten och ett krav på att kommunerna och regionerna har balanserade budgetar. En parlamentarisk kommitté genomför för närvarande en översyn av det finanspolitiska ramverket och nivån på saldomålet. Utredningen ska vara klar den 15 november 2024.

sektorn respektive den privata sektorn. Effekterna av ett sådant samverkansprojekt för de offentliga finanserna beror i första hand på om projektet klassificeras till privat eller offentlig sektor enligt nationalräkenskaperna.

Eurostat har utvecklat principer och riktlinjer för hur projekt med både privat och offentlig inblandning ska behandlas statistiskt.<sup>291</sup> När det gäller projekt med samverkan mellan offentlig och privat sektor skiljer Eurostat på så kallad offentlig-privat samverkan (OPS) och koncessioner. Grundprincipen är att om investeringen i huvudsak slutfinansieras med offentliga medel är det en OPS, medan om slutfinansieringen sker med brukaravgifter är det en koncession. Den föreslagna finansierings- och riskdelningsmodellen innebär att kärnkraftsinvesteringar sannolikt i huvudsak slutfinansieras av elkonsumenterna. Det är därför troligt att kärnkraftsprojektet klassas som koncession. Eftersom ett projektbolag till viss del kan komma att skattefinansieras är dock denna bedömning osäker. Om projektet bedöms vara en koncession ökar sannolikheten för privat klassificering. Eurostats regelverk för både OPS och koncessioner kan därmed komma att bli aktuella.

Regelverket för nationalräkenskaperna (ENS 2010) är konstruerat för att avgöra hur verksamheter bedrivs och utifrån detta klassificera ett projekt till korrekt sektor. Utgångspunkten för klassificeringen är det ekonomiska ägarskapet, medan det juridiska ägarskapet spelar en underordnad roll. Den ekonomiske ägaren är den part som bär den största delen av risken och får den största delen av avkastningen som är förknippad med tillgången.

Utöver regelverket för nationalräkenskaperna finns det riktlinjer från Eurostat för den statistiska hanteringen av projekt med offentlig-privat samverkan.<sup>292</sup> De behandlar olika delar som är typiska för kontrakt mellan offentliga och privata aktörer samt redogör för hur de är relevanta för tillämpningen av reglerna, och om i så fall i vilken grad de påverkar klassificeringen av ett projekt. Eurostats riktlinjer beskriver också en metodologi som översiktligt går ut på att klassificering till offentlig sektor kan följa av antingen hög grad av offentlig involvering i ett enskilt kriterium eller av lägre grad av offentlig involvering i flera kriterier. Nedan listas ett urval av

---

<sup>291</sup> Resonemanget i denna del följer i stort betänkandet *Finansiering av infrastruktur med privat kapital?*, SOU (2017:13).

<sup>292</sup> Eurostat (2016). *A guide to the Statistical Treatment of PPPs*.

kriterier som bedöms vara särskilt relevanta för bedömningen av den föreslagna finansierings- och riskdelningsmodellen.

- Det krävs en väl specificerad riskfördelning under hela kontraktperioden. De tre mest centrala områdena som bedöms är konstruktionsrisk, risk för bristande uppfyllnad av kontrakt och efterfrågerisk. För klassificering till privat sektor är tumregeln att konstruktionsrisken och minst en av de två andra ska bäras av den privata aktören.
- Offentligt åtagande i finansieringen av ett projekt, i form av ägarandelar, långivning eller garantier, påverkar klassificeringen i olika grad beroende på storleken på åtagandet. Om det offentliga åtagandet i någon av dessa former uppgår till 50 procent eller mer av projektets byggkostnader klassificeras det automatiskt i offentlig sektor.
- Vid koncessionsavtal krävs en tydlig specificering av när den offentliga parten kan gå in med stöd till koncessionsinnehavaren. Om avtalet garanterar vissa minimiintäkter till koncessionsinnehavaren kan det anses som att den privata parten inte till fullo bär marknads- och konjunkturrisken, vilket i sin tur bedöms vara en betydande subvention som kan leda till klassificering i offentlig sektor.
- Vidare ska klassificeringen ta hänsyn till i vilken utsträckning den offentliga parten har ett inflytande över utformningen, kvaliteten, storleken och underhållet av tillgången samt vilka tjänster som ska produceras, till vem tjänsterna tillhandahålls och priset på de producerade tjänsterna.

Flera av kriterierna ovan tycks peka mot att projekten, om de bedöms vara OPS-projekt, kan komma att klassas som offentlig verksamhet. Samtidigt finns det kriterier som pekar mot privat klassificering. Oavsett om den föreslagna modellen betraktas som OPS eller som koncession, bedömer utredningen det vanskligt att på förhand avgöra till vilken sektor de kärnkraftinvesteringar som omfattas av modellen kommer att klassificeras. Den ursprungliga klassificeringen behöver inte heller gälla för hela projektets livslängd. Om avtalet omförhandlas eller om parternas respektive kontroll över projektet förändras under projektets livslängd kan



klassificeringen omprövas. Mot bakgrund av ovanstående beräknas nedan effekterna på de offentliga finanserna under bägge klassificeringsalternativen. I korthet påverkar klassificeringen bokföringen av de offentliga finanserna på följande sätt.

Oavsett klassificering medför en ökad statlig upplåning att statskulden ökar i motsvarande mån. Skillnaden rör i stället i vilken grad som projektets utgifter och inkomster påverkar den offentliga sektorns finansiella sparande.

Om projektet klassificeras till privat sektor kommer endast statens ränteutgifter och ränteinkomster att påverka det finansiella sparandet. Bolagets amorteringar av de statliga lånen när verksamheten är i drift redovisas enligt betalningsflödena och minskar den offentliga skulden i takt med att Riksgäldskontoret i sin tur kan amortera av lånen. Utlåning och amorteringarna påverkar dock inte det finansiella sparandet.

Den föreslagna finansierings- och riskdelningsmodellen inbegriper även ett prissäkringsavtal mellan kärnkraftsbolagen och staten. Under perioder när det genomsnittliga marknadspriset på el blir lägre än den avtalade prisnivån tillskjuter staten mellanskillnaden för en förutbestämd mängd el (se avsnitt 9.5.2). Den kostnad som uppstår för staten finansieras genom en skatt som är proportionell mot användningen av el. I de fall det genomsnittliga elpriset överstiger den avtalade prisnivån betalar kraftbolagen mellanskillnaden till staten och skatten sänks i motsvarande mån. Så länge det finns en sådan följsamhet mellan skatteintäkter och differensbetalningar har denna del av modellen ingen påverkan på det finansiella sparandet.<sup>293</sup> I fall skatten inte årligen justeras på nämnda sätt kan temporära effekter på det finansiella sparande uppträda.

Om projektet klassificeras till offentlig sektor kommer projektets alla investeringsutgifter att påverka det finansiella sparandet. Om projektet är klassificerat i offentlig sektor under hela eller delar av driftfasen skulle också projektets intäkter och kostnader under denna fas komma att bokföras som offentliga inkomster respektive utgifter. Projektets räntebetalningar till staten kommer då inte att påverka det finansiella sparandet, eftersom det under klassificeringen är ett betalningsflöde inom den offentliga sektorn. Ränte-

---

<sup>293</sup> Det ska noteras att i det fall projektet klassificeras som offentligt stärker/försvagar skattefinansieringen av differenskontraktet den offentliga sektorns sparande. Betalningarna mellan staten och bolaget sker då mellan två offentliga aktörer.

betalningar från offentliga aktörer (staten och projektbolaget) till privata aktörer påverkar dock sparandet.

Den föreslagna finansierings- och riskdelningsmodellen innebär dock att statens engagemang gradvis fasas ut. Utredningen bedömer därför att det under driftsfasen kommer att göras en statistisk omklassificering från offentlig sektor till privat sektor. När en sådan omklassificering kan tänkas ske är svårare att bedöma. Det förefaller dock som rimligt med en omklassificering när en betydande andel av de statliga lånen har amorterats.

### 10.2.2 Beräkningar av effekterna på de offentliga finanserna

Nedan presenteras två uppsättningar beräkningar över hur den föreslagna finansierings- och riskdelningsmodellen kan påverka de offentliga finanserna. I den första uppsättningen antas att kärnkraftsprojekten klassificeras i den privata sektorn. I den andra att de klassificeras som tillhörandes den offentliga sektorn.

Beräkningarna utgår från ett antaget kärnkraftsprogram om 5 000 MW bestående av fyra identiska typprojekt (se ruta för beskrivning av typprojektet). För varje klassificeringsalternativ beräknas effekterna på de offentliga finanserna dels under antagandet att utbyggnaden sker utan kostnads- eller tidsöverskridanden, dels under antagandet att det erfar 50 procent högre konstruktionskostnader.<sup>294</sup> Redovisningen fokuserar på hur programmet påverkar den offentliga sektorns finansiella sparande och statsskulden.

Det ska noteras att beräkningarna är partiella och därmed inte beaktar hur utbyggnad av ny kärnkraft eventuellt kan interagera med andra delar av ekonomin. Inte heller beaktas indirekta effekter på statens inkomster via bolagsbeskattningen och inkomstbeskattningen.

---

<sup>294</sup> Utbyggnaden kan även drabbas av tidsöverskridanden. Med den kapitalkostnad som kan bedömas följa den föreslagna finansierings- och riskdelningsmodellen bedöms tidsöverskridanden ha mer begränsade effekter på de totala kostnaderna (se figur 5.3 i kapitel 5 och tabell 9.9). Beräkningarna med 50 procent kostnadsöverskridande kan möjligen tolkas som utfallet av en något mindre kostnadsfördyring kombinerat med ett påtagligt tidsöverskridande.

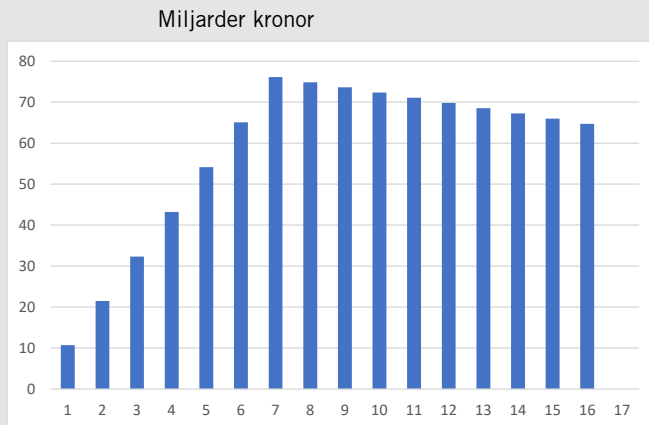
## Fördjupning

Typprojektet antas bestå av en reaktor om 1 250 MW. I linje med redovisningen i kapitel 5 antas bland annat att overnight-kostnaden uppgår till 80 miljoner kronor per MW (2023 års priser), att byggtiden är sju år och att byggkostnaderna ökar linjärt under konstruktionsfasen. I linje med diskussionen i kapitel 9 antas att differenskontraktet mellan staten och projektet har ett lösenpris om 80 öre per kWh och att det löper under 40 år från förväntad driftstart. Vidare antas att projektet finansieras till 25 procent genom eget kapital och till 75 procent genom statliga lån till en ränta lika med statens upplåningsränta (som reallt antas vara 0,5 procent). Under konstruktionsfasen betalar dock projektet inte ränta utan upplupen ränta läggs till lånebeloppen.

Projektet börjar betala ränta och amortera på sitt lån direkt efter driftstart, inledningsvis med 1/60 per år. Två år efter driftstart höjs räntan på det statliga lånet med 0,25 procentenheter per år, vilket ger projektbolaget incitament att med tiden växla över till marknadsfinansiering. Det antas att en fullständig sådan övergång sker tio år efter färdigställandet. Vid kostnadsöverskridanden gäller något andra förutsättningar, vilket förklaras nedan.

Figuren nedan illustrerar hur typprojektets statliga lån utvecklas över tid, från byggstart till slutamortering.

**Figur 10.1** Typprojektets statliga lån, 2023 års prisnivå



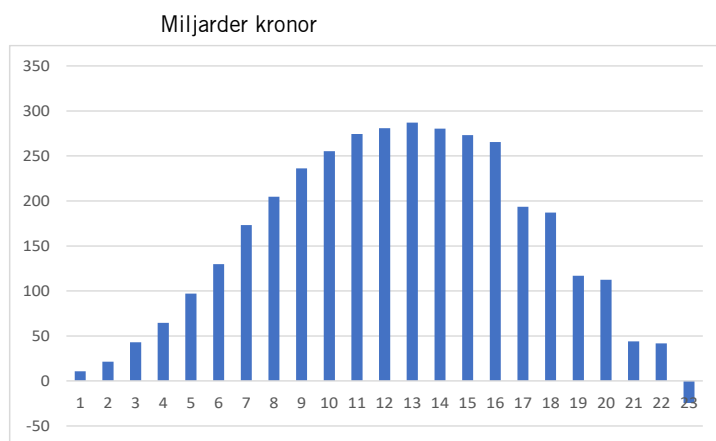
Källa: Egna beräkningar.

### 10.2.3 Effekter när investeringarna klassas som privata

#### *Konsekvenser för statsskulden*

Figur 10.2 illustrerar hur det antagna programmet påverkar statsskulden när inget av de fyra projekten erfar några fördyringar. Statens upplåning ökar inledningsvis i takt med att projektens byggkostnader ökar och att allt fler reaktorer byggs samtidigt samt de upplupna räntebetalningarna läggs till projektens skulder. När det första projektet är färdigställt och börjar betala ränta och amortera av sitt lån (så att staten kan amortera av sina lån) avtar öknings- takten. Upplåningen toppar kring 280–290 miljarder kronor (2023 års priser) tolv till fjorton år in i programmet. I takt med att projekten amorterar av på sina lån minskar statens upplåning. Statsskulden minskar även till följd av att projektbolagen under driftfasen betalar en ränta som överstiger statens upplåningsränta och därmed ger ett positivt bidrag till den offentliga sektorns sparande (se nedan). När projekten växlar över till marknadsfinansiering sker betydande amorteringar av statens lån (år 17, 19, 21 och 23). Efter 23 år är statens utlåning till programmet avslutad och programmet har då minskat statsskulden med 24 miljarder kronor varaktigt.<sup>295</sup>

**Figur 10.2** Programmet påverkan på statsskulden – ingen fördyring (2023 års priser)

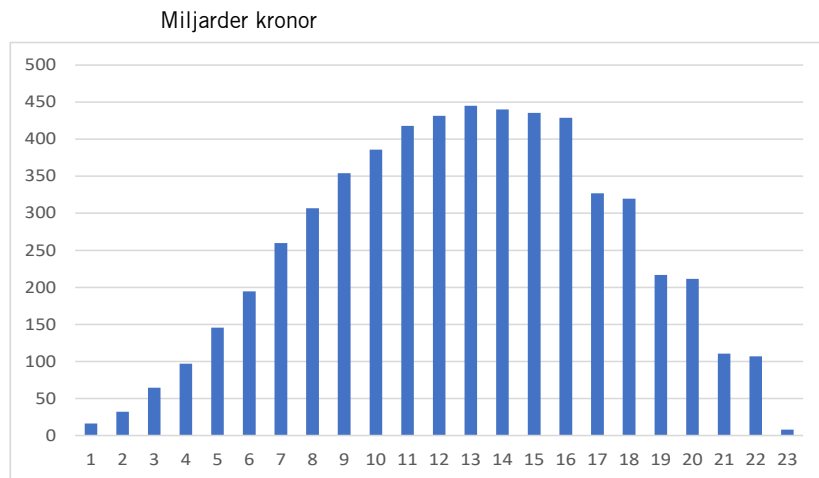


*Källa:* Egna beräkningar.

<sup>295</sup> Beloppet motsvarar summan av statens ackumulerade räntenetto under respektive projekts driftfas.

I fallet där konstruktionskostnaderna blir 50 procent högre än förväntat skulle upplåningen uppgå till cirka 400 miljarder kronor eller mer 11–16 år in i programperioden, se figur 10.3 nedan.<sup>296</sup>

**Figur 10.3** Programmetts påverkan på statsskulden – fördyring (2023 års priser)



Källa: Egna beräkningar.

I fallet med 50-procentig fördyring aktiveras modellens riskdelningsmekanismer, se avsnitt 9.5. Som beskrivs nedan utvecklas statens räntenetto i detta fall svagare. Det innebär också att den period under vilken respektive projekt ger staten ett positivt räntenetto krymper. Sammantaget innebär detta att programmet leder till en permanent höjning av statsskulden med cirka 8 miljarder kronor (2023 års priser).

### *Konsekvenser för den offentliga sektorns finansiella sparande*

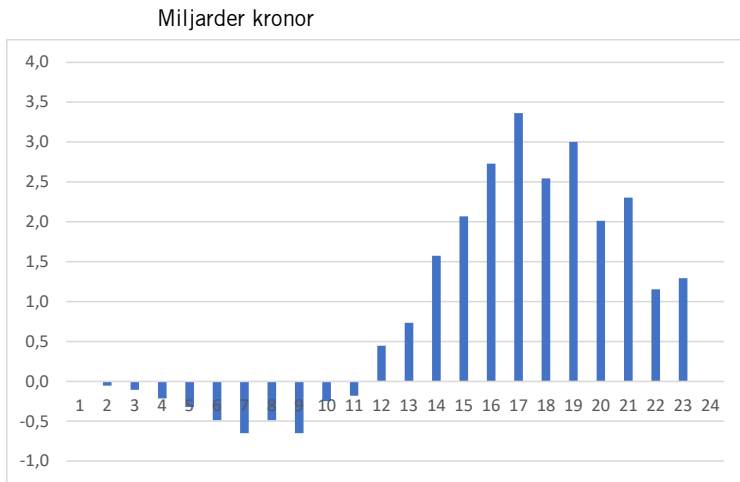
När kärnkraftsinvesteringarna klassificeras som privata begränsas programmets påverkan på den offentliga sektorns finansiella sparande till två variabler: statens ränteutgifter och ränteinkomster. Lån och amorteringar påverkar inte det finansiella sparandet.

<sup>296</sup> Fördyringen antas ske likformigt över konstruktionsfasen, varför upplåningens tidsprofil inte förändras nämnvärt.

Figur 10.4 illustrerar programmets påverkan på den offentliga sektorns finansiella sparande, givet frånvaron av fördyringar. Inledningsvis har staten bara ränteutgifter men i takt med att projekten lämnar konstruktionsfasen och kommer in i driftfasen samt börjar betala ränta på sina lån (och räntesatserna höjs) förstärks statens räntenetto.

Programmet som helhet försvagar det finansiella sparandet under de första elva åren, med som mest 650 miljoner kronor i 2023 års priser. Därefter stärker programmet det finansiella sparandet. Givet utredningens antaganden uppgår summan av den ackumulerade nettoförstärkningen under respektive projekts driftfas till 24 miljarder kronor. Detta innebär att programmet på lång sikt leder till en lägre statsskuld (se även figur 10.2).

**Figur 10.4** Programmets effekt på det finansiella sparandet vid privat klassificering – ingen fördyring (2023 års priser)



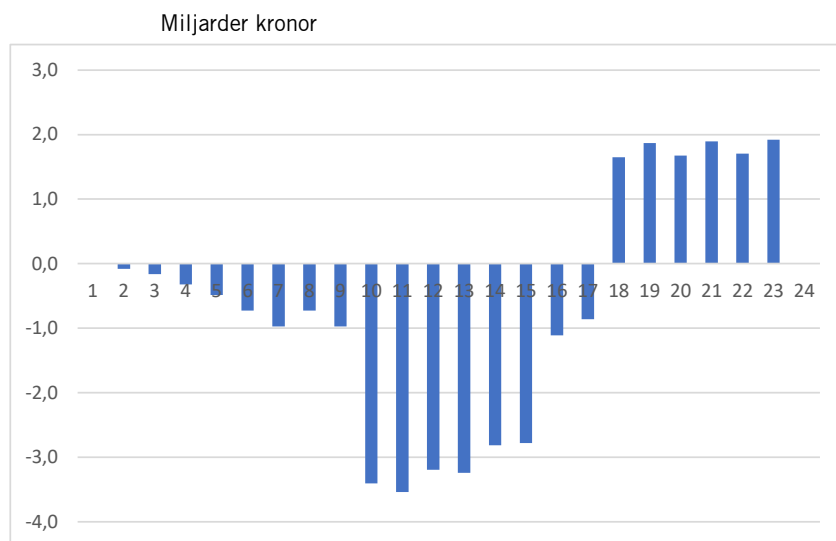
*Källa:* Egna beräkningar.

Figur 10.5 illustrerar programmets påverkan på det finansiella sparandet när utbyggnaden blir 50 procent dyrare än förväntat. Vid så pass stora fördyringar aktiveras finansieringsmodellens riskdelningsmekanismer (se avsnitt 9.5). Både den oförstärkta riskdelningen och den förstärkta riskdelningen verkar genom temporära höjningar av lösenpriset i prissäkringskontraktet och sänkningar av den ränta projekten betalar på de statliga lånen. Så länge skatten

justeras så att det råder följsamhet mellan statens skatteintäkter och statens prissäkringsbetalningar till bolagen, påverkar inte en höjning av lösenpriset det finansiella sparande. Justeringarna av statens utlåningsränta gör däremot det.

I det antagna fallet innebär den förstärkta riskdelningen att respektive projekt möter en negativ (real) ränta det tredje och fjärde året in i sin driftfas. Under de därpå följande fyra åren betalar projektet en ränta motsvarande statens finansieringskostnad. Därefter får projektet betala ränta enligt ursprunglig plan. Sammantaget försvagas det finansiella sparandet kraftigt tio till femton år in i programmet. Vidare förkortas den period respektive projekt ger staten ett positivt räntenetto. Sammantaget innebär det att programmets ackumulerade effekt på det finansiella sparandet också under projektens driftfaser blir negativt, minus 8 miljarder kronor (2023 års priser). Det negativa nettot hänger samman med att den förstärkta riskdelningen aktiveras. För mindre kostnadsöverskridanden som endast leder till att den oförstärkta riskdelningen aktiveras kommer räntenettet bli positivt och statsskulden lägre på längre sikt

**Figur 10.5** Programmetts effekt på det finansiella sparandet vid privat klassificering – fördyring (2023 års priser)



Källa: Egna beräkningar.

## 10.2.4 Effekter när investeringarna klassas som offentliga

Som redogjorts för ovan påverkar inte projektens klassificering statsskulden. Figur 10.2 och figur 10.3 ovan illustrerar därför hur den föreslagna modellen påverkar statsskulden även när projektbolagen klassas som offentliga verksamheter. Klassificeringen påverkar i detta fall hur projektens utgifter och inkomster träffar det finansiella sparandet.<sup>297</sup> Nu ska – enligt diskussionen ovan – projektens alla utgifter bokföras som offentliga. För ovan beskrivna typprojekt innebär det att dess investeringsutgifter bokförs som offentliga utgifter, vilket försvagar det finansiella sparandet med drygt 14 miljarder kronor per år de första sju åren, utöver den försvagning som följer av att staten under denna period har ett negativt räntenetto.

Hur typprojektet påverkar det finansiella sparandet under driftfasen är mer oklart, främst för att det är sannolikt att, men osäkert när, en omklassificering kommer att ske. När projektet klassas som offentligt kommer det under driftfasen generellt sett att stärka den offentliga sektorns finansiella sparande eftersom projektbolagets inkomster från försäljningen av el överstiger dess utgifter. År med stora reinvesteringar kan dock innebära en försvagning av sparandet. Räntebetalningarna från projektbolaget till staten är interna och påverkar nu inte den offentliga sektorns finansiella sparandet. Räntebetalningar från projekten till privata aktörer gör det dock.

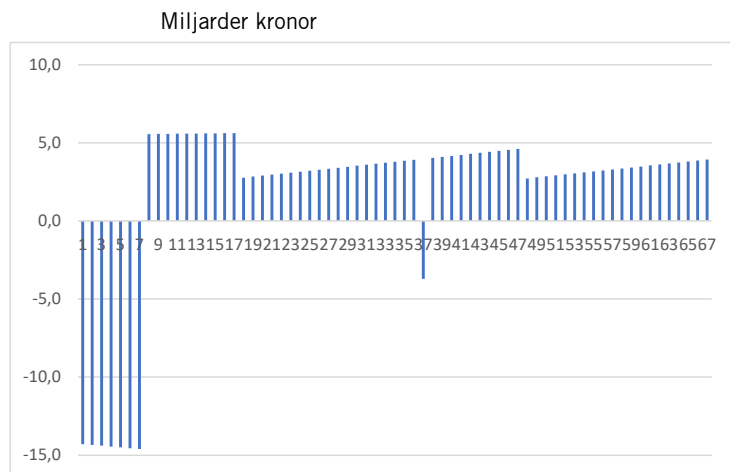
Figur 10.6 illustrerar typprojektets påverkan på det finansiella sparandet, givet att det under hela sin livslängd klassificeras som offentlig verksamhet.

---

<sup>297</sup> På grund av de stora statistiska oklarheter som råder kring hur Maastrichtskulden skulle påverkas av att projekten klassificeras som offentliga fokuserar diskussionen nedan enbart på hur en sådan klassificering påverkar den offentliga sektorns finansiella sparande.



**Figur 10.6** Typprojektets påverkan på det finansiella sparandet vid offentlig klassificering (2023 års priser)



Källa: Egna beräkningar.

Under konstruktionsfasen försvagar projektet det finansiella sparandet då investeringsutgifterna räknas som offentliga utgifter. Under driftsfasen, räknas bolagets försäljningsintäkter minus dess rörliga kostnader som offentliga nettoinkomster och sparandet stärks. När projektet år 17 växlar över till marknadsfinansiering försvagas den offentliga sektorns finansiella sparande. Anledningen är att den ränta (det offentligt klassade) bolaget betalar till marknaden är högre än den upplåningskostnad staten undslipper genom omläggningen från statlig till privat finansiering. I takt med att projektbolaget amorterar av på sina privata lån och räntebetalningarna minskar samtidigt som försäljningsintäkterna är oförändrade, ökar projektets bidrag till sparandet. År 37 sker en stor reinvestering, som innebär en temporär försvagning av sparandet. År 47 avslutas prissäkringsavtalet mellan staten och projektbolaget. Elkunderna betalar fortfarande marknadspriset på el, men behöver inte längre betala den höjning av den skatt som finansierade prissäkringsbetalningen till bolaget. Den offentliga sektorns inkomster minskar i motsvarande mån.

Sammantaget över kärnkraftverkets driftfas förstärks den offentliga sektorns finansiella sparande med 226 miljarder kronor (2023 års priser). Det ska dock sägas att beräkningarna vilar på det realistiska antagandet att projektet skulle klassas som offentlig verksamhet

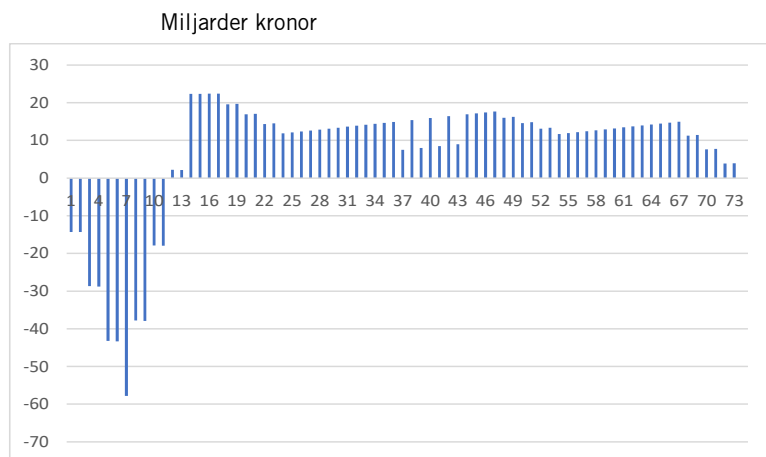
under hela kärnkraftverkens livslängd, även efter att statliga lån har amorterats av och prissäkringskontraktet avslutats. De stora finansiella överskott som uppkommer under driftsfasen är medel som projektbolagets ägare förfogar över och är inte möjliga att använda för att till exempel finansiera sedvanliga statliga utgifter. Under driftsfasen framstår därför en offentlig klassificering som orimlig. Hur statistikmyndigheterna på ett konsistent sätt ska hantera en offentlig klassificering är därför utmanande.

Att redovisa hur det finansiella sparandet påverkas på programnivå är mer komplicerat och osäkert. De första projekten i programmet har gått in i driftsfas och genererar intäkter samtidigt som de senare projekten är i konstruktionsfas. Det är inte osannolikt att en situation skulle uppstå där några projekt klassas som privata samtidigt som andra klassas som offentliga.

Genom att anta att ingen omklassificering sker under anläggningarnas livstid är det möjligt att beräkna hur det finansiella sparandet påverkas av programmets utgifter och som inkomster.

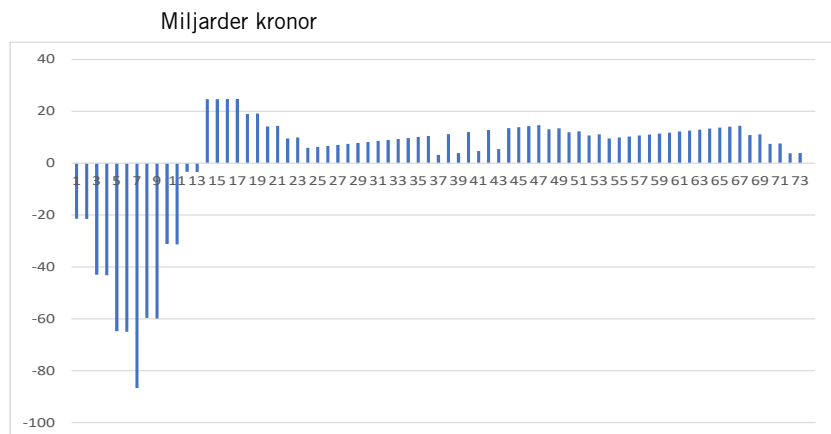
Figur 10.7 och visar resultaten av dessa beräkningar, givet förändringar respektive att programmet erfar en förändring om 50 procent. Eftersom osäkerheten är betydande – inte minst rörande den statistiska klassificeringen – måste siffrorna tas med en stor nypa salt.

**Figur 10.7** Programmetts påverkan på det finansiella sparandet vid offentlig klassificering – ingen förändring (2023 års priser)



Källa: Egna beräkningar.

**Figur 10.8** Programmetts påverkan på det finansiella sparandet vid offentlig klassificering – fördyring (2023 års priser)



Källa: Egna beräkningar.

Under bägge kostnadsantagandena sker det under konstruktionsfasen, en betydande försvagning av det finansiella sparandet. När kärnkraftverken börjar producera och sälja el förstärks sparandet. Profilen över programmets bidrag till det finansiella sparandet under driftfasen förklaras av projektbolagens övergång till marknadsfinansiering (försvagningen under åren 17–23), reinvesteringar (åren 37–43) och av att prissäkringskontrakten avslutas (åren 47–54). Efter år 67 stängs anläggningarna med två års mellanrum. Summan av projektens ackumulerade förstärkning av det finansiella sparandet under driftfasen kan beräknas till drygt 903 miljarder kronor för fallet utan fördyring och till knappt 758 miljarder kronor för fallet med fördyring.<sup>298</sup>

Utredningen bedömer det som helt orimligt att kärnkraftsprogrammet under projektens hela livstid klassificeras till den offentliga sektorn och att en omklassificering därför kommer att ske om projekten inledningsvis klassas till den offentliga sektorn. Påverkan på det finansiella sparandet blir då stort under byggfasen. I räkneexemplet utan kostnadsöverskridanden försvagas det finansiella sparandet ett enskilt år som mest med nästan 60 miljarder kronor i 2023 års prisnivå. Den stora negativa påverkan beror på att

<sup>298</sup> I dessa räkneexempel har det antagits att ingen vinstutdelning sker till bolagets ägare. I den mån en sådan sker så minskar förstås det finansiella sparandet.

flera projekt pågår samtidigt. I händelse av kostnadsöverskridanden för alla projekt med 50 procent är den största försvagningen i räkneexemplet cirka 87 miljarder kronor i 2023 års prisnivå.

### **10.2.5 Konsekvenser för statens budget**

Staten bedöms finansiera utlåningen till projektbolagen genom att ta upp lån direkt i Riksgäldskontoret. För detta bör kreditrisken vara låg. Det har i budgetlagens förarbeten angetts att kreditrisken inte bör överstiga 20 procent.<sup>299</sup> Lån som tas upp direkt i Riksgäldskontoret utgör inte utgifter under utgiftstaket. Staten ska dock göra avsättningar för förväntade förluster. Dessa anslagsfinansieras och är takbegränsade utgifter. Avsättningar för förväntade förluster fonderas inte. Statsskulden påverkas därför inte.

Skulle lånen i stället finansieras genom anslag så ligger dessa under utgiftstaket. Lånen utvecklas i takt med byggkostnaderna. Staten har ingen kontroll över hur ett projektbolag fördelar byggkostnaderna över tid vilket kan tvinga staten att parera oväntat höga utgifter för byggande av nya reaktorer med utgiftsminskningar inom andra områden för att utgiftstaket inte ska riskera att överskridas. Ingen avsättning för förväntade förluster görs för anslagsfinansierade lån.

Understiger marknadspriset på el det lösenpris som stipuleras i differenskontraktet ska kompensation ges till stödberättigade företag. Detta stöd ska anslagsfinansieras och är en takbegränsad utgift. Överstiger marknadspriset lösenpriset redovisas statens inkomst på en inkomstittel.

## **10.3 Effekter på elsystemets kostnader**

I detta avsnitt diskuteras hur utredningens förslag på finansierings- och riskdelningsmodell för ny kärnkraft påverkar elsystemets kostnader. Den föreslagna modellen är tänkt att omfatta investeringar i ny kärnkraft motsvarande 4 000–6 000 MW installerad effekt. Det antas att kärnkraftsinvesteringar därefter kan ske på marknads-

---

<sup>299</sup> Proposition 2010/11:40, s. 150.

mässiga grunder och att detta är en konsekvens av den föreslagna modellen.

Eftersom det tar lång tid att bygga ny kärnkraft behöver uppskattningar av effekterna av utredningens förslag bygga på en jämförelse mellan kostnaden för att producera minst 300 TWh år 2045 med det elsystem som kan antas följa av utredningens förslag och kostnaden för ett elsystem utan utredningens förslag. Annorlunda uttryckt: vilket av dessa elsystem kan till lägst samhälls-ekonomisk kostnad uppnå regeringens planeringsmål för år 2045?

Konsekvensanalysen bygger i huvudsak på tidigare genomförda studier och scenarioanalyser. Detaljerna i de olika studierna skiljer sig något men analysen beaktar i möjligaste mån dessa skillnader.

Vad gäller produktionsmixens utveckling är analysen från Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys ett underlag.<sup>300</sup> Denna studie omfattar bland annat två så kallade elektrifieringsscenarier vilka möter regeringens planeringsmål. I det ena avvecklas befintlig kärnkraft i takt med att anläggningarnas livslängd nås och regeringens planeringsmål uppfylls genom en kraftig utbyggnad av land- och havsbaserad vindkraft (Elektrifiering förnybart, EF). I det andra scenariot förlängs livslängden i befintlig kärnkraft, samtidigt som det investeras i både ny kärnkraft och land- och havsbaserad vindkraft (Elektrifiering planerbart, EP), se tabell 10.1.

I EP scenariot producerar kärnkraften 110 TWh år 2045. Under antagandet att livstidsförlängda verk svarar för cirka 50 TWh skulle omkring 60 TWh komma från nya verk, vilket är mer än produktionen från de anläggningar som omfattas av den föreslagna modellen.<sup>301</sup> Som nämnts betraktas hela utbyggnaden ändå som en följd av modellen. Produktionen från livstidsförlängda kärnkraftverk kan dock inte ses som en följd av modellen. Scenarierna EP och EF uppvisar därför större skillnader än vad som kan anses vara effekter av den föreslagna modellen. Av detta skäl dras i diskussionen nedan i huvudsak enbart kvalitativa slutsatser från jämförelserna mellan dessa scenarier.

---

<sup>300</sup> Svenska kraftnät (2024a). *Långsiktig marknadsanalys*.

<sup>301</sup> Med 89 procent tillgänglighet skulle de 5 000 MW som omfattas av modellen producera omkring 39 TWh.

**Tabell 10.1 Elmarknadsscenarier från Svenska kraftnäts Långsiktig marknadsanalys**

TWh

	FM 2025	EP 2035	EF 2035	EP 2045	EF 2045
Vattenkraft	69	69	69	68	67
Kärnkraft	51	75	50	110	0
Övrig termisk	14	15	14	16	14
Vindkraft hav	1	10	18	24	67
Vindkraft land	53	81	102	96	170
Solkraft	4	9	13	16	22
<b>Total produktion</b>	<b>191</b>	<b>260</b>	<b>266</b>	<b>331</b>	<b>342</b>

Anm. FM står för scenariot Färdplaner mixat, EF för Elektrifiering förnybart och EP Elektrifiering planerbart.

Källa: Svenska kraftnät (2024a).

I bägge scenarierna byggs vindkraften ut kraftigt. För landbaserad vind handlar det om nästan en fördubbling till 2045 i EP-scenariot jämfört med den bedömda situationen 2025. Andelen vindkraft år 2045 uppgår till 69 procent respektive 36 procent. En jämförelse mellan scenarierna EF och EP för år 2045 visar på att kärnkraftsinvesteringar (förlängning av befintlig och ny) motsvarande 110 TWh ersätter cirka 117 TWh vindkraftsproduktion. Det bör noteras att utan kärnkraftsinvesteringar finns det ingen kärnkraft från mitten av 2040-talet. Med enbart investeringar i livstidsförlängning finns det ingen kärnkraft från omkring 2060.

Vilken utvecklingsväg elsystemet tar får konsekvenser för dess kostnader. Elnätets kostnader består av produktionskostnader, kostnader för systemdrift, kostnader för flexibilitet och nät-kostnader.

Flera studier påvisar att det på anläggningsnivå kostar mer att producera el med kärnkraft jämfört med andra kraftslag.<sup>302</sup> Hur stora skillnaderna är beror på en stor mängd förhållanden, däribland vilken finansierings- och riskdelningsmodell som antas för kärnkraften. Med utredningens förslag kan den genomsnittliga produktionskostnaden för ny kärnkraft bedömas uppgå till 80 öre per kWh.<sup>303</sup>

<sup>302</sup> Se exempelvis Energiforsk (2021a) *El från nya anläggningar* eller NEA/IEA (2020), *Projected Costs of Generating Electricity 2020*.

<sup>303</sup> Bedömningen utgår från att modellens prissäkringsavtal ger kärnkraftsbolaget en intäkt på 83 öre per kWh i 40 år vid en capture rate på 1,05. Att detta avtal löper på kortare tid än anläggningens livslängd talar för att detta är en överskattning. Sammantaget får 80 öre per kWh anses vara en rimlig bedömning.

Antas det att motsvarande kostnad för landbaserad vindkraft uppgår till 40 öre per kWh, skulle ny kärnkraft motsvarande 60 TWh, allt annat lika, öka den genomsnittliga elproduktionskostnaden (öre per kWh) med omkring 7 öre, förutsatt att det är landbaserad vindkraft som ersätts.<sup>304</sup> Eftersom olika kraftslag bidrar i olika grad med förmågor till elsystemet, utöver sin produktion av elenergi (kWh), är det dock inte nödvändigtvis så att anläggningar med lägre genomsnittlig produktionskostnad ger lägre systemkostnad.

Kärnkraft bidrar med planerbar produktion (som underlättar effektiv systemdrift), rotationsenergi (som underlättar frekvenshållningen) och reaktiv effekt (som kan bidra till att hålla nätets spänning på rätt nivå).<sup>305</sup> Samtliga aspekter utgör förutsättningar för ett fungerande elnät. Vindkraftens och solkraftens produktion är väderberoende och därmed inte planerbar, något som ökar kraven på andra delar av elsystemet.

För att kunna hålla balans mellan användning och produktion också när det inte blåser, krävs flexibilitet i annan produktion, handeln med andra elområden, elanvändningen och/eller genom energilagring. Sådan flexibilitet kostar.

Systemoperatören Svenska kraftnät behöver även säkra resurser för att upprätthålla säker systemdrift och överföringskapaciteterna mellan elområdena inom landet och över transmissionsförbindelserna till andra länder. Idag utgörs dessa resurser främst av planerbara kraftslag. Utöver detta ska förmågor kopplade till riskberedskap och systemåterställning säkras, såsom så kallad ö-nätdrift och så kallad dödnätstart.<sup>306</sup>

Kärnkraft och vindkraft skiljer sig åt även vad gäller behovet av nätutbyggnad. Lokaliseringen av vindkraftsproduktion bestäms utifrån vindlägen, vilka ofta är perifera, medan kärnkraften kan placeras närmare förbrukningen.

Nedan diskuteras vad investeringar i ny kärnkraft – motsvarande 60 TWh – betyder för elsystemets samlade kostnader, relativt fallet där vindkraft svarar för motsvarande produktion när den totala elproduktionen ligger över 300 TWh.

---

<sup>304</sup> Med 60 TWh blir merkostnaden för elproduktionen 24 miljarder kronor i 2023 års priser. Utslaget på en total produktion om 330 TWh motsvarar detta ca 7 öre per kWh.

<sup>305</sup> Det ska noteras att det har börjat ställas krav på att vindkraften ska ge reaktiv effekt och även vad gäller rotationsenergi så kan lösningar vara på väg.

<sup>306</sup> Värdet av beredskap, ö-diftsförmåga med mera kan vara betydande, se Energimyndigheten (2023d) *Förslag till en fjärrvärme och kraftvärmestrategi – slutleverans*.

### 10.3.1 Kostnader för systemdrift

Kostnaderna för drift av elsystemet kan sägas bestå av kostnader för så kallade frekvensrelaterade stödtjänster och kostnader för så kallade icke-frekvensrelaterade stödtjänster.<sup>307</sup>

#### Frekvensrelaterade stödtjänster

Svenska kraftnäts analyser visar på att scenariot EF har betydligt större behov av frekvensrelaterade stödtjänster än EP-scenariot.<sup>308</sup> Svenska kraftnät redovisar inte någon uppskattning av kostnaderna för att tillfredsställa detta extra behov. Tillgängliga studier indikerar dock att dessa inte är särskilt stora. Holmberg (2024) uppskattar att den merkostnad som skulle undvikas genom kärnkraftsinvesteringar motsvarar cirka 2 öre per kWh, givet att det är små reaktorer (under 800 MW) som byggs.<sup>309, 310</sup> Större reaktorer kräver mer balanskapacitet, eftersom det uppstår större störningar när de snabbstoppar.<sup>311</sup> Även om bedömningen är osäker och även om det finns skäl att anta att priserna på de så kallade balansmarknaderna framöver kan komma att bli lägre än vad som antagits<sup>312</sup> så torde den ändå ge en fingervisning angående storleksordningen.

#### Icke-frekvensrelaterade stödtjänster

Svenska kraftnät anger att både EF och EP ställer krav på utveckling av förmågor i kraftsystemet för att säkerställa driftsäkerheten. Kraven på att utveckla nya lösningar är dock betydligt större i EF än i EP.<sup>313</sup> Kostnaderna för dessa förmågor har inte analyserats av

---

<sup>307</sup> Kostnader för installation av vissa nätintegrerade komponenter kan också kategoriseras som kostnader för stödtjänster. Behovet av stödtjänster påverkas även av vilka krav nätägaren ställer på de produktionsanläggningar som ansluts till nätet, exempelvis vad gäller spänningsreglering.

<sup>308</sup> Svenska kraftnät (2024a). *Långsiktig marknadsanalys*, s.61.

<sup>309</sup> Holmberg (2024). *Den svenska elmarknaden*.

<sup>310</sup> Liknande bedömningar görs i Qvist (2022a). *Kraftsanling elförsörjning – Stödtjänster* och Nepp (2019). *Färdplan fossilfri el – analysunderlag: En analys av scenarier med en kraftigt ökad elanvändning*.

<sup>311</sup> Riktigt stora reaktorer kunna innebära merkostnader genom att behovet av balanskraft ökar mer än värdet av den tillförda rotationsenergin.

<sup>312</sup> Holmberg (2024). *Den svenska elmarknaden*.

<sup>313</sup> Svenska kraftnät (2024). *Långsiktig marknadsanalys*, s. 27.



Svenska kraftnät eller i rapporter av andra aktörer. Därför är det svårt för utredningen att kvantifiera dessa merkostnader.

Det är dock klart att planerbar synkront ansluten kraft, såsom kärnkraft, har inneboende förmågor som stöttar systemdriften och att om utbyggnaden sker i hög grad med variabel asynkron elproduktion, såsom dagens sol- och vindkraft, tillkommer en idag okänd kostnad för säker systemdrift och hantering av överlast.

Ytterligare en aspekt är att flödet av el till och från elområde SE3 sedan 2021 begränsas av driftsäkerhetsskäl. Svenska kraftnät menar att det är en följd av den nya produktionsmixen med mindre kärnkraft och att nya transmissionsförbindelser tillkommit i omvärlden.<sup>314</sup> Genom att bidra till ökade marginaler skulle ny planerbar kraft, såsom kärnkraft, i södra Sverige kunna medge ett ökat kapacitetsutnyttjande av befintliga ledningar.<sup>315</sup> Utredningen har inte funnit några systematiska studier av storleken på denna systemnytta.

### 10.3.2 Kostnader för utbyggd flexibilitet

För att kunna möta elbehovet även när vindkraften producerar mindre än normalt krävs flexibilitet i elimporten, i annan inhemsk produktion, i elanvändningen och/eller genom energilager. Kärnkraft kan härvidlag bidra med uthållig kapacitet. Svenska kraftnäts analyser visar att ett vindkraftdominerat kraftsystem (EF) kräver betydligt mer flexibilitetsresurser än ett system med större inslag av kärnkraft (EP).<sup>316</sup> Studien redovisar inte merkostnaderna för detta. Andra studier indikerar dock att kostnaden för mer flexibilitet kan vara betydande och att kostnaderna främst drivs av behovet av extra biokraftsanläggningar, merkostnaden för flexibilitet i vätgasproduktion och att importflexibiliteten blir kostsam på grund av att vår vindkraftsproduktion samvarierar med våra grannländernas.<sup>317</sup> Utredningen har inte funnit någon studie som uppskattar merkostnaden för att klara driftsäkerheten och Sveriges tillförlitlighetsnorm i ett väderberoende system som når regeringens planeringsmål för elsystemet.

---

<sup>314</sup> Svenska kraftnät (2021b). *Systemutvecklingsplan 2022–2031*.

<sup>315</sup> *Impact on electricity prices of added generation in southern Sweden*, Rapport 2022:845 Energiforsk (2022).

<sup>316</sup> Svenska Kraftnät (2024a). *Långsiktig marknadsanalys*.

<sup>317</sup> Qvist (2022b). *Kraftsamling elförsörjning – Scenarioanalys 2050*.

### 10.3.3 Kostnader för nät

Lokalisering av vindkraftsproduktion bestäms i stor utsträckning av var det finns bra vindlägen medan ny kärnkraft lättare kan placeras närmare förbrukningen och/eller där det anses vara bäst ur ett systemperspektiv. Det handlar till stor del om att dra nya kablar till vindkraftsparker, både på land och till havs.

Redan idag finns ett behov av att bygga ut elnätet för att förbättra funktionen på den svenska elmarknaden.<sup>318</sup> Behovet späs på av tillväxten i elanvändningen och elkraftsproduktionen, oavsett kraftslag. Svenska kraftnäts scenarioanalyser visar på ett betydligt större behov av nätutbyggnad i scenariot där bara vindkraften byggs ut (EF) än i det scenario där även kärnkraften byggs ut (EP).<sup>319</sup> Svenska kraftnät redovisar inte kostnaderna för att tillfredsställa detta behov. Det är därmed svårt för utredningen att bedöma hur stora nätkostnader som kan undvikas genom kärnkraftinvesteringar. Det finns dock andra studier som uppskattar denna besparing. Enligt Qvist (2022) motsvarar den cirka 2,7 öre/kWh.<sup>320</sup> Eftersom denna uppskattning avser ett elsystem som inte riktigt når regeringens planeringsmål för elsystemet (290 TWh i stället för 300 TWh) kan den utgöra en underskattning.

### 10.3.4 Sammantagen effekt på elsystemets kostnader

Det kostar mer att producera el med kärnkraft än med många andra kraftslag. Samtidigt bidrar kärnkraften med flera förmågor som stöttar elsystemet och/eller minskar behovet av andra resurser för att säkerställa systemdriften och klara den uppställda tillräcklighetsnormen för det svenska elsystemet. Diskussionen ovan har sökt ringa in värdet av dessa förmågor i jämförelse med en mer vindkraftsdominerad utbyggnad.

Mot bakgrund av ovan refererade studier och analyser bedömer utredningen att kärnkraftens sammanlagda systemnytta, relativt vindkraft, kan vara stor. Kostnaderna för nätutbyggnad, systemdrift och flexibilitet blir högre i en framtid med ett vindkraftsdominerat

---

<sup>318</sup> Svenska kraftnät (2021b). *Systemutvecklingsplan 2022–2031*, s. 39–40.

<sup>319</sup> Svenska kraftnät antar ett och samma nät i de olika scenarierna. ”Marginalnyttan” av att öka överföringskapaciteten mellan de inhemska snitten beräknas dock vara betydligt större i EF än i EP. Se Svenska kraftnät (2024a). *Långsiktig marknadsanalys*, s. 59.

<sup>320</sup> Qvist (2022b). *Kraftsamling elförsörjning – Scenario analys 2050*.

elsystem än i ett system där även kärnkraften byggts ut. Huruvida dessa kostnader överväger kärnkraftens merkostnader i produktionsledet är det av flera skäl svårt att säga något bestämt om. Dels saknas det analyser av möjligheterna och kostnaderna för att säkra systemdriften av och tillräckligheten med ett system utan kärnkraft som klarar den nationella tillförlitlighetsnormen. Dels är uppskattningar av det framtida värdet av olika kraftslags förmågor behäftade med stora osäkerheter. Det gäller även uppskattningar av kraftslagens produktionskostnader.

Därmed är det svårt att dra någon entydig slutsats om kärnkraftinvesteringars påverkan på elsystemets samlade samhälls-ekonomiska kostnad. Men, utredningen menar att givet att en kärnkraftsutbyggnad inte erfar några större fördyringar, skulle den mycket väl kunna bidra till att sänka kostnaderna för elsystemet.

Utredningen menar vidare att valet mellan en utbyggnad enbart baserad på vindkraft och en med både vindkraft och kärnkraft handlar om att väga olika risker mot varandra. Med en kärnkraftsutbyggnad undviks en del av riskerna för att det skulle visa sig vara mycket kostsamt att balansera och drifva ett helt förnybart system. Detta värde ska vägas mot risken för att kärnkraftsutbyggnaden blir dyrare än förväntat.

## **10.4 Elpriserna**

Det prissäkringsavtal mellan kärnkraftsbolagen och staten som ingår i den föreslagna finansierings- och riskdelningsmodellen är utformat på ett sådant sätt att det ger kärnkraftsbolaget incitament att vara tillgänglig under topplastperioder och försvagar inte incitamenten att stänga ned vid negativa priser. Vidare ger avtalet incitament till att kärnkraftsanläggningar placeras i det elområde som förväntas ha högst marknadspris. Se avsnitt 9.5.2.

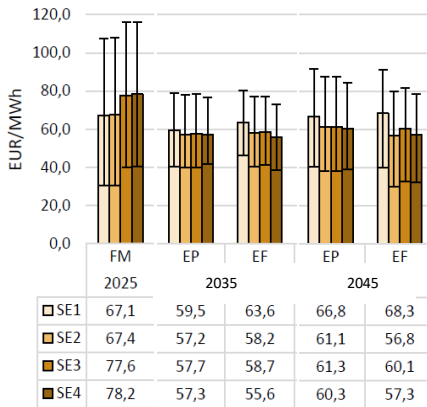
### **10.4.1 Spotpriset**

Även om längre elprisprognoser är högst osäkra, går det trots allt att urskilja vissa generella mönster ur befintliga studier. Svenska kraftnät har simulerat elprisutvecklingen i ovan nämnda scenarier EP och EF, se figur 10.2. En trend i bägge scenarierna är att det fram till

2035 sker en utjämning av elpriset mellan Sveriges elområden. Därefter ökar priset mer i SE 1 än i de andra områdena. Det hänger samman med den kraftiga tillväxten i elanvändningen i norra Sverige som antas i scenarierna. På längre sikt uppvisar de två scenarierna inte några större skillnader vad gäller det årliga genomsnittspriset. Kärnkraftsscenario (EP) ger ett 2,8 procent högre genomsnittspris än det förnybara scenariot (EF) år 2045.<sup>321</sup>

Svenska kraftnäts analys visar dock på att elpriset blir mer volatilt i det mer vindkraftsdominerade scenariot än i det scenario där även kärnkraften byggs ut. Antal timmar med lågt respektive högt elpris år 2045 är betydligt fler i detta scenario.<sup>322</sup>

**Figur 10.9 Simulerade årsmedelpriser per prisområde**



Anm.: Klammarna visar spannet mellan det väderår med högst respektive lägst årsmedelpris.

Källa: Svenska Kraftnät (2024a).

Andra studier kommer till delvis andra resultat. Qvist (2022b) finner att när även kärnkraft byggs ut blir det genomsnittliga elpriset år 2050 betydligt lägre (15–35 procent) än motsvarande vindkraftsdominerande scenario, beroende bland annat på vilka kostnadsantaganden som görs.<sup>323</sup> En del av prisskillnaden förklaras av att det finns ett större behov av flexibilitet i vindkraftsscenario. På grund av samvariation mellan vindkraftsproduktionen i Sverige och våra grannländer tenderar flexibilitet via import vara dyr. Quantified

<sup>321</sup> Svenska kraftnät (2024a). *Långsiktig marknadsanalys*.

<sup>322</sup> Se figur 21 i Svenska kraftnät (2024a). *Långsiktig marknadsanalys*.

<sup>323</sup> Qvist (2022b). *Kraftsamling elförsörjning – Scenarioanalys 2050*.

Carbon (2023) – som analyserar scenarier för den svenska och finska elmarknaden till 2050 – pekar på att elpriset i genomsnitt blir 18 procent lägre i scenarier med ny kärnkraft jämfört med scenarier med livstidsförlängningar av befintlig kärnkraft och utbyggd vindkraft.<sup>324</sup>

Mot denna bakgrund finner utredningen det svårt att säga något entydigt om hur ny kärnkraft skulle påverka det genomsnittliga elpriset på sikt. Samtliga refererade studier pekar dock entydigt på att ny kärnkraft minskar prisvolatiliteten, relativt ett mer vindkraftsdominerat elsystem.

Diskussionen ovan har utgått från ett elbehov år 2045 på omkring 300 TWh. Den höga efterfrågan motiveras med utbyggnaden av elintensiv industri men även allmän elektrifiering av samhället. Om industriinvesteringarna uteblir eller försenas kan efterfrågan visa sig bli lägre. Om kapaciteten ändå byggs ut, antingen med förnybart eller kärnkraft, så kan det framtida elpriset komma att bli avsevärt lägre än vad studierna ovan indikerar. Huruvida priset då skulle minska mer i det förnybara scenariot än det med utbyggd kärnkraft, är oklart.

Det finns också en omvänd situation att beakta, den där efterfrågan växer enligt förväntan men utbygganden av elproduktionen försenas. En sådan utveckling skulle leda till högre elpriser än de ovan redovisade. Långa byggtider och förseningar är närvarande för både vind- och kärnkraftsutbyggnad. Vindkraften utmanas av tillståndshantering men även begränsade möjligheter till nätanslutning.<sup>325</sup> Risken för förseningar bedöms dock vara större för investeringar i ny kärnkraft. För vindkraften kan begränsad tillgång på mark där anläggningar kan byggas hålla tillbaka utbudet.

#### 10.4.2 Elkostnaden för slutkund

Elsystemets kostnader betalas i allt väsentligt av elkonsumenterna genom betalning för köpt energi och nätavgiften. Med utredningens förslag tillkommer det en kanal för elkonsumenterna att finansiera elsystemets kostnader. Detta då utredningen föreslår att statens utgifter till följd av prissäkringsavtalet mellan staten och kärnkraftsbolagen i första hand bör finansieras av en skatt som är pro-

---

<sup>324</sup> Quantified Carbon (2023). *Nordic Power Systems for a Competitive and Sustainable Economy*.

<sup>325</sup> SOU 2023:18. *Värdet av vinden*.

portionerlig mot volymen elkonsumtion och som så långt som möjligt omfattar hela det svenska elkundskollektivet. Lösenpriset i prissäkringsavtalet uppgår till 80 öre per kWh. Om det genomsnittliga elpriset understiger denna nivå får bolaget en kompensation av staten motsvarande skillnaden (se avsnitt 9.5.2). Hur stor kostnaden för staten, och i förlängningen för elkundskollektivet, blir beror på hur högt marknadspriset på el visar sig bli. Med ett genomsnittspris på 67 öre per kWh kan den årliga kompensationen beräknas till 1,27 miljarder per reaktor á 1 250 MW installerad effekt. Med fyra reaktorer medför det ett påslag med 1,68 öre på det pris per kWh elkunderna betalar (inklusive moms), givet att statens kostnad fördelas ut på en årlig användning om 300 TWh.<sup>326</sup>

I det fall det genomsnittliga elpriset överstiger lösenpriset, är kärnkraftsproducenten skyldig att betala in mellanskillnaden till staten som i sin tur sänker skattesatsen i motsvarande mån så att elkundernas pris inklusive punktskatt sjunker. Med ett genomsnittligt elpris på 93 öre per kWh så skulle elkundernas pris sänkas med 1,68 öre.

## 10.5 Effekter för näringslivet

Som redogjorts för ovan är det inte uppenbart hur ny kärnkraft skulle påverka det genomsnittliga elpriset, relativt ett mer vindkraftsdominerat system. Vad som däremot är klart är att näringslivet är med och finansierar ny kärnkraft eftersom, som nämnts ovan, statens utgifter för differenskontraktet finansieras genom en skatt som är proportionerlig mot elanvändningen. Som visades ovan beräknas denna beskattning öka elpriset inklusive moms för kund med 1,68 öre. Samtidigt kan emellertid ny kärnkraft väntas leda till lägre kostnader för systemdrift och nätutbyggnad och dessa besparingar kan väntas komma elkunderna till del.

Därutöver kan, som nämnts ovan, utbyggnaden av kärnkraft väntas leda till ett mindre volatilt elpris. Det är att uppfatta som något positivt för den svenska konkurrenskraften och näringslivets förutsättningar att bedriva verksamhet. Även om stora elanvändare, såsom den elintensiva industrin, ofta långsiktigt säkrar sina elpriser,

---

<sup>326</sup> Beräkningen utgår från att alla fyra anläggningar driftstartas samtidigt.

så blir kostnaden för detta högre i system med högre prisvolatilitet. Med hur mycket kan inte bedömas av utredningen.

Sammantaget bedömer utredningen att den föreslagna finansierings- och riskdelningsmodellens effekt på näringslivets kostnader som oklar.

En eventuell höjning av företagens kostnader kan förväntas övervältras på konsumenterna genom högre priser för de delar av näringslivet som inte är utsatta för internationell konkurrens. Företag som konkurrerar internationellt har dock svårare att skjuta över kostnadsökningar på sina kunder.

Utan kärnkraftsinvesteringar skulle utbyggnaden av elsystemet behöva ske genom främst vindkraftinvesteringar. Som nämnts kan det vara utmanande att drifta och klara tillräckligheten till rimliga kostnader med ett sådant system (se avsnitt 10.3). Det kan till följd av acceptansfrågor och andra begränsningar även bli svårt att med enbart vindkraft bygga ut systemet så att det möter regeringens planeringsmål. En utveckling där näringslivet uppfattar det sannolikt att elsystemet inte kommer att byggas ut på det sätt som aviserats kan försvåra för de stora elintensiva investeringar som planeras.

### 10.5.1 Sysselsättningseffekter

Leverantörer av reaktorer agerar på världsmarknaden och är begränsade i antal. När flera länder samtidigt planerar att bygga nya reaktorer, är det en potentiell utmaning för svenska elkraftsproducenter att kontraktera leverantörer. Samtidigt är kärnkraftsleverantörerna stora företag och de långa leveranstiderna underlättar anpassning.

Investeringar i ny kärnkraft skulle påverka den nationella byggarbetsmarknaden. Upprättandet av ett kärnkraftverk är arbetskraftsintensivt och kräver, utöver reaktorleverantör och specialiserad kompetens gällande installationer av kärnkraftsspecifik utrustning, även allmän byggkompetens, projektledning och administration samt drift av ett kärnkraftverk.<sup>327</sup>

Det totala antalet personer som involveras i ett reaktorbygge ligger någonstans mellan 13 000–15 000 heltidsekvivalenter om

---

<sup>327</sup> NEA och IAEA (2018). *Measuring employment generated by the nuclear power sector.*

byggnationen tar sju år eller cirka 2 000 personer per år i genomsnitt.<sup>328</sup>

Den kärnkraftsspecifika kompetensen tillhandahålls ofta av reaktorleverantörerna men kan även finnas hos ägaren. Efter många år med få nybyggnationer är kärnkraftsspecifik kompetens knapp begränsad. I samband med upprättandet av Hinkley Point C har tre lokala utbildningsinitiativ för svetsning, elarbeten samt mekaniska arbeten anpassade till byggnationen upprättats.<sup>329</sup> Samma initiativ ska upprättas för Sizewell C.

Beträffande Sveriges allmänna byggkompetens kan det finnas en utmaning i att ett kärnkraftsprogram skulle kunna försvåra kompetensförsörjningen för andra projekt. Det finns stora behov i nätutbyggnaden av elsystemet men även industrisatsningar och transportinfrastrukturbyggande. År 2022 sysselsatte den svenska byggsektorn (SNI 41–43) 373 107 förvärvsarbetare.<sup>330</sup> Upprättandet av fyra svenska reaktorer uppskattas totalt sysselsätta 60 000 heltids-ekvivalenter över sammanlagt 13 år, varav 32 500 inom bygg- och anläggningssektorn (SNI 41–43).<sup>331</sup> De senare skulle fördela sig enligt figur 10.3, givet en byggtid på sju år och att byggstarterna sker med två års intervall.

---

<sup>328</sup> US Census Bureau (2016). *Economic Census: Industry Snapshots*; NEA/IAEA (2018). *Measuring employment generated by the nuclear power sector*; Southern Company (2012). *Vogtle Electric Generating Plant, Units 3 & 4 COL Application*.

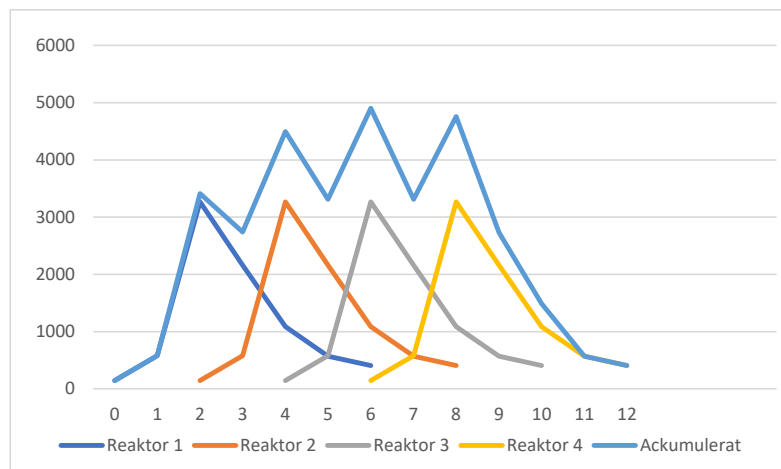
<sup>329</sup> Hinkley Point C (2024). *New skills, better jobs. Socio-economic Impact Report 2024*.

<sup>330</sup> SCBs RAMS data.

<sup>331</sup> NEA och IAEA (2018). *Measuring employment generated by the nuclear power sector*.



**Figur 10.10** Fördelning av sysselsatta i byggsektorn för upprättandet av fyra svenska reaktorer



Källa: NEA och IAEA (2018) Measuring employment generated by the nuclear power sector och egen bearbetning.

Det handlar alltså som mest om 5 000 byggare per år, vilket bör kunna utgöra ett hanterbart antal personer inom sektorn. Även om ett reaktorbygge skulle försenas och fler byggare skulle krävas under ett och samma år är det utredningens bedömning att marknaden på en övergripande nivå förmår möta den ökade efterfrågan, särskilt med beaktande av att Sverige är del av EU:s inre marknad.

## 10.6 Effekter för hushåll

Effekterna för hushållen från utredningens förslag bedöms uppvisa samma mönster som för näringslivet i stort. Hushållen kan dock väntas vara mer exponerade för de mer volatila priser som uppstår med en förnybar utbyggnad i jämförelse med kärnkraft. År 2021—2023 hade 58 procent av hushållen ett rörligt elpris.<sup>332</sup> Kärnkraftsutbyggnaden skulle därmed, genom sin prisstabiliserande effekt, vara extra värdefullt för sådana hushåll.

Finansieringen av ny kärnkraft sker delvis genom ett prissäkringsavtal av typen dubbelriktat differenskontrakt (se avsnitt 9.5.2). När marknadspriset på el är lägre än lösenpriset på 80 öre per kWh

<sup>332</sup> SCB (2024). *Fördelning av elavtal efter elområde och avtalstyp*.

erhållen kärnkraftsbolagen en betalning från staten. Denna betalning finansieras med en höjning av skatten på el. Med de antaganden som görs i avsnitt 10.3.2 om ett genomsnittligt elpris på 67 öre per kWh, innebär det en årlig merkostnad (inklusive moms) om 420 kronor i 2023 års prisnivå för en normal villaägare som använder 20 000 kWh per år. Motsvarande kostnad för genomsnittslägenheten med en förbrukning om 3 500 kWh uppgår till 74 kronor.

Samtidigt, som nämnts ovan, kan kärnkraftsinvesteringar väntas leda till lägre kostnader för flexibilitetslösningar, nätutbyggnad och systemdrift, kostnadsbesparingar som kan väntas komma elkunderna till del. Vad nettot blir för hushållen är oklart.

## 10.7 Effekter för andra kraftslag

Interventioner i marknader påverkar deras funktionssätt. Den föreslagna finansiering- och riskdelningsmodellen för ny kärnkraft motiveras utifrån ett antal marknadsmisslyckanden (se kapitel 6). Korrigeringen av dessa kan påverka förutsättningarna för andra investeringar på elmarknaden. Eftersom modellen till övervägande del finansierar ny kärnkraft med statliga medel bedöms den emellertid inte påtagligt minska tillgången till privat kapital för andra investeringar på elmarknaden, åtminstone inte under den närmaste 10-årsperioden.<sup>333</sup>

Nedan diskuteras hur utredningens förslag bedöms påverka förutsättningarna för investeringar i livstidsförlängning av befintlig kärnkraft respektive i vindkraft.

### 10.7.1 Effekter på lönsamheten för livstidsförlängning av befintlig kärnkraft

Sveriges befintliga sex reaktorer (Ringhals 3–4, Forsmark 1–3 och Oskarshamn 3) har en planerad drifttid till första delen av 2040-talet. Det finns potential att livstidsförlänga dem med 20 år. Den genomsnittliga kostnaden för detta bedöms vara betydligt lägre än

<sup>333</sup> Det kan dock inte uteslutas att modellen ändå kan påverka kraftbolagens kapitalkostnader. Beroende på hur ratinginstituten bedömer strukturen och det samlade upplägget för den föreslagna modellen för finansiering och riskdelning, kan det finnas en risk att ett ägarbolags rating och finansieringskostnader påverkas negativt även om dess åtagande är begränsat till det investerade egna kapitalet.

den för ny kärnkraft.<sup>334</sup> Som nämnts ovan kan den genomsnittliga kostnaden för ny kärnkraft bedömas uppgå till cirka 800 kronor per MWh med utredningens modell. Om modellen tränger undan investeringar i livtidsförlängningar skulle produktionskostnaderna öka utan att den bidrar med ytterligare systemnyttor under den tid befintlig kärnkraft kunnat driftas med livtidsförlängning.

Den föreslagna modellens prissäkringsavtal ger ny kärnkraft en förväntad intäkt om 83 öre per kWh<sup>335</sup> under de första 40 åren, vilket enligt utredningens beräkningar ger nyinvesteringar i kärnkraft en förväntad real avkastning om fyra procent (se kapitel 9). Investeringar i livtidsförlängning av befintliga kärnkraftverk omfattas inte av finansierings- och riskdelningsmodellen varför de möter ett pris som kan vara lägre eller högre än 83 öre per kWh.

I juni 2024 fattade Vattenfall ett inriktningsbeslut för att förlänga drifttiden för de fem befintliga reaktorerna i Forsmark och Ringhals från 60 år till 80 år.<sup>336</sup> Vattenfall uppskattar de nödvändiga investeringskostnaderna till 40–50 miljarder kronor. Givet en total installerad effekt om cirka 5,5 GW motsvarar det en kostnad om 7–9 miljoner kronor per installerad MW, vilket är ungefär en tiondel av den overnight-kostnad som utredningen antar för ny kärnkraft (80 miljoner kronor per MW installerad effekt).

För att bedöma om den föreslagna modellen för ny kärnkraft riskerar att tränga undan reinvesteringar för att livtidsförlänga befintlig kärnkraft har utredningen gjort indikativa beräkningar givet de uppgifter som Vattenfall presenterat. Dessa ger vid handen att en investering om 50 miljarder kronor för att livtidsförlänga 5,5 GW kärnkraft i ytterligare 20 år ger en avkastning som med god marginal överstiger den förväntade avkastningen för investeringar i ny kärnkraft. Detta gäller även i scenarier där det förväntade elpriset är väsentligt lägre än de 67 öre per kWh som antas i beräkningarna för ny kärnkraft (se kapitel 9). Samtidigt kan reinvesteringar i befintliga anläggningar bedömas vara förknippade med betydligt lägre risk än byggandet av nya anläggningar.

Mot denna bakgrund bedömer utredningen det som osannolikt att finansierings- och riskdelningsmodellen skulle tränga undan reinvesteringar i befintlig kärnkraft.

---

<sup>334</sup> Energiforsk (2021a) El från nya anläggningar.

<sup>335</sup> Givet att kärnkraftverket uppnår en capture rate som är något högre än 1.

<sup>336</sup> <https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2024/forsmark-och-ringhals-siktat-80-ars-drifttid-av-befintliga-karnkraftreaktorer>.

## 10.7.2 Effekter på lönsamheten för investeringar i vindkraft

Landbaserad vindkraft har en förhållandevis låg genomsnittskostnad och en låg marginalkostnad som gör att den vid positiva priser kommer kunna sälja in sin produktion på elmarknaden. Även havsbaserad vindkraft har låg marginalkostnad, men en betydligt högre genomsnittskostnad. Företagens investeringskalkyler behöver även beakta elprisets utveckling.

En besvärande omständighet för vindkraftsinvesteringar är kraftslagens begränsade intjäningsförmåga. Vindkraft kräver vind för att kunna producera och sälja el. Samtidigt, när det blåser på ett ställe tenderar det att blåsa också på andra ställen. Elpriset i system med hög andel vindkraft tenderar därmed att bli lågt när den enskilda anläggningen producerar mycket, och tvärtom. Detta medför att vindkraften har en låg så kallad *capture rate*<sup>337</sup> – 70–80 procent (se kapitel 4). Ökar andelen vindkraft i produktionsmixen kan kraftslagens *capture rate* förväntas försämrats. Ett mindre volatilt elpris, skulle öka lönsamheten i vindkraftinvesteringar.

Flexibilitet i elanvändningen och annan elproduktion kan minska volatiliteten i elpriset. I ovan nämnda EF-scenariot skulle behovet av sådan flexibilitet vara stort. Den kanske viktigaste flexibilitetsresursen i detta avseende – vattenkraften – skulle i detta scenariot få bra betalt för sin reglerbarhet. Den kan dock inte byggas ut, varför det blir knappt med flexibilitet i systemet och scenariot uppvisar volatila elpriser. Svenska kraftnät skriver själva att det råder oklarhet om möjligheten att balansera ett elsystem som når regeringens planeringsmål med en så stor andel vindkraft som antas i EF-scenariot. Det är också oklart hur stora kostnaderna är för att balansera ett sådant elsystem. Höga balanseringskostnader innebär att prisvolatiliteten riskerar att vara fortsatt hög vilket minskar lönsamheten i vindkraftinvesteringar. Frågan är därför om EF-scenariot är möjligt utan statliga subventioner.

Med en utbyggnad av kärnkraften får vi ett mindre volatilt elpris, något som även främjar vindkraftens intjäningsförmåga.

Ytterligare en aspekt är att en utbyggnad av kärnkraften kan ge ökade möjligheter för vindkraftsinvesteringar. Detta kan bli fallet om driftsäkerhetsaspekter tidigare har hindrat sådana anslutningar

---

<sup>337</sup> Med begreppet *capture rate* avses hur stor del av det genomsnittliga priset som kraftslaget faktiskt erhåller som intäkt.

och kärnkraftsutbyggnaden höjer elsystemets marginaler. Detta kan även öka möjligheten att bygga vindkraft vars elproduktion i högre grad kan nyttiggöras i andra elområden.

Mot denna bakgrund bedömer utredningen att det inte nödvändigtvis är så att en utbyggnad av kärnkraft skulle tränga undan vindkraftinvesteringar. Det kan till och med vara så att kärnkraft genom att bidra till ett mer lättbalanserat elsystem med större säkerhetsmarginaler kan öka lönsamheten i sådana investeringar.

## **10.8 Effekter för offentlig sektor**

Om nya kärnkraftreaktorer byggs kommer det påverka arbetet hos i första hand Strålsäkerhetsmyndigheten, Svenska kraftnät, mark- och miljödomstolarna och Regeringskansliet. Det handlar bland annat om tillståndsprövning och anpassning av elnätet och elsystemet.

Det finns också ett antal arbetsuppgifter som tillkommer som en direkt följd av den föreslagna finansierings- och riskdelningsmodellen. Regeringskansliet har att hantera ansökningar om att få ta del av finansierings- och riskdelningsmodellen och att sedan förhandla låneavtal och prissäkringsavtal. Regeringen ska också lämna in en ansökan om statsstödsprövning och efter förhandlingar finna en tillämpning av modellen som tillgodoser kommissionens och det ansökande energibolagets krav.

Regeringen kan delegera vissa uppgifter kopplade till låneavtal och prissäkringsavtal till de myndigheter som är bäst lämpade. Riksgäldskontoret kommer att få till uppgift att ta upp och administrera statliga lån.

Utredningen tar dock inte ställning till vilka myndigheter som ska vara involverade i arbetet med att ta fram låneavtal och prissäkringsavtal.



# 11 Författningskommentarer

## 11.1 Förslaget till lag om statligt stöd för finansiering av investeringar i ny kärnkraft

### 1 §

Paragrafen innehåller en beskrivning av lagens innehåll.

### 2 §

Paragrafen behandlas i avsnitt 9.4.

Enligt *första stycket* får regeringen, om det finns skäl för det, ge statligt stöd till företag för investeringar i verksamhet för uppförandet av en eller flera nya kärnkraftsreaktorer med en sammanlagd installerad effekt om minst 300 MW. Det får alltså inte röra sig om utbyggnad av befintlig verksamhet.

Enligt *andra stycket* ska verksamheten vid tidpunkten för beslut enligt första stycket omfattas av tillstånd enligt lagen (1984:3) om kärnteknisk verksamhet (kärntekniklagen) samt ha tillåtits enligt 17 kap. miljöbalken. Det krävs således att regeringen innan eller i samband med beslutet också har beslutat om tillstånd enligt kärntekniklagen samt tillåtit verksamheten enligt miljöbalken. Tillståndet enligt kärntekniklagen uttrycks i termer av termisk effekt vilket innebär att det ankommer på regeringen att fastställa vad detta motsvarar i termer av installerad effekt för att säkerställa att kravet på minsta installerade effekt är uppfyllt.

### 3 §

Paragrafen behandlas i avsnitt 9.4 och 9.5.

Paragrafen innehåller en bestämmelse om att stöd inte får ges till företag som bedriver annan verksamhet än den som anges i 2 §. Eftersom verksamheten vid tidpunkten för beslut om stöd ska omfattas av tillstånd enligt kärntekniklagen och ha tillåtits enligt

miljöbalken, innebär det att företaget som erhåller stöd ska vara detsamma som tillståndshavaren. Som framgår av 2 § ska det röra sig om tillstånd till uppförande av nya kärnkraftsreaktorer.

#### 4 §

Paragrafen behandlas i avsnitt 9.4.

Enligt *första stycket 1* får stöd bara ges till företag först efter en prövning av om de som har ett kvalificerat innehav av andelar i företaget har förmåga att utöva ett ansvarsfullt ägarskap.

Vidare framgår av *första stycket 2* att prövning av om stöd kan ges ska föregås av en prövning av om de som ingår i företagets styrelse och ledning har förmåga att bedriva verksamheten på ett ansvarsfullt sätt. Med personer i företagets ledning avses verkställande direktör och vice verkställande direktör.

Av *andra stycket* framgår att det med kvalificerat innehav avses detsamma som i 1 kap. 5 § 15 lagen (2004:297) om bank- och finansieringsrörelse. Enligt den senare bestämmelsen innebär ett kvalificerat innehav ett direkt eller indirekt ägande i ett företag som representerar tio procent eller mer av kapitalet eller av samtliga röster eller annars utgör ett väsentligt inflytande över ledningen av företaget.

#### 5 §

Paragrafen behandlas i avsnitten 9.4. och 9.5.

Av *första stycket* framgår att stöd kan ges i form av lån och dubbelriktade differenskontrakt. Med dubbelriktat differenskontrakt avses ett kontrakt mellan en operatör av en kraftproduktionsanläggning och en motpart, vanligtvis ett offentligt organ, som tillhandahåller både ett minimiersättningskydd och en gräns för överkompensation.

I *andra stycket* anges att stöd som ges i form av dubbelriktade differenskontrakt ska utformas med beaktande av bestämmelserna i artikel 19 d Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el. Av den senare bestämmelsen framgår bland annat att kontrakten ska utformas så att incitament för kraftproduktionsanläggningen att vara i drift och delta effektivt på elmarknaderna bevaras, särskilt för att återspegla marknadsförhållandena. Kontrakten ska även utformas så att de säkerställer att nivån på minimiersättningskyddet och den



övre gränsen för överkompensation anpassas till kostnaden för den nya investeringen och marknadsintäkterna. Detta för att garantera kraftproduktionsanläggningens långsiktiga ekonomiska bärkraft, samtidigt som överkompensering undviks.

Bestämmelsen i *tredje stycket* är en upplysningsbestämmelse om att uttag av ränta och avgifter ska ske i enlighet med budgetlagen. Riksdagen ska således besluta om subvention av ränta och avgifter enligt 6 kap. 4 § budgetlagen.

## 6 §

Paragrafen behandlas i avsnitt 9.4.

Enligt paragrafen får stöd endast ges i enlighet med Europeiska kommissionens beslut om godkännande av stöd enligt artikel 107.3 i fördraget om Europeiska unionens funktionssätt. Detta innebär att regeringen måste göra en anmälan till kommissionen för att säkerställa utbetalning av otillåtet statsstöd inte sker.

## 7 §

Paragrafen behandlas i avsnitt 9.4.

Av *första stycket* framgår att en ansökan om stöd ska vara skriftlig och ges in till regeringen. Regeringen är således ansvarig för att pröva ansökan.

Enligt *andra stycket* ska ansökan innehålla en affärsplan där förväntade intäkter och kostnader (förväntade värden) ska anges samt de väsentliga riskerna inklusive hur dessa uppstår, mäts och hanteras, redovisas.

Enligt *tredje stycket* avses med förväntade värden det sannolikhetsvägda medelvärdet av den utfallsmängd som har antagits för beräkningen. Vidare framgår att värden och risker ska redovisas med utgångspunkt att stöd beviljas. Detta eftersom dessa värden kommer vara annorlunda om verksamheten inte beviljas stöd.

*Fjärde stycket* innehåller en upplysningsbestämmelse om regeringens befogenheter att meddela föreskrifter om vad en ansökan ska innehålla.

## 8 §

Paragrafen behandlas i avsnitt 9.4.

I paragrafen anges att beslut enligt lagen inte får överklagas. Bestämmelsen omfattar såväl sluta avgöranden som beslut under handläggningen.

# Referenser

- ACER (2022). *Decision No 11/2022 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 8 August 2022 on the alternative bidding zone configurations to be considered in the bidding zone review process.*
- ACER (2023). *Decision No 01/2023 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 10 January 2023 on the Nominated Electricity Market Operators proposal for the harmonised maximum and minimum clearing price methodology for the single day-ahead coupling.*
- Arrow, K. J. och R. C. Lind (1970). Uncertainty and the Evaluation of Public Investment Decisions, *American Economic Review* 60.
- Baringa (2022). *Financing models for nuclear power plants.*
- Baumstark L. och C. Gollier (2013). The Relevance and the Limits of the Arrow-Lind Theorem.
- BBC (2024). *Hinkley C: UK nuclear plant price tag could rocket by a third.* <https://www.bbc.com/news/business-68073279>.
- Bergman, L., N. Damsgaard, N-H M. von Der Fehr, P. Holmberg, L. Joelsson, P. Lundström, A. Moritz, M. Nilsson, R. Nilsson, A. Regnell, J. Rönnback, J. Strömbergsson, M. Thorstensson och S. Montin (2022). *Långsiktiga investeringar och handel på framtidens elmarknad.* Energiforskrappport 2022–859.
- Betänkande 2016/17: MJU24. *Ett klimatpolitiskt ramverk för Sverige.*
- Blomgren, J. (2021). *Allt du behöver veta om Sveriges elförsörjning.* Timbro förlag.
- Budzier, A., B. Flyvbjerg, A. Garavaglia och A. Leed (2018). *Quantitative Cost and Schedule Risk Analysis of Nuclear Waste Storage.*

- Carlén, B., A. Dahlqvist, S. Mandell och P. Marklund (2019). EU ETS emissions under the cancellation mechanism-Effects of national measures. *Energy policy*.
- Department for Business, Enterprise & Regulatory Reform (2008). *A White Paper on Nuclear Power*.
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2019). *Government Response to the consultation on a RAB model for new nuclear projects*.
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2023). *Electricity generation licence special conditions for nuclear generator*. Consultation Draft.
- Dimanchev, E., S. A. Gabriel, L. Reichenberg, M. Korpås (2024). Consequences of the Missing Risk Market Problem for Power System Emissions. *Energy Economics* 136.
- EDF (2024). *Hinkley Point C Update*. <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/hinkley-point-c-update-1>
- Eicke, A., T. Khanna, och L. Hirth (2020). Locational investment signals: how to steer the siting of new generation capacity in power systems? *Energy Journal* 41.
- Energiforsk (2021a). *El från nya anläggningar*. Rapport 2021:714.
- Energiforsk (2021b). *Bilagor till rapporten El från nya anläggningar*.
- Energiforsk (2022). *Impact on Electricity Prices of Added Generation in Southern Sweden – A Counterfactual Analysis of the Autumn 2021*. Rapport 2022:845.
- Energiforsk (2024a). *Stödtjänster på elmarknaden – idag och i framtiden*. Rapport 2024–100.
- Energiforsk (2024b). *Contracts for Difference (CfD) in the Swedish Electricity Market*. Rapport 2024:991.
- Energiföretagen (2022). *Energiåret 2022*.
- Energimarknadsbyrån (2024). *Månadspriser på elbörsen mellan 1996 och 2023*.
- Energimarknadsinspektionen (2022). *Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet*. Energimarknadsinspektionens författningssamling. EIFS 2022:1.

- Energimyndigheten (2023a). *Scenarier över Sveriges energisystem 2023: Med fokus på elektrifieringen 2050*. ER 2023:07.
- Energimyndigheten (2023b). *Uppdaterade långsiktiga scenarier 2023*.
- Energimyndigheten (2023c). *Energiläget i siffror 2023*.
- Energimyndigheten (2023d). *Förslag till en fjärrvärme och kraftvärmestrategi – slutleverans*. ER 2023:27.
- Energimyndigheten (2024a). *Vätgas och vätgasinфраstruktur i det svenska energisystemet*. ER 2024:07.
- Energimyndigheten (2024b). *Kortidsprognos vinter 2024: Energianvändning och energitillförsel år 2022–2027*.
- Europeiska kommissionen (2014). *Kommissionens beslut (EU) 2015/658 av den 8 oktober 2014 om den stödåtgärd SA. 34947 (2013/C) (f.d. 2013/N) som Förenade kungariket planerar att genomföra till förmån för Hinkley Point C Nuclear Power Station*. EUR-Lex.
- Europeiska kommissionen (2022). *State aid SA.58207 (2021/N) – Support for the construction and operation of a new nuclear power plant at the Dukovany site*. Office Journal of the European Union (C 299/5).
- Europeiska rådet (2023). *Update of the NDC of the European Union and its Member States*, Madrid, 16 October 2023.
- EU (2023). *55 %-paketet – EU:s plan för en grön omställning – Consilium (europa.eu)*.
- Europeiska kommissionen (2024). *Commission approves State aid to support construction of nuclear power plant in Czechia*. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/da/ip\\_24\\_2366](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/da/ip_24_2366).
- Europaparlamentets och Rådets Förordning (EU) 2019/943 om den inre marknaden för el.
- Europeiska rådet (2023). *Reformen av elmarknaden: överenskommelse i rådet*. <https://www.consilium.europa.eu/sv/policies/electricity-market-reform/>.
- Eurostat (2016). *A guide to the Statistical Treatment of PPPs*.

- Eurostat (2022). *Manual on Government Deficit and Debt – Implementation of ESA 2010*.
- Fabra, N (2023). *Reforming European electricity markets: Lessons from the energy crisis*. Energy Economics (126).
- Fingrid (2021). Frequency quality analysis 2020.
- Fingrid (2022). Frequency quality analysis 2021.
- Fingrid (2023). Frequency quality analysis 2022.
- Fortum och Uniper (2022). *En nordisk elmarknad för netto noll – sammanfattning för beslutsfattare*.
- Hassler, J. (2023). *Sveriges klimatstrategi – 46 förslag för klimatomställningen i ljuset av Fit-for-55*.
- HM Government (2010). *The Coalition: Our Programme for Government*. London: Cabinet Office.
- Hinkley Point C (2024). *New skills, better jobs*. Socio-economic Impact Report 2024.
- Hirth, L. och F. Ueckerdt (2014). *Ten propositions on electricity market design – Energy-only vs. Capacity markets*, mimeo, Potsdam-Institute for Climate Impact Research.
- Holmberg, P. (2024). Underlagsrapport *Den svenska elmarknaden* (dnr Fi2024/01606).
- Holmberg, P. (2024). *The inc-dec game and how to mitigate it*. Energiforskrapport.
- Holmberg (2024). *Den svenska elmarknaden*.
- Holmberg, P. och R. A. Ritz (2021). Optimal capacity mechanisms for competitive electricity markets. *The Energy Journal* 42.
- Holmberg, P. och T. Tangerås (2020). *Incitament att investera i produktion på elmarknaden*. Rapport för Svenskt Näringsliv 3 oktober 2020.
- Holmberg, P. och T. Tangerås (2022): *Elbrist i storstäderna – ett marknadsperspektiv*. SNS Rapport.
- Holmberg, P. och T. Tangerås (2023a). *En teknikneutral elmarknad – en effektivare elmarknadsdesign och tariffstruktur*. SNS.
- Holmberg, P. och T. Tangerås (2023b). *Internationell integration av den svenska elmarknaden*. SNS rapport.

- Holmberg, P. och T. Tangerås (2023c). Den svenska elmarknaden – idag och i framtiden, *Penning- och valutapolitik* 2023.
- Holmberg, P. och T. Tangerås (2023d). A survey of capacity mechanisms: lessons for the Swedish electricity market. *Energy Journal* 44.
- Högselius, P. och A Kaijser (2007). *När folkhemselen blev internationell. Elavregleringen i historiskt perspektiv*. SNS förlag.
- IAEA (2024). The Power Reactor Information System (PRIS). <https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=SE>.
- IVA (2006). *Underlagsstudie: Elmarknader – en internationell utblick*.
- Institute for Energy Economics and Financial Analysis (2023). *European Pressurized Reactors (EPRs): Next-generation design suffers from old problems*.
- Jönsson, E. (2022). Vindkraftsopinionen i skuggan av vindkraftverk, i Andersson med flera, *Du sköra värld*, SOM-institutet, Göteborgs Universitet.
- Karlsson, Svenolof (2022). *Elsystemkrisen: Det här är problemet. Så kan trenden vändas*. Second Opinion Nyheter AB.
- Keppler, J. H., S. Quemin, M. Saguan (2022). Why the sustainable provision of low-carbon electricity needs hybrid markets, *Energy Policy*.
- Konjunkturinstitutet (2021). *Miljöekonomisk rapport 2021: Skogen, klimatet och politiken*.
- Konjunkturinstitutet (2022). *Miljöekonomisk rapport 2022: Fit for 55*.
- Konjunkturinstitutet (2023). *Miljöekonomisk rapport 2023: Fördelningseffekter av miljö- och klimatpolitik*.
- Korteniemi (2018). *Mankala principle: A concept to finance large clean energy investments in Finland*.
- Lazard (2021). Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis — version 15.0.
- Lehmann, P. och P. Söderholm (2017). Can Technology-Specific Deployment Policies be Cost-effective? The Case of Renewable

- Energy Support Schemes, *Environmental and Resource Economics* 71.
- Lovering, Yip och Nordhaus (2016). *Historical construction costs of global nuclear power reactors*.
- Lundin, E. (2016). *Market Power and Joint Ownership: Evidence from Nuclear Plants in Sweden*. IFN Working Paper nr 1113. Stockholm: Institutet för Näringslivsforskning.
- Lundin, E (2022). Geographic price granularity and investments in wind power: Evidence from a Swedish electricity market splitting reform. *Energy Economics* 113.
- Lundvall (2023). *Drivkrafter bakom globala trender i den neutrala röntan*. Bilaga 2 till Långtidsutredningen 2023.
- Länsstyrelserna (2020). *Förutsättningar för en trygg elförsörjning – slutrapport till regeringen avseende ärende I2019/01614/E*.
- Mauritzen, J. (2014). Scrapping a wind turbine: Policy changes, scrapping incentives and why wind turbines in good locations get scrapped first. *Energy Journal* 35.
- MIT (2018). *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World*.
- National Audit Office (2017). *Hinkley Point C*. NAO report.
- NEA/IAEA (2018). *Measuring employment generated by the nuclear power sector*.
- NEA/IEA (2020). *Projected Costs of Generating Electricity 2020*
- NEA (2022). *Financing New Nuclear Power Plants: Minimising the Cost of Capital by Optimising Risk Management*.
- Nepp (2019). *Färdplan fossilfri el – analysunderlag: En analys av scenarier med en kraftigt ökad elanvändning*.
- Nilsson (2023). *Temperaturhöjning i klimatpolitiken*, Rapport till Expertgruppen för studier i offentlig ekonomi ESO 2023:7.
- Nordic Analysis Group – NAG (2021). *Requirement for minimum inertia in the Nordic power system*, 15 June 2021. European Network of Transmission System Operators, ENTSO-E.
- OECD (2009). *The Financing of Nuclear Power Plants*.
- OECD (2020). *Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders*.



- OECD (2022). *New Perspectives for Financing Nuclear New Build*. Prop. 2010/11:40. *En reformerad budgetlag*.
- Prop. 2023/24:105. *Energipolitikens långsiktiga inriktning*.
- Quantified Carbon (2023). *Nordic Power Systems for a Competitive and Sustainable Economy*.
- Qvist, S. (2022a). *Kraftsamling elförsörjning – Stödtjänster*. Svenskt Näringsliv.
- Qvist, S. (2022b). *Kraftsamling elförsörjning – Scenarioanalys 2050*. Svenskt Näringsliv.
- Regeringsbeslut I2022/02083.
- Riksbanken (2024). *Analys – strukturella faktorer bestämmer ränteläget på längre sikt*.
- Riksgälden (2023): *Kärnavfallsavgifter och säkerhetsbelopp: Remiss av kärnavfallsavgifter, finansierings- och kompletteringsbelopp för reaktorinnehavare 2024–2026*. RG 2022/814.
- Riksgälden (2024). *Konsekvensanalys av ändrat drifttidsantagande*. RG 2024/8.
- SCB (2024a). *Fördelning av elavtal efter elområde och avtalstyp*.
- SCB (2024b). *Totala miljöskatter i Sverige 1993–2023*.
- Sfen (2022). *Financing France’s New Nuclear Build – Designing a financing model that guarantees competitively priced electricity in France*.
- SOU 2017:13. *Finansiering av infrastruktur med privat kapital?*
- SOU 2023:18. *Värdet av vinden*.
- Southern Company (2012). *Vogtle Electric Generating Plant, Units 3 & 4 COL Application*.
- Svenska kraftnät (2019a): *Motiveringsrapport för aktivering av avhjälpande åtgärd*. Svk 2019/344.
- Svenska Kraftnät (2019b). *Kärnkraftens roll i elsystemet*. Svenska Kraftnät.
- Svenska kraftnät (2020a). *Amendment to the request by Svenska kraftnät for a derogation from the minimum level of capacity to be made available for cross-zonal trade for 2021*. Svk 2020/1259.

- Svenska kraftnät (2020b). *Request by Svenska kraftnät for a derogation from the minimum level of capacity to be made available for crosszonal trade for 2021.*
- Svenska kraftnät (2021a). *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett elsystem under förändring.*
- Svenska kraftnät (2021b). *Systemutvecklingsplan 2022–2031: Vägen mot en dubblerad elanvändning.*
- Svenska kraftnät (2022a). *Lagring av el – omvärldsanalys.* SvK 2022/2773.
- Svenska kraftnät (2023). *Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden.* Regeringsuppdrag om förslag på utformning efter 16 mars 2025.
- Svenska kraftnät (2024a). *Långsiktig marknadsanalys: Scenarier för kraftsystemets utveckling fram till 2050.*
- Svenska kraftnät (2024b). *Årsredovisning 2023.*
- Svenska kraftnät (2024c). *Anslut till transmissionsnätet.*
- Svenska kraftnät (2024d). *Prislista 2024 för transmissionsnätet.*
- Svenska kraftnät (2024e). *Balansansvarig.* Svenska kraft.  
[https://www.svk.se/aktorsportalen/balansansvarig/nät](https://www.svk.se/aktorsportalen/balansansvarig/nat) (svk.se).
- Svenska Kraftnät (2024f). *Aktivering av effektreserven fram till vintern 2025.*  
<https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/effektreserv/hantering-av-effektreserven-vintern-2020-2025/>
- Sydsvenska Handelskammaren (2024). *Remissvar på KN 2023/04578 Förslag om nya energipolitiska mål.*
- Teknikföretagen (2023). *Tilltagande kannibalisering för vindkraften.*
- The Guardian (2024). *Hinkley Point C could be delayed to 2031 and cost up to £35bn.*  
<https://www.theguardian.com/business/2024/jan/23/hinkley-point-c-could-be-delayed-to-2031-and-cost-up-to-35bn-says-edf>.
- Thema (2019). *Review of the Swedish grid tariff model,* Thema Rapport 2019-04.
- The Telegraph (2024). *Britain must pay more for Hinkley, says France.*

- <https://www.telegraph.co.uk/business/2024/02/13/france-tell-uk-pay-taxpayer-cash-fund-nuclear-power-station/>.
- Tillväxtanalys (2018). *Statens roll vid grön omställning genom aktiv industripolitik*. PM 2018:10.
- TVO (2023). *Interim Report 1 January–30 September 2023*.  
<https://www.tvo.fi/en/index/news/pressreleasesstockexchangerelases/2023/teollisuudenvoimaoyj8217sinterimreport1january-30september2023.html> .
- US Census Bureau (2016). *Economic Census: Industry Snapshots*.
- Vattenfall (2023). *Vattenfall planerar för ny vattenkraft i Sverige*.  
<https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2023/vattenfall-planerar-for-ny-vattenkraft-i-sverige>.
- Vattenfall (2024a). *Forsmark och Ringhals siktar på 80 års drifttid av befintliga kärnkraftreaktorer*.  
<https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2024/forsmark-och-ringhals-siktar-pa-80-ars-drifttid-av-befintliga-karnkraftreaktorer>.
- Vattenfall (2024b). *Klartecken för en permanent effekthöjning på Forsmark 1*. <https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/nyheter/2024/klartecken-for-en-permanent-effekthojning-pa-forsmark-1>.
- Vattenfall (2024c). *Status i Vattenfalls arbete med ny kärnkraft*.  
<https://group.vattenfall.com/se/siteassets/documents/status-i-vattenfalls-arbete-med-ny-karnkraft-240219.pdf>.
- Vesterberg, M. (2020): *Den svenska elmarknaden: Är hushållen en kraft att räkna med?* SNS.
- von der Leyen (2022). *Talet om tillståndet i unionen*. [https://state-of-the-union.ec.europa.eu/index\\_sv](https://state-of-the-union.ec.europa.eu/index_sv).
- Wakter, S. och H. Stenegren (2024). *Marknadskrafter: Ny kärnkraft i Sverige*. Timbro.
- Westander, H. (2023), *Kommunala vetot 2020–2022*, Westander Klimat och Energi.
- Westinghouse (2023). *Historic Contract Paves the Way for Site Work on Poland's First Nuclear Power Plant*.  
<https://info.westinghousenuclear.com/news/historic-contract->

paves-the-way-for-site-work-on-polands-first-nuclear-power-plant.

Westlund, H. och M. Wilhemsson (2021). *Valuating the negative externality of wind turbines: traditional hedonic and difference-in-difference approaches*, Working Paper 2022:6 Fastighet och finans, Kungliga Tekniska Högskolan.

World Nuclear Association (2024). *Nuclear Power in Czech Republic*. <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/czech-republic>.

World Nuclear Association (2024). *Nuclear Power in Hungary*. <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/hungary>.

World Nuclear Association (2024). *Nuclear Power in Poland*. <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/poland>.

# Uppdragsbeskrivning

## Finansiering och riskdelning vid investeringar i nya kärnkraftsreaktorer

### Sammanfattning av uppdraget

En sakkunnig person (utredaren) ges i uppdrag att biträda Finansdepartementet med att ta fram och lämna förslag på modeller för finansiering och riskdelning för nya kärnkraftreaktorer, så att elmarknadens aktörer i konkurrens har möjlighet att bygga ny kärnkraft. Syftet är att skapa ekonomiska förutsättningar som lägger grunden för att investeringar i ny kärnkraft ska kunna genomföras.

Den nya riskdelningsmodellen och de nya tillståndprocesserna kopplade till kärnkraft ska utformas så att kärnkraft med total effekt om minst 2 500 MW ska finnas på plats senast år 2035. Det motsvarar effekten hos två nya storskaliga reaktorer. En första ansökan behöver ha lämnats in till Strålsäkerhetsmyndigheten helst under 2024 men senast under 2025 med ambitionen att myndighetens prövning är klar under 2026 för att man då ska kunna gå vidare med beställning av nya reaktorer.

Utredaren ska därför

- beskriva och analysera modeller för finansiering och riskdelning för nya kärnkraftsreaktorer som använts respektive planeras att användas i andra länder,
- ta fram förslag om hur nya modeller för finansiering och riskdelning för nya kärnkraftreaktorer kan utformas i Sverige samt
- föreslå en tids- och aktivitetsplan för att införa föreslagna modeller.

Utredaren, som ska biträdas av sekreterare, ska påbörja uppdraget den 1 januari 2024. Uppdraget ska redovisas senast den 12 augusti 2024.

## **Uppdraget att fram förslag om hur nya modeller för finansiering och riskdelning för nya kärnkraftreaktorer kan utformas**

### **Bakgrund**

För att Sverige ska nå sina klimatmål och möjliggöra industrins omställning och utveckling behövs en kraftfull utbyggnad av fossilfri elproduktion. Med elektrifieringen av bland annat industrier och transporter som samhället står inför kommer elbehovet i Sverige att öka kraftigt. För att kunna möta samhällets ökade behov av el och samtidigt säkerställa en hög leveranssäkerhet krävs en omfattande utbyggnad av fossilfri, planerbar och stabil elproduktion, som kärnkraft.

Investeringar i kärnkraft innebär stora projekt över långa tidsperioder. Stora investeringar av detta slag innebär osäkerheter, såväl finansiella som tekniska och regulatoriska. Osäkerheterna kan sammantaget innebära att projekten inte blir av. Sedan befintlig kärnkraft byggdes ut i Sverige har elmarknaden avreglerats och nya tekniker och säkerhetskrav för kärnkraft tillkommit. Detta har påverkat marknadsförutsättningarna för att investera i ny kärnkraft. Att Sverige skapar goda ekonomiska förutsättningar som lägger grunden för investeringar i kärnkraft ska kunna genomföras är centralt. De goda ekonomiska förutsättningarna kan dels skapas genom förändringar av energimarknadens funktionssätt och pris-sättning, dels genom mer direkta ekonomiska åtaganden från staten. Åtgärder för att förbättra elmarknadens funktionssätt och pris-sättning planeras att analyseras inom ramen för en kommande utredning om elmarknadsutformning.

### **Modeller för finansiering och riskdelning**

Investeringar i ny kärnkraft är förenade med betydande finansiella osäkerheter till följd av långa byggtider och lång drifttid för att räkna hem investeringen. Det är också länge sedan ny kärnkraft byggdes i

Sverige, vilket innebär att det kan finnas osäkerheter om vilka nationella krav som kommer att ställas på nya reaktorer och hur kraven kommer att tillämpas. Detta driver upp risknivån ytterligare för investeringar i ny kärnkraft.

De statliga kreditgarantier om högst 400 miljarder kronor för investeringar i ny kärnkraft som föreslogs i budgetpropositionen för 2024 och beslutades av riksdagen är i sig inte tillräckliga för att skapa lönsamhet i ett nytt kärnkraftsprojekt. Kreditgarantier syftar generellt sett till att minska risken för långivare och på så sätt förbättra ett bolags möjlighet att erhålla finansiering till en attraktiv kostnad. Dock innebär storleken på de investeringar som behövs för att bygga ny kärnkraft att en finansiering med enbart lån skulle medföra en kapitalkostnad för räntor och garantiavgifter som gör den framtida driften av kärnkraftverket olönsam under en lång tid. Mot bakgrund av detta är det svårt att få till stånd konkurrenskraftig elproduktion med kärnkraft genom enbart kreditgarantier.

Genom modeller för finansiering och riskdelning kan investerarens finansiella risker och osäkerheter minska. Olika varianter av riskdelnings- och finansieringsmodeller och stödsystem finns i andra länder. Särskilt fokus bör läggas på att studera modeller som använts respektive planeras att användas i andra europeiska länder. Det handlar exempelvis om ett system som används i Storbritannien vars grundidé är att ge investerare en reglerad intäkt från elkonsumenterna som ska täcka vissa kostnader, däribland finansieringskostnader. På så sätt tar elkonsumenterna en del av risken redan under byggtiden, vilket kraftigt kan minska risken för investeraren. Andra exempel är den så kallade Mankalaprincipen som används i Finland och marginalkontrakten som används i Storbritannien. Även modeller där ett nytt statligt bolag bygger kärnkraft, såsom planeras i vissa europeiska länder, kan förutsättningslöst analyseras och då på premisen att bolaget skapas i syfte att bygga ny kärnkraft på nya platser utifrån ett särskilt utpekat uppdrag. Även de modeller som används i länder som USA och Kanada kan vara av intresse. I uppdraget ska påvisas vilka steg, såsom ett konstaterat marknadsmisslyckande och att andra åtgärder prövats, som måste föregå ett eventuellt samhällsuppdrag till ett nytt bolag. I analysen är det även viktigt att beakta hur ett sådant förslag påverkar investeringsviljan hos andra aktörer som vill bygga kärnkraft samt hur lämpliga långsiktiga ågarförhållanden för ett sådant bolag kan se ut.

För att möjliggöra en samhällsekonomiskt effektiv utbyggnad av kärnkraft är det avgörande att kostnadseffektiviteten analyseras. Modellerna ska möjliggöra samhällsekonomiskt effektiva kärnkraftsprojekt till den minsta möjliga kostnaden för samhället samt ta hänsyn till kärnkraftens systemnytta. Utredaren bör också sträva mot att föreslagna modeller för finansiering och riskdelning fördelar kostnaderna för ny kärnkraft mellan olika samhällsaktörer i förhållande till deras nytta av investeringarna.

Åtgärder för att förbättra elmarknadens funktionssätt och prisättning planeras att analyseras inom ramen för en kommande utredning om elmarknadsutformning.

Utredaren ska därför

- beskriva och analysera modeller för finansiering och riskdelning för nya kärnreaktorer som använts respektive planeras att användas i andra europeiska länder
- översiktligt redogöra för modeller som används i andra länder, till exempel USA och Kanada,
- ta fram förslag på hur nya modeller för finansiering och riskdelning för nya kärnkraftreaktorer kan utformas i Sverige,
- föreslå en tids- och aktivitetsplan för att införa föreslagna modeller,
- särskilt belysa andra åtgärder som kan sänka kostnaderna och korta tillstånds- och byggprocesser,
- analysera förslagets förenlighet med gällande regler om statsstöd och konkurrens och utforma förslagen så att de är förenliga med dessa regelverk och
- lämna nödvändiga författningsförslag.

### **Konsekvensbeskrivningar**

Utredaren ska beräkna förslagets ekonomiska konsekvenser för staten och analysera konsekvenser i övrigt för berörda myndigheter, företag och elkonsumenter. Utredaren ska utförligt beräkna och redogöra för förslagets samtliga kostnader för elkonsumenter och den offentliga sektorn. Utredaren ska även bedöma förslagets kon-



sekvenser för elmarknaden och hur investeringsförutsättningarna påverkas för de aktörer som inte omfattas av den finansierings- och riskdelningsmodell utredaren föreslår. Om förslag som lämnas innebär offentligfinansiella kostnader ska förslag till finansiering lämnas. Utredaren ska även i övrigt tillämpa riktlinjerna i 6 och 7 §§ förordningen (2007:1244) om konsekvensutredning vid regelgivning.

### **Kontakter och redovisning av uppdraget**

Utredaren, som ska biträdas av sekreterare, ska påbörja uppdraget den 1 januari 2024.

Under genomförandet av uppdraget ska utredaren, i den utsträckning som bedöms lämpligt, ha dialog med och inhämta upplysningar från Regeringskansliet, berörda myndigheter och företrädare för de aktörer som verkar på elmarknaden och som berörs av de förslag utredaren föreslår. Utredaren ska utse en referensgrupp med representanter från berörda myndigheter och elmarknadsaktörer.

Utredaren ska hålla sig informerad om och beakta relevant arbete som pågår inom Regeringskansliet, utredningsväsendet och EU. Av särskild betydelse är den planerade utredningen om elmarknadsutformning, samt den pågående utredningen om Ny kärnkraft i Sverige – ett andra steg (dir. 2023:155).

Uppdraget ska redovisas senast den 12 augusti 2024.