

Bilaga 3: Granskning av prognoser för elproduktionen vid de svenska kärnkraftverken 2021-2035

Sammanfattning

- För en tillståndshavare som har reaktorer i drift ska kärnavfallsavgiften betalas som kronor per levererad kilowattimme elström till elnätet under reaktorernas återstående drifttid. Kärnavfallsavgifter beräknas på förväntade volymer elström. Inbetalningarna beslutas i efterhand baserat på faktiskt levererad elström. De framtida avgiftsinbetalningarna till kärnavfallsfonden utgörs därför av kärnavfallsavgiften multiplicerat med faktisk levererad elström under den period som reaktorerna producerar el.
- Reaktorinnehavarna har historiskt överskattat elproduktionen vid kärnkraftverken, vilket bidragit till att kärnavfallsavgifterna successivt behövt höjas. Detta är problematiskt eftersom den återstående drifttiden för reaktorerna är relativt kort och en betydande andel av kostnaderna uppstår efter att reaktorerna slutat producera el.
- Riksgälden bedömer att reaktorinnehavarnas prognoser för framtida elproduktion vid kärnkraftverken inte ska användas som underlag för beräkning av kärnavfallsavgifter och säkerhetsbelopp. Prognoser för framtida elproduktion bör istället göras med Riksgäldens prognosmodell. Riksgälden bygger detta ställningstagande på att:
 - Beräkningar av medelfel i tillståndshavarnas prognoser ger skäl att misstänka att produktionen historiskt systematiskt överskattats.
 - Riksgälden ser de tillgänglighetsantaganden som görs i prognoserna som orealistiska.
- Riksgälden avser att löpande utvärdera både sina egna och reaktorinnehavarnas prognoser.

Bakgrund

Kärnavfallsavgifter beräknas på förväntad elproduktion

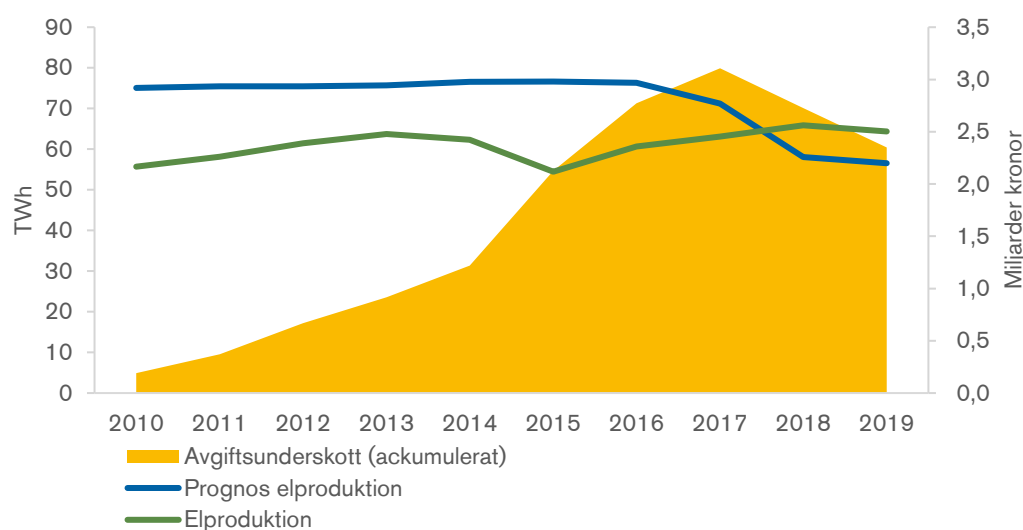
För reaktornnehavare som innehar kärnkraftsreaktorer i drift ska kärnavfallsavgiften betalas som kronor per levererad kilowattimme elström till elnätet. Enligt 3 § finanseringsförordningen ska kärnavfallsavgifter beräknas på *förväntade* volymer elström. Inbetalningarna beslutas i efterhand baserat på faktiskt levererad elström. Framtida avgiftsinbetalningarna till kärnavfallsfonden är således produkten av kärnavfallsavgiften och levererad elström. Om prognosen för elproduktionen är högre än utfallet får det som konsekvens att kärnavfallsavgifterna blir lägre än vad som krävs för att systemet ska balansera. Det motsatta gäller om prognoserna för leverans av elström är lägre än faktiskt levererad elström.

Det finns totalt sju kärnkraftsreaktorer i drift i Sverige, fördelade på tre kärnkraftverk och tillika reaktornnehavare: Forsmark Kraftgrupp AB (Forsmark), OKG AB (Oskarshamn) och Ringhals AB (Ringhals). Forsmark har tre reaktorer i drift (F1, F2, F3), Ringhals har tre reaktorer i drift (R1, R3 och R4) och Oskarshamn har en reaktor i drift (O3). Oskarshamn stängde två reaktorer 2015 och 2017 och Ringhals har sedan tidigare beslutat om stängning av två reaktorer vid årsskiftet 2019 och 2020¹.

Överskattning av produktionen har lett till underfinansiering

Under perioden 2010 till 2019 uppgick de ackumulerade uteblivna avgiftsintäkterna till ca 2,2 miljarder kronor till följd av att elproduktionen överskattats vid avgiftsberäkningarna, se diagram 1 nedan. Lägre inbetalningar än förväntat är en bidragande orsak till varför Strålsäkerhetsmyndigheten (SSM) succesivt föreslagit höjningar av kärnavfallsavgiften till regeringen. Att avgiftsunderskottet minskat under senare år är delvis en konsekvens av att kärnavfallsavgifter beräknats baserat på myndighetens elprognoser, och inte reaktornnehavarnas.

Diagram 1. Uteblivna avgiftsintäkter



Källa: egna beräkningar

¹ Till följd det låga marknadspriset på el har Vattenfall beslutat att inte återstarta R1 efter revisionen under april 2020, utan väntar istället till hösten 2020.

De problem som är förknippade med diskrepanser mellan prognoser på elleveranser och faktisk utfall i produktion har tidigare beskrivits i olika sammanhang, bland annat i förslaget på kärnavfallsavgifter och säkerhetsbelopp för 2018-2020², samt i promemorian "Granskning av prognoser för kärnkraftverkens elproduktion"³. I promemorian beskrivs hur reaktorinnehavarnas samlade kärnkraftsproduktion under reaktorernas historiska drifttid varit betydligt högre än vad som prognostiserats för samma period och i avgiftsförslaget gjorde myndigheten bedömningen att reaktorinnehavarnas elprognoser inte kunde användas som underlag för beräkning av kärnavfallsavgifter och säkerhetsbelopp för 2018-2020. Även Riksrevisionen har uppmärksammat problemet och beskrev i sin utredning av finansieringssystemet 2017⁴ att:

"Kärnavfallsavgiften beräknas utifrån prognostiserad energiproduktion hos respektive reaktorinnehavare. Produktionsprognosen utgör därmed en central parameter vid avgiftssättningen. Kärnkraftsindustrin har, under tio års tid, överskattat produktionen i de svenska kärnkraftverken. En överskattning av produktionen ger lägre inbetalningar och därmed ett underskott i kärnavfallsfinansieringssystemet."

Det finns olika tänkbara orsaker till att elproduktionen underskattas av reaktorinnehavarna. En förklaring kan ha att göra med att reaktorinnehavarna inte kunnat förutse effekten av moderniseringsåtgärder för att höja säkerheten på reaktorerna sedan myndigheten 2005 införde nya skärpta säkerhetskrav⁵ för den fortsatta driften av anläggningarna efter det tidigare slutåret 2010. Vidare har troligen arbetsinsatsen av effekthöjande åtgärder underskattats i vissa reaktorer. Exempelvis genomfördes 2011 förberedande åtgärder för R4 för att höja den termiska effekten som ledde till en längre avställningsperiod. O2 har under flera år genomgått modernisering som bland annat omfattat byte av lågtrycksturbin och ombyggnation av kontrollrummet fram till avställningen 2017.

Även förekomsten av mer eller mindre allvarliga incidenter som föranlett produktionsstopp och förlängda revisionsåtgärder har troligen inte tagits höjd för i prognoserna. Här kan exempelvis nämnas R2 som under nästan två år (2015 och 2016) inte producerade el till följd av att korrosion i bottenplåten upptäckts. R2 har även varit avställd sju månader under 2011 p.g.a. kvarglömd dammsugare som orsakade brand. Vidare togs O1 ur nätet under flera perioder under hösten 2015 på grund av ett luftläckage in till kondensorn.

Kort återstående drifttid

Den elproduktion som förväntas produceras från en reaktor beror på dels återstående drifttid, dels den produktionsnivå som upprätthålls under drifttiden. Reaktorernas återstående drifttid vid beräkning av kärnavfallsavgifter och säkerhetsbelopp är reglerad i 4 § finansieringsförordningen: Varje reaktor ska anses ha en total drifttid om 50 år eller en återstående drifttid om minst sex år (den s.k. sexårs-regeln), om det inte finns skäl att anta att drifttiden kan komma att upphöra dessförinnan.

² SSM2016-5513

³ SSM2015-2571

⁴ RIR 2017:31

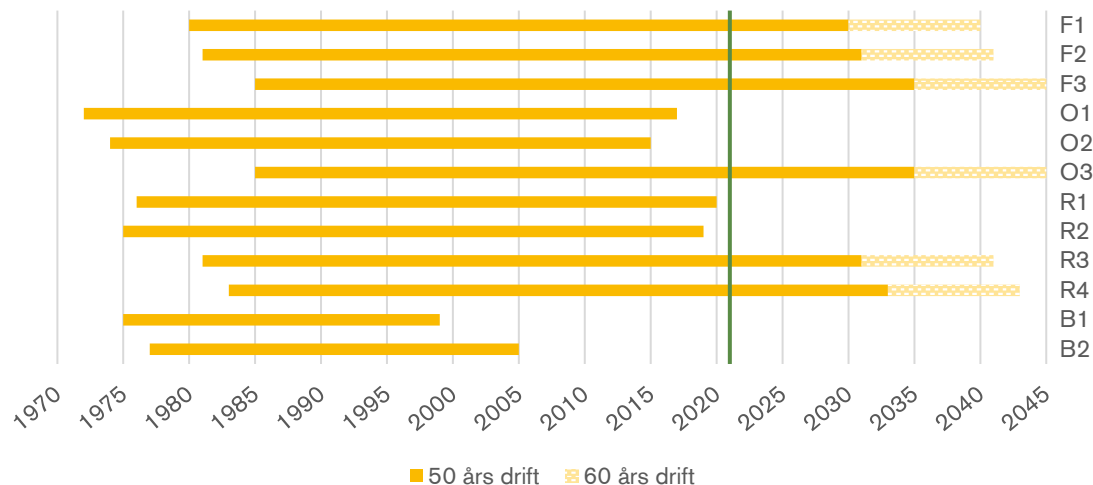
⁵ SSMFS 2008:17

Drifttiden som anges i förordningen är dock inte den drifttid som kärnkraftsbolagen själva förväntar att reaktorerna uppnår. Drifttillståndet är i princip obegränsat i tiden och reaktorinnehavarna får driva reaktorerna så länge de uppfyller säkerhetskraven och har tillstånd. Det är SSM som ansvarar för drifttillsynen vid kärnkraftverken. Ägarna har gjort investeringar i syfte att säkerställa 60 års drift. Det är såldes 60 års drift som utgör referensscenariot när SKB gör kostnadsberäkningar. Kostnadsberäkningen anpassas sedan av SKB till 50 års drifttid.

På kostnadssidan är det mängden använt kärnbränsle och radioaktivt avfall som ska omhändertas och när i tiden behov för mellanlagring och slutförvaring uppstår som påverkas av drifttiden. En minskning av drifttiden från 60 till 50 år innebär att 623 färre kopparkapslar ska slutförvaras, vilket motsvarar en minskning från 94 miljarder (referenskostnaden) till 86 miljarder (kalkyl 50), alltså knappt 10 procent⁶. Motsvarande minskning av drifttiden gör att den förväntade återstående elproduktionen går från ca 1 186 TWh till 657 TWh, alltså en minskning med över 80 procent. En reaktorinnehavares kärnavfallsavgift är både en funktion av de återstående kostnaderna och den förväntade elproduktionen. Som ovanstående visar påverkas dock kärnavfallsavgiften i mycket högre grad av elproduktionsminskningen än kostnadsminskningen när drifttiden går från 60 till 50 år.

I Diagram 2 nedan framgår förväntad och uppnådd total drifttid för varje reaktor, dels enligt de förutsättningar som följer av förordningen (50 års drift), dels enligt reaktorbolagens egna planer (60 års drift). Den vertikala gröna linjen anger startpunkten för nästa avgiftsperiod, dvs. 2021.

Diagram 2. Återstående drifttid för 50- och 60-årsscenario



Källa: SKB och egna beräkningar

Diagrammet visar att den återstående drifttiden är relativt kort för att reaktorerna ska nå 50 års drift. Dessutom kommer sex av tolv reaktorer vara avställda vid början av nästa avgiftsperiod, utan att ha uppnått en ålder om 50 år. Det återstår med andra ord inte så många år för att bygga upp fonden under reaktorernas aktiva tid och en betydande andel av kostnaderna uppstår efter att reaktorerna slutat producera el.

⁶ Plan 2019 Underlag för kostnadsberäkningar, SKB

Syfte och granskningsmetod

Som diskuterats ovan har reaktorinnehavarna under en lång tid överskattat produktionen i de svenska kärnkraftverken. En överskattning av produktionen har gett lägre inbetalningar och därmed ett underskott i kärnavfallsfinansieringssystemet. Enligt 10 § finansieringsförordningen ska det tillsammans med kostnadsberäkningen (Plan 2019, som ligger till grund för Riksgäldens avgiftsförslag) ges in uppgifter om hur mycket el som varje reaktorinnehavare årligen planerar att leverera per reaktor under återstående drifttid. Syftet med denna PM är att bedöma om inlämnade prognoser för framtida elproduktion vid kärnkraftverken (elprognoser) bör användas för beräkning av kärnavfallsavgifter och säkerheter.

Riksgäldens granskning består av två steg. Första steget är att analysera hur väl reaktorinnehavarnas tidigare prognoser står sig mot faktiskt utfall. I analysen beräknas medelfel, för att ge indikationer om tidigare prognoser systematiskt över- eller underskattas, samt medelabsolutfel, för att bedöma den övergripande träffsäkerheten i prognoserna. I sammanhanget är måtten ointressanta om det inte finns en konkurrerande prognosmodell att jämföra med. Det finns inte några andra i dag redan existerande prognosmodeller som är lämpliga att använda för jämförelser.⁷ Därför jämförs utfallet med en prognosmodell som Riksgälden tagit fram.

I ett andra steg granskas vissa centrala underliggande antaganden i reaktorinnehavarnas prognoser för att få en bredare bild av rimligheten i prognoserna.

Olika prognoser för elproduktion

Reaktorinnehavarnas prognoser

Genom SKB har reaktorinnehavarna alltjämt sedan kostnadsberäkningen 1989 (Plan 89) inkommit med uppgifter till myndigheterna om planerad elleverans. Reaktorinnehavarna har genom SKB (i Plan 2019) även inkommit med underlag för planerad elproduktion för reaktorerna för reaktorernas återstående drifttid enligt finansieringsförordningen, dvs. från 2021 till 2035. Under den perioden kommer som mest sex reaktorer vara i drift och den förväntade elproduktionen enligt reaktorinnehavarna är totalt 657 TWh⁸.

Underlaget som SKB överlämnat bygger på bedömningar gjorda av reaktorinnehavarna⁹, oberoende av varandra. För Forsmark och Ringhals består bedömningarna av en kombination av kortsiktiga (fem år) produktionsplaner och långsiktiga strategiska mål. För Forsmark är syftet med produktionsplanen att ge underlag för hårdladdning och intäktsbudgetering och bygger på viss marginal för förlängd avställning och fel. Långsiktigt används ett antagande om 92 procent tillgänglighet (med en reduktion om 2 procent för produktionsoptimering). Varken Forsmark eller Ringhals gör justeringar i bedömningarna för risker av typen låg sannolikhet och hög konsekvens. Oskarshamn använder ett produktionsplaneringsverktyg med inputparametrar som exempelvis maximal produktion,

⁷ Energimyndigheten gör prognoser av tillförsel av kärnkraftsel på lång sikt. Prognoserna bygger på en modell som optimerar energibehovet i olika sektorer så att den totala kostnaden för att tillhandahålla energiefterfrågan minimeras. Energimyndighetens långtidsscenarior för elproduktion är dock inte heller lämpliga i syfte att jämföras mot reaktorinnehavarnas elprognoser. För det första används samma antagande för tillgänglighet för samtliga reaktorer i drift. Detta förefaller olämpligt då historiska produktionsdata visar att tillgängligheten varier kraftigt mellan olika reaktorinnehavarna och inte minst mellan olika reaktorer. För det andra antas utbyggnad av ny kärnkraft om modellen tillåter det, vilket direkt motsäger de förutsättningar som ges av finansieringsförordningen avseende återstående drifttid.

⁸ 1878552 - 4a-Framtida elproduktion 50+6år, SKB

⁹ Bilaga till SKB:s svar på Riksgäldens begäran om kompletterande information och underlag för Plan 2019 avseende punkt 4c, SKB

kylvattenspåverkan, periodisk provning, revisionsavställning, etc. I beräkningarna görs ett antal antaganden avseende exempelvis erfarenheten hos personalen och komplexiteten i revisionsarbetet. För samtliga reaktorinnehavare görs inga antaganden om framtida effekthöjningar.

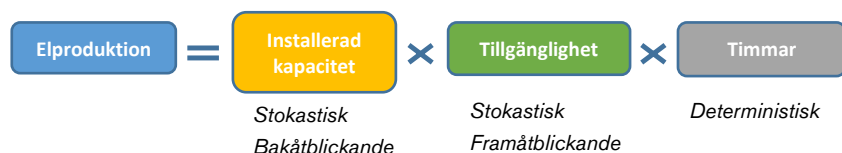
Tekniska och ingenjörsmässiga antaganden utgör grunden för tillståndshavarnas prognoser och dessa är svåra för Riksgälden att uttala sig om. I sammanhanget bör noteras att reaktorinnehavarna inte alltid haft samma metod för att göra prognoser. Under merparten av perioden 1988 till 2000 utgick reaktorinnehavarna från ett antagande om en framtida tillgänglighetsfaktor (vanligtvis runt 80 %). Bedömningen byggde på historisk utnyttjandegrad i reaktorerna och behov av förväntade framtida renoveringsarbeten samt eventuella framtida störningar i driften¹⁰.

Riksgäldens prognosmetod

Som diskuterats tidigare har reaktorinnehavarna under en lång period överskattat produktionen i de svenska kärnkraftverken. En överskattning av produktionen ger lägre inbetalningar och därmed ett underskott i kärnavfallsfinansieringssystemet. Det finns inte några andra prognosmakare som gör bedömningar som är användbara vid beräkningen av kärnavfallsavgifter. Därför bedömer Riksgälden att myndigheten behöver göra en egen bedömning av den framtida elproduktionen vid de svenska kärnkraftverken.

Den förväntade återstående elproduktionen för reaktorer i drift bestäms av en metod utvecklad i samband med SSM:s förslag till kärnavfallsavgifter och säkerhetsbelopp för 2018-2020. Modellen utvecklades tillsammans med konsulter från Palisade Corporation i Excel med hjälp av riskanalysverktyget Palisade @Risk. Syftet med prognosmetoden är att beräkna årlig förväntad elproduktion och variation kring medelvärdet av produktionen för varje aktiv reaktor. Principen är att en reaktors årliga elproduktion kan estimeras med produkten av reaktorns installerade kapacitet, tillgängligheten på el och antal kalendertimmar under det aktuella året, se figuren nedan.

Figur 1. Beräkning av framtida elproduktion



Källa: Riksgälden.

Den installerade kapaciteten och tillgängligheten på el betraktas båda som osäkerhetsfaktorer. Antalet tillgängliga timmar för ett produktionsår är dock deterministiskt och beräknas som 8 760 (365*24) för ett normalår och 8 784 (366*24) för ett skottår. Antal tillgängliga timmar under reaktorns slutår beräknas utifrån dess planerade drifttid enligt regleringen i finansieringsförordningen, se tidigare avsnitt om återstående drifttid. Eftersom drifttiden är reglerad i förordningen behandlas den som ett fast antagande i beräkningarna. Genom att stokastiskt skapa fördelningsfunktioner för respektive parameter kan årliga fördelningar över framtida elproduktion göras för varje reaktor. Utifrån dessa fördelningar kan sedan väntevärden och variation för varje år

¹⁰ Plan 2000 till Plan 1988, *Kostnader för kärnkraftens radioaktiva restprodukter*, SKB

och scenario beräknas. I följande avsnitt beskrivs beräkningen av installerad kapacitet och tillgänglighet.

Skattning av installerad kapacitet

För en reaktors installerade kapacitet (reference unit power) används den definition som används av International Atomic Energy Agency (IAEA)¹¹:

"The maximum (electrical) power that could be maintained continuously throughout a prolonged period of operation under reference ambient conditions. The power value is measured at the unit outlet terminals, i.e. after deducting the power taken by unit auxiliaries and the losses in the transformers that are considered integral parts of the unit."

Estimering av installerade kapacitet för återstående drifttider beräknas i kombination av expertutlåtande och stokastisk analys. I första steget ombeds experter på reaktordrift¹² från SSM att göra en trepunktsskattning av troligt värde, lågvärde samt högvärde för genomsnittlig installerade kapaciteten (i MW). Bedömningar görs för varje år och reaktor för hela prognosperioden. Konfidensintervall för hög- och lågvärden sätts till 1:10, vilket innebär att det är 10 procent sannolikhet att utfallet inte överstiger lågvärdet och 90 procent sannolikhet att utfallet inte överstiger högvärdet. Bedömningar görs först individuellt och diskuteras sedan i grupp innan de fastställs. De tre parametrarna låg-, hög- och troligt värde används för att beräkna parametrarna till fördelningsfunktioner för osäkerhetsfaktorn. För detta syfte används PERT-funktionen (Project Evaluation and Review Technique). PERT-fördelningen är en specialform av BETA-fördelningen och har liksom BETA-fördelningen slutna intervall och är vanligt förekommande i sammanhang där inhämta av data från experter görs (engelska "expert elicitation").

Den installerade kapaciteten kan förväntas konstant såvida inte varaktiga tekniska justeringar görs till följd av exempelvis effekthöjningar eller nya myndighetskrav. Data för innevarande år hämtas från tekniska beskrivningar av respektive reaktor.

Skattning av tillgänglighet

Det finns många olika sätt att definiera tillgänglighet i en reaktor¹³. I den här metoden likställs en reaktors tillgänglighet med dess kapacitetsfaktor (load factor), som ger den bästa bedömning på faktisk produktion. Enligt IAEA är load factor:

"The ratio of the energy which the power reactor unit has produced over that period divided by the energy it would have produced at its reference power capacity over that period. Reference energy generation (net) is the energy that could be produced during a given time period if the unit were operated continuously at reference unit power."

¹¹ http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/TRS428_web.pdf

¹² Anläggningsansvariga (tre stycken) på myndighetens avdelning för Kärnkraftssäkerhet

¹³ Se illustration s 21, IAEA Technical Reports series no. 428, http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/TRS428_web.pdf

Den historiska tillgängligheten beräknas för varje reaktor och tidigare driftår genom att dela den uppnådda årliga elproduktionen med den totala kapaciteten för samma år. Data för historisk produktion och installerad kapacitet hämtas från IAEA:s databas PRIS (Power Reactor Information System)¹⁴. Vid beräkning av historiska serier för tillgängligheter exkluderas en reaktors fem första driftår. De första åren består med hög sannolikhet av provdrift och viss inkörning och representerar därför med hög sannolikhet inte reaktorns tillgänglighet på längre sikt. Vidare har ingen hänsyn tagits till en reaktors driftläge, dvs. provdrift eller rutinmässig drift. Om en reaktor levererar energi så uppstår också restprodukter som måste omhändertas och som tillståndshavaren är skyldig att finansiera.

Prognoser för tillgänglighet genereras med en "dragning med återläggning"-teknik (resample with replacement) utifrån tidigare beräknade historiska tillgänglighetsnivåer. I praktiken innebär tekniken att fördelningar skapas genom att plocka tal från de historiska tidsserierna, med lika stor sannolikhet varje gång, och med möjlighet till återupprepning av samma dragning.

Prognosutvärdering

Första steget i granskningen av reaktorinnehavarnas elprognoser är att utvärdera hur väl reaktorinnehavarnas tidigare prognoser står sig mot faktiskt utfall och jämföra detta mot Riksgäldens egna tidigare prognoser. Riksgäldens prognosmetod implementerades först 2017, alltså finns endast tre datapunkter med prognoser (2017-2019). Analys av få datapunkter kan innebära att slumpen påverkar resultaten. För att utvärdera Riksgäldens prognoser görs istället så kallad backtesting, vilket innebär att modellen testats för att se hur väl den hade presterat under en viss tidsperiod som redan inträffat. Reaktorinnehavarnas prognoser utvärderas under samma förutsättningar. Som mått används dels medelfel, som ger indikationer om tidigare prognoser systematiskt över- eller underskattas, dels medelabsolutfel, för att bedöma den övergripande träffsäkerheten i prognoserna.

Förutsättningar för Riksgäldens prognoser

Som nämns ovan används backtesting för att testa modellen för att se hur väl den hade presterat under en viss tidsperiod som redan inträffat. Av det tillgängliga dataunderlaget väljs ett startår. Data innan startåret används för att skatta modellparametrar (träna modellen) och perioden efter startåret används för att utvärdera modellen. Därefter rullas modellen med samma frekvens som intervallen för Plan-rapporterna. Det finns inga generella krav för fördelningen mellan upplärnings- och utvärderingsperiod. I andra sammanhang används ofta en fördelning på 80/20, vilket också görs för detta ändamål. Eftersom prognoshorisonten rullas framåt blir i praktiken fördelningen mellan upplärnings- och utvärderingsperiod inte konstant. Upplärningsperioden blir succesivt längre och utvärderingsperioden blir succesivt kortare ju närmare 2019 utvärderingen närmar sig.

En reaktors fem första driftår från kommersiell start har undantagits i datasetet eftersom dessa ofta består av provdrift och viss inkörning och representerar därför nödvändigtvis inte reaktorns tillgänglighet på längre sikt. Upplärnings- och utvärderingsperioder givet tillgänglig data fås av tabell 1 nedan.

¹⁴ <https://www.iaea.org/pris/>

Tabell 1. Upplärnings- och utvärderingsperioder för backtesting

	F1	F2	F3	O1	O2	O3	R1	R2	R3	R4
Upplärning start	1985	1986	1990	1976	1979	1990	1979	1979	1985	1987
Första upplärningsperiod stopp	2012	2012	2013	2008	2006	2013	2011	2011	2012	2012
Första utvärderingsperiod start	2013	2013	2014	2009	2007	2014	2012	2012	2013	2013
Utvärdering stopp	2019	2019	2019	2016	2013	2019	2019	2019	2019	2019

Källa: egna beräkningar

Ett problem i sammanhanget är att det saknas historiska expertbedömningar på installerad effekt, vilket är en av två parametrarna som skattas för att göra prognoser i modellen. Ett antagande har därför gjorts att installerad effekt för kommande prognoshorisont är samma som gäller för innevarande år (alltså det år då prognosen görs), förutom för perioden 2017-2019 eftersom det då finns data på faktiska bedömningar av installerad effekt. Antagandet är till modellens nackdel eftersom det antas råda okunskap om eventuell effekt upp- och nedgradering som infaller nära inpå tidpunkten då prognosen görs. Exempelvis blir modellen omedveten om effektuppgradering som gjordes på O3:an 2010 från 1 152 till 1 400 MWe, trots att uppgraderingen gjordes bara ett år efter prognosen. Det är sannolikt att en expertbedömning skulle haft kunskap om denna justering och därför tagit med det i sina bedömningar.

En annan komplicerande faktor är att modellen inte är konstruerad för att göra prognoser över enskilda år, utan snarare för total produktion sett över en reaktors hela driftperiod. Exempelvis tas inte hänsyn till kända åtgärder som förlänger varaktigheten på en normal revisionsperiod. Kortsiktigt kan därför reaktorinnehavarnas modeller antas ha bättre förutsättningar att ge högre prediktionsförmåga än myndighetens modell.

Förutsättningar för reaktorinnehavarnas prognoser

Riksgälden har genom en komplettering inkommen under 2017¹⁵ tillgång till prognoser som underlag för tidigare kostnadsberäkningar (så kallade Plan-rapporter) mellan 2001 och 2016. Prognoser mellan 2016 och 2019 inkom till SSM som underlag för Plan 2016¹⁶. Tidigare prognoser mellan 1988 och 2001 anses inte relevanta eftersom metoden som användes då, och som beskrivits tidigare, skiljer sig väsentligt från den som används nu. Att utvärdera en tidigare metod som inte används idag ger inte meningsfull information.

Prognoshorisonten har valts för att motsvara underlaget för senaste tillgängliga Planrapport (relativt utfallsåret), samt den tidsperiod som även används för Riksgäldens prognoser. Detta innebär att prognoshorisonten sammanfaller med den avgiftsperiod som Planrapporten avser, dvs. under perioden 2001-2008 är det prognoser för ett år framåt, för perioden 2009-2010 är det prognoser för två år framåt och under perioden 2011-2019 är det prognoser för tre år framåt.

¹⁵ Elprognoser - P2001-P2016 - 2017-03-15, SKB

¹⁶ Framtida elproduktion - 2018-2045 FOR - 170109, SKB

Jämförelse mellan Riksgäldens prognoser och reaktorinnehavarnas prognoser

Givet ovanstående metod och antagande så kan prognosfel för respektive modell och reaktor beräknas, vilket redovisas i tabell 2 nedan. Utfallsdata för elproduktion fram till 2018 hämtas från Internationella atomenergiorganets publikt tillgängliga databas för kärnkraftsreaktorer (IAEA PRIS). Utfall för elproduktion för 2019 kommer från SKB¹⁷. I beräkningarna har Barsebäck uteslutits eftersom reaktorinnehavaren inte har någon reaktor i drift och därmed inte kommer att få en rörlig avgift baserad på förväntad elproduktion.

Tabell 2. Prognosfel (TWh)

		F1	F2	F3	O1	O2	O3	R1	R2	R3	R4
MF	Reaktorinnehavare	-0,1	-0,6	-1,0	-1,2	-1,2	-1,0	-0,6	-2,0	-0,4	0,0
	Riksgälden	0,5	0,8	-0,3	-0,3	-0,3	0,4	0,7	-0,8	0,4	0,6
MAF	Reaktorinnehavare	0,2	0,6	1,1	1,2	1,3	1,0	0,6	2,6	0,5	0,3
	Riksgälden	0,7	0,9	0,9	0,9	0,7	0,5	0,9	1,9	0,5	0,6

Källa: egna beräkningar

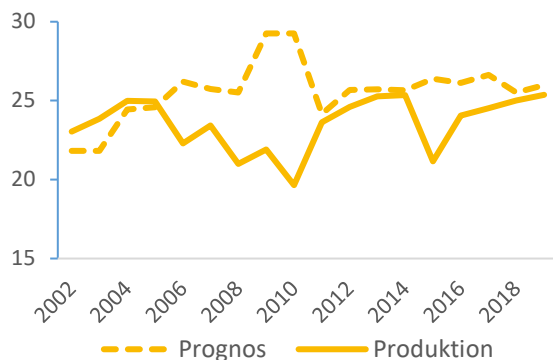
Medelfelet (MF) visar hur mycket prognoserna i genomsnitt avviker från utfallet och ger därmed en indikation på om reaktorinnehavaren systematiskt över- eller underskattat utfallet. Resultaten indikerar att reaktorinnehavarna för alla reaktorer förutom R4 överskattat sina prognoser och att det därmed finns en bias i prognoserna. Riksgäldens prognosmodell ger en blandning av över- och underprognoser mellan reaktorerna.

Eftersom över- och underskattningar kan ta ut varandra och generera ett litet medelfel är det inte användbart för att bedöma prognosprecisionen. För det ändamålet är medelabsolutfelet (MAF) mer relevant. Medelabsolutfelet tar genomsnittet av det absoluta prognosfelet, dvs. det tar inte hänsyn till om felet är negativa eller positiva. Beräkningarna av medelfel visar att reaktorinnehavarnas prognoser är närmare utfallen för F1, F2, R1, och R4. Samtidigt är myndighetens prognosmodell närmare utfallen för F3, O1, O2, O3, R2 och R3.

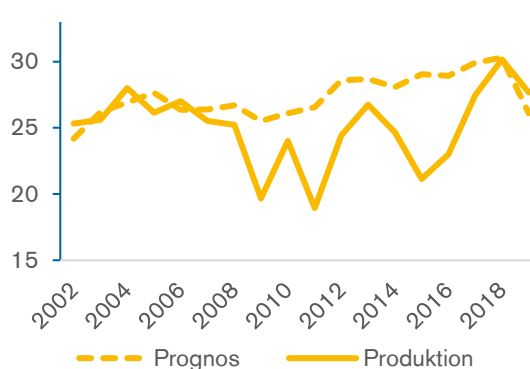
Reaktorinnehavarnas prognoser för hela tidshorisonten

I prognosutvärderingen ovan utslöts en betydande del av underlaget för reaktorinnehavarnas historiska prognoser eftersom en stor andel av perioden vigdes åt att träna upp Riksgäldens prognosmodell. Det kan därför vara intressant att undersöka reaktorinnehavarnas samlade elproduktion och prognoser för motsvarande period mellan 2001 och 2019, vilket motsvarar den period då samma typ av prognosmodell använts av reaktorinnehavarna. Likt tidigare sammanfaller prognoshorisonten med den avgiftsperiod som Planrapporten avser. Resultaten illustreras i nedanstående tre diagram.

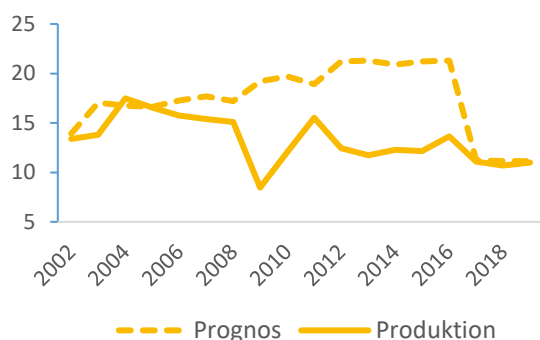
¹⁷ 1878280 - SKBs svar på Riksgäldens begäran om kompletterande information och underlag för Plan 2019, SKB

Diagram 3. Prognos och utfall för Forsmarks alla reaktorer 2002-2019 (TWh)

Källa: SKB, SSM och IAEA PRIS.

Diagram 5. Prognos och utfall för Ringhals alla reaktorer 2002-2019 (TWh)

Källa: SKB, SSM och IAEA PRIS.

Diagram 4. Prognos och utfall för Oskarshamns alla reaktorer 2002-2019 (TWh)

Källa: SKB, SSM och IAEA PRIS

Av diagrammen framgår det som redan bekräftats, nämligen en systematisk överskattning av framtida produktion. För Oskarshamn har överskattning av produktion gjorts för 17 av 18 år. Motsvarande för Forsmark är 14 av 18 samt 14 av 18 för Ringhals. Samtidigt går det visuellt att urskilja konvergens av prognos och utfall för senare år för samtliga reaktorinnehavare, vilket indikerar en trend med förbättrad prognosförmåga.

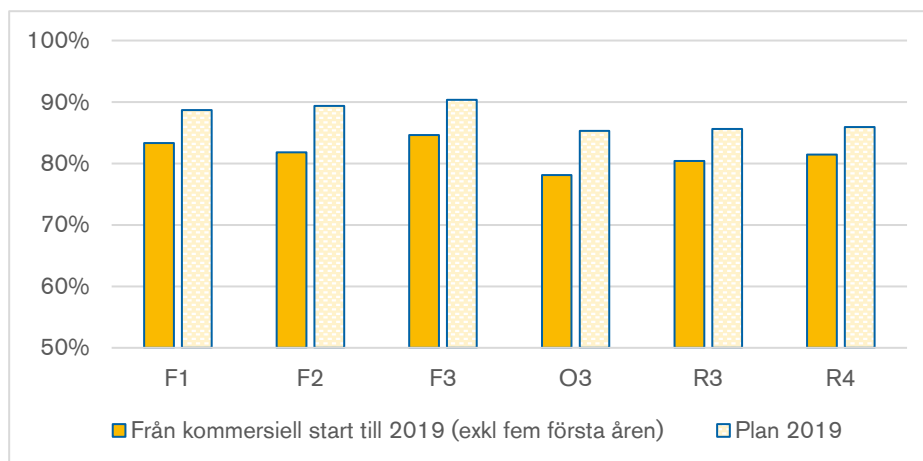
Reaktorinnehavarnas tillgänglighetsantaganden

Andra steget i granskning av reaktorinnehavarnas elprognoser är att undersöka prognosernas tillgänglighetsantaganden. Diagrammet nedan visar den tillgänglighet som uppnåtts för respektive reaktor under dess livstid sedan kommersiell start, samt den tillgänglighet som förutsetts i underlaget för Plan 2019. Likt i underlaget för backtesting, har de fem första åren tagits bort, eftersom dessa med ofta består av inkörning och provdrift och därför inte nödvändigtvis representerar reaktorns tillgänglighet på sikt. Precis som i prognosutvärderingen används load factor som mått på tillgänglighet¹⁸. Load factor är förhållandet mellan hur mycket el en reaktor har producerat under en given tidsperiod och hur mycket el reaktorn teoretiskt sett skulle kunna

¹⁸ Technical Reports series no. 428, The Power Reactor Information System (PRIS) and its Extension to Non-electrical Applications, Decommissioning and Delayed Projects, IAEA

producera vid full drift under samma tidsperiod. O1, O2 samt R1 och R2 redovisas inte eftersom dessa inte är i drift efter 2020.

Diagram 6. Reaktorernas tillgänglighet jämfört med antagen tillgänglighet i Plan 2019 (för perioden 2021-2035)



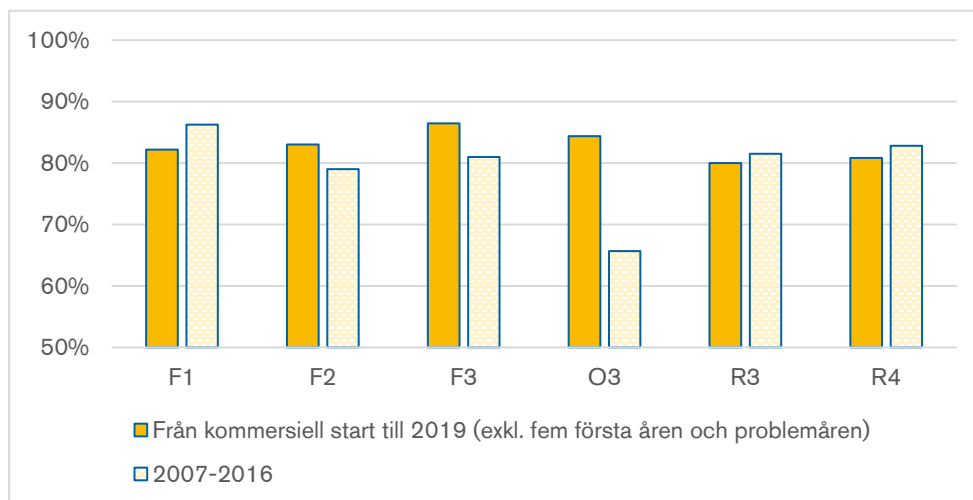
Källa: IAEA PRIS, SKB och egna beräkningar.

Av diagrammet framgår att nivån på tillgänglighet som antas gälla i Plan 2019 är högre än vad som uppnåtts historiskt för samtliga reaktorer. I genomsnitt förutsätts tillgängligheten vara 6 procentenheter högre. Störst språng i tillgänglighet antas F2 göra, från 82 procent till 89 procent följt av O3, från 78 procent till 85 procent. Jämfört med underlaget i Plan 2016 är antagna tillgänglighetsnivåer i stort sett samma, även om bortfallet av de äldre reaktorerna gör att det genomsnittliga tillgänglighetssprånget har blivit lägre denna gång.

I remissvar från reaktorinnehavarna och kärnkraftsägarna i SSM:s föregående avgiftsförslag framfördes att reaktorinnehavarna under senare år varit hårt drabbade av säkerhetsuppdateringar, moderniseringar och effekthöjningar och förutsättningar för att göra prognoser torde vara bättre nu när dessa åtgärder är genomförda¹⁹. I diagram 7 visas den historiska tillgängligheten för två perioder, dels för perioden 2007-2016 (de så kallade "problemåren"), dels hela driftsperioden exkluderat 2007-2016. Jämförelsen ger blandade resultat. Reaktorerna F2, F3 och samt O3 tycks tydligt haft lägre tillgänglighet under problemåren, medan F1, R3 och R4 tycks haft högre tillgänglighet under problemåren. Vissa reaktorer tycks alltså haft problem under senare år, medan andra faktiskt haft en bättre period under senare år. Bilden är således inte entydig att reaktorinnehavarna skulle drabbas av de förändrade förutsättningarna.

¹⁹ Se bland annat *Remissvar avseende Strålsäkerhetsmyndighetens förslag på kärnavfallsavgifter samt finansierings- och kompletterings-belopp för åren 2018-2020*, SKB

Diagram 7. Reaktorernas tillgänglighet 2007-2016 jämfört med hela driftsperioden exkluderat 2007-2016



Källa: IAEA PRIS, SKB och egna beräkningar.

Slutsatser

Ett rimligt antagande är att en reaktorinnehavare, i egenskap av sin roll som producent, bör ha goda förutsättningar att göra en väntevärdesriktig bedömning av framtida elleverans. Riksgälden granskning av reaktorinnehavarnas tidigare prognoser visar att så inte alltid är fallet.

Jämförelse mellan reaktorinnehavarnas och Riksgäldens prognoser genom backtesting indikerar att reaktorinnehavarna systematiskt överskattat sin framtida produktion. Riksgäldens prognosmodell gör ingen entydig över- eller underskattning av produktionen i de olika reaktorerna. Träffsäkerheten i Riksgäldens prognoser är dessutom något bättre än industrins prognoser. Vissa antaganden som gjorts för att möjliggöra backtesting är till nackdel för Riksgäldens modell, exempelvis att det antas råda okunskap om eventuell effekt upp- och nedgradering som infaller nära inpå tidpunkten då prognosen görs. Tillgänglighetsnivån som antas gälla i reaktorinnehavarnas prognoser för 2021-2035 är betydligt högre än vad som uppnåtts historiskt för samtliga reaktorer. Även om de äldre reaktorerna som historiskt haft låg tillgänglighet kommer att ställas av motiverar det inte ett så pass stort språng i tillgänglighet. Med Riksgäldens prognosmodell kommer framtida förändringar i tillgänglighetsnivå istället successivt att vägas in i framtida prognoser i takt med att ny utfallsdata inkluderas i beräkningarna. Om tillgänglighetsnivån förbättras under kommande avgiftsperiod, likt vad tillståndshavarna förväntar sig, kommer prognoserna vid nästkommande avgiftsförslag att revideras uppåt²⁰.

Sammantaget bedömer därmed Riksgälden att reaktorinnehavarnas prognoser inte bör användas som underlag för beräkning av kärnavfallsavgifter. Beräkningarna bör istället, likt föregående avgiftsförslag, göras med Riksgäldens prognosmodell.

²⁰ En sådan effekt kan redan noteras i föreliggande prognos, som är högre än den prognos som gjordes vid föregående avgiftsberäkning till följd av att reaktorerna har haft bättre tillgänglighet under perioden 2017-2019.