

Ei R2021:05

Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige

artikel 25 i EU:s elmarknadsförordning

Energimarknadsinspektionen (Ei) är en myndighet med uppdrag att arbeta för väl fungerande energimarknader.

Det övergripande syftet med vårt arbete är att Sverige ska ha väl fungerande distribution och handel av el, fjärrvärme och naturgas. Vi ska också ta tillvara kundernas intressen och stärka deras ställning på marknaderna.

Konkret innebär det att vi har tillsyn över att företagen följer regelverken. Vi har också ansvar för att utveckla spelreglerna och informera kunderna om vad som gäller. Vi reglerar villkoren för de monopolföretag som driver elnät och naturgasnät och har tillsyn över företagen på de konkurrensutsatta energimarknaderna.

Energimarknaderna behöver spelregler – vi ser till att de följs.

Förord

Energimarknadsinspektionen (Ei) fick i regleringsbrevet för 2020 i uppdrag att senast den 26 februari 2021 till Regeringskansliet (Infrastrukturdepartementet) föreslå en tillförlitlighetsnorm i enlighet med artikel 25.2 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 om den inre marknaden för el (elmarknadsförordningen). Uppdraget har förlängts till den 28 maj 2021 för att ge Ei tillräcklig tid till avstämningar av metodval och uppgifter med övriga tillsynsmyndigheter inom EU som utarbetar förslag till nationella tillförlitlighetsnormer.

Vid genomförandet av uppdraget har Ei tagit tillvara kunskaper från Affärsverket svenska kraftnät och Statens energimyndighet.

Uppdraget redovisas genom denna rapport.

Eskilstuna, maj 2021



Anne Vadasz Nilsson
Generaldirektör



Eva Svanberg
Analytiker

Innehåll

Sammanfattning	6
Tillförlitlighetsnormen och leveranssäkerhet.....	8
1 Inledning	10
1.1 Avsikten med EU:s regelverk är att skapa väl fungerande elmarknader baserade på energy only-modellen.....	10
1.2 Nationella regler om resurstillräcklighet i Sverige.....	11
1.3 Beräkningen av tillförlitlighetsnormen.....	14
1.4 Länshänvisningar	14
2 Regler om tillförlitlighetsnorm	15
2.1 Regelverket för tillförlitlighetsnormen	15
2.2 Ei:s tillämpning av ACER:s metod	16
3 Värdet av förlorad last (VoLL)	18
4 Beräkning av kostnaderna för ny resurs (CONE)	19
4.1 Metod för att beräkna CONE	19
4.2 Urval av kandidat- och referenstekniker	21
4.3 Tekniska specifikationer för respektive referensteknik	27
4.4 Beräkning av fast CONE	32
4.5 Beräkning av rörlig CONE.....	39
4.6 Fast och rörlig CONE för referenstekniker.....	43
5 Beräkning av tillförlitlighetsnormen för Sverige	45
5.1 Beskrivning av metod och metodval.....	45
5.2 Beräkning av tillförlitlighetsnormen	47
6 Perspektiv på den beräknade tillförlitlighetsnormen	50
6.1 Tillförlitlighetsnormen anger nivån på resurstillräckligheten i timmar ..	50
6.2 Tillförlitlighetsnormen bör förstås i kontexten av elmarknadsförordningen	50
6.3 Tillförlitlighetsnormen och leveranssäkerhetsmål	51
6.4 Behov av översyn av tillförlitlighetsnormen vart femte år	54
7 Slutsatser	55
8 Referenser	57
Bilaga 1 Lista på analyserade tekniker	60
Bilaga 2 Tekniker som bedöms vara kandidattekniker	61
Kandidattekniker.....	61
Referenser för bilaga 2	65
Bilaga 3 Tekniker som inte bedöms vara kandidattekniker	66
Tekniker som inte är kandidattekniker	66
Bilaga 4 Bedömning av om kandidattekniker anses vara referenstekniker	68
Referenstekniker.....	68

Referenser för bilaga 4	77
Bilaga 5 Sammanvägt avkastningskrav med WACC-metoden	80
WACC med CAPM som teoretiskt ramverk för att uppskatta kalkylränta för referensteknikerna	80
Vi utgår från två olika tidsperspektiv för riskfri ränta, aktiemarknadsriskpremie och inflationsförväntning.....	81
Risikfri ränta.....	82
Skattning av kvoten mellan lånat och eget kapital, aktiebeta och kreditriskpremie.....	84
Aktiemarknadsriskpremie	86
Från nominell till real kalkylränta	88
Kalkylränta för referenstekniker i Sverige.....	89
Sveriges kalkylränta för referenstekniker är i paritet med andra länders och tidigare studier inom området	90
Referenser för bilaga 5	91
Bilaga 6 Osäkerheter och hur de påverkar resultatet.....	93
Fasta kostnader	93
Kapacitetsfaktorn	93
Rörliga kostnader	95
Sammanvägt avkastningskrav med WACC-metoden	96
Slutsats av känslighetsanalyser	97

Sammanfattning

Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 om den inre marknaden för el (elmarknadsförordningen) trädde i kraft 1 januari 2020 och syftar till att fortsätta integrationen av EU:s elmarknader. Elmarknadsförordningen innehåller bland annat regler om hur resurstillräckligheten på elmarknaden – det vill säga måttet på i vilken mån som produktionsresurser och annan tillförsel av energi förmår möta den förväntade efterfrågan - ska beräknas och bedömas inom EU.

Dessa regler anger att medlemsstater med resurstillräcklighetsproblem i första hand ska uppnå resurstillräcklighet genom väl fungerande marknader. Medlemsländerna ska därför först utveckla sina elmarknader så att nationella hinder som motverkar utvecklingen av väl fungerande elmarknader tas bort och se över om sammankopplingarna med grannländerna kan öka. Endast under vissa omständigheter och under en begränsad tid är det tillåtet för ett land att vidta stödåtgärder i form av kapacitetsmekanismer för att uppnå resurstillräcklighet.

Enligt elmarknadsförordningen ska de länder som har eller avse ha kapacitetsmekanismer ha en tillförlitlighetsnorm. En tillförlitlighetsnorm ska på ett transparent sätt ange den nödvändiga nivån för medlemstatens försörjningstrygghet. Tillförlitlighetsnormen ska uttryckas genom nyckeltalen *förväntad energi ej levererad* (expected energy not served, EENS) och *förväntad förlorad last* (loss of load expectation, LOLE).

Enligt elmarknadsförordningen ska Europeiska unionens byrå för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter (ACER) besluta en metod för att beräkna tillförlitlighetsnormen. Ett sådant beslut har fattats av ACER under 2020. ACER:s metod¹ innebär att tillförlitlighetsnormen motsvarar ett beräknat LOLE-värde medan EENS beräknas indirekt. LOLE beräknas i sin tur med stöd av två nyckeltal, *värdet av förlorad last* (value of lost load, VoLL) och *kostnaden för ny resurs* (cost of new entry, CONE). De resurser som avses är produktion, lager, efterfrågefleksibilitet eller motsvarande. De uppgifter och antaganden som ska ligga till grund för beräkningen av VoLL och CONE anges också i ACER:s metod.

¹ Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard, in accordance with Article 23(6) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity, 2 October 2020. Finns tillgänglig här: <https://acer.europa.eu/en/Electricity/Pages/European-resource-adequacy-assessment.aspx>.

I januari 2021 beslutade Ei att VoLL för Sverige ska uppgå till 7 869 EUR/MWh i 2020 års prisnivå². Vidare har Ei beräknat fast och rörlig CONE för elva olika referenstekniker. Av de elva referensteknikerna är en lagringsteknik, fyra efterfrågefleksibilitetstekniker och resterande sex är produktionstekniker.

Tabell 1 Referenstekniker

Referensteknik
Batterilager
Efterfrågefleksibilitet elintensiv industri
Efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning
Efterfrågefleksibilitet ventilation i fastigheter
Efterfrågefleksibilitet övrig industri
Gasturbin enkel cykel 150 MW
Gasturbin enkel cykel 300 MW
Gasturbin kombicykel 300 MW
Kolmotor
Kondenskraftverk
Vindkraft

Efter att ha beräknat CONE för samtliga referenstekniker får teknikerna olika LOLE-värden och den referensteknik som sätter värdet på tillförlitlighetsnormen i Sverige vid tillämpningen av ACER:s metod, är referenstekniken efterfrågefleksibilitet från uppvärmning av bostäder, det vill säga den teknik som i rapporten benämns efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning. Detta innebär att användandet av denna referensteknik är det billigaste sättet att hantera den största möjliga effektbristen i Sverige under de kommande fem åren.

Den största möjliga effektbristen i Sverige antas i vår analys vara 1 750 MW baserat på underlag från Svenska kraftnät. Effektbristen 1 750 MW är framräknad av Svenska kraftnät enligt en metod som påminner om ERAA-metoden, som är den resurstillräcklighetsanalysmetod som ACER beslutat om och som ska användas för att utvärdera en medlemsstats resurstillräcklighet. Svenska kraftnäts värde 1 750 MW får antas vara det värde som i nuläget bäst estimerar den högsta möjliga effektbristen i Sverige.

Utifrån den av ACER beslutade metoden, Ei:s beslut att VoLL ska uppgå till 7 869 EUR/MWh, att den referensteknik som anger LOLE-värdet är referenstekniken efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning och att den största

² Ei:s beslut om VoLL är angivet i EUR. Anledningen till detta är att VoLL ska anges i EUR/MWh enligt artikel 11 i elmarknadsförordningen. I Ei PM2021:01 beräknades VoLL till 82,52 kr/kWh i 2020 års prisnivå, vilket är 7 869 EUR/MWh. För att ange VoLL i valutan EUR användes valutakursen 10,4867 som är ett genomsnitt för 2020 från Riksbanken.

möjliga effektbristen i Sverige antas vara 1 750 MW, föreslår Ei att tillförlitlighetsnormen för Sverige ska uppgå till 0,99 timmar per år. En tillförlitlighetsnorm på 0,99 timmar per år motsvarar ett mål på tillförlitlighet där produktion och import av el ska kunna täcka hela det förväntade förbrukningsbehovet 99,989 procent av tiden.

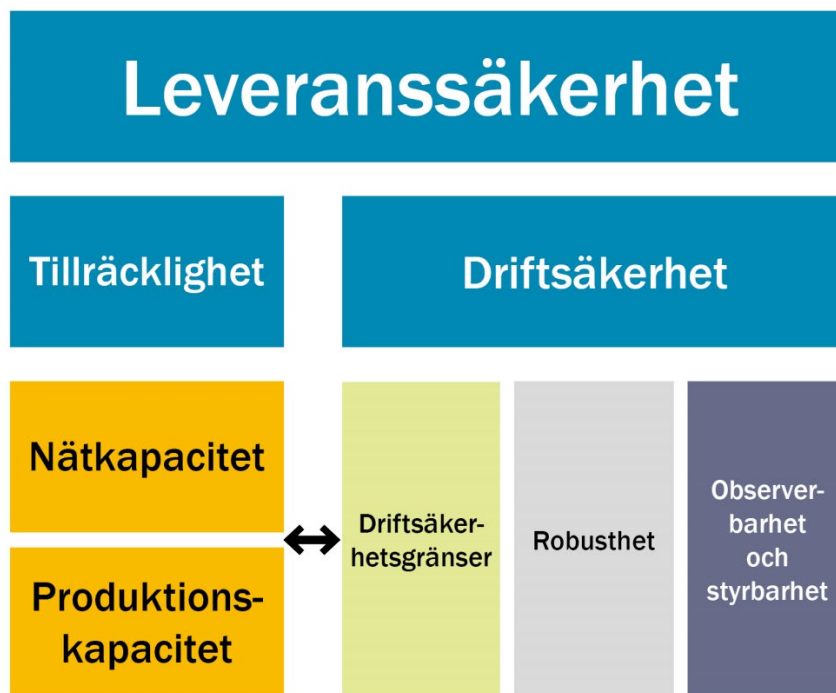
Ei föreslår att tillförlitlighetsnormen på 0,99 timmar ska gälla för perioden 2021-2026, det vill säga för en femårsperiod. Ei har valt en femårsperiod eftersom en beräkning för en längre tidsperiod ökar osäkerheterna i beräkningen. Utöver att ACER:s metod för att beräkna tillförlitlighetsnormen är ny finns det för närvarande ett stort förändringstryck på elmarknaden och en längre tidshorisont bedöms därför inte ge tillförlitliga resultat. En femårsperiod sammanfaller med hur ofta tillsynsmyndigheterna ska se över och beräkna nyckeltalet VoLL.

Tillförlitlighetsnormen och leveranssäkerhet

Tillräcklighet, driftsäkerhet och leveranssäkerhet är vanligt förekommande begrepp i diskussionen om resurstillräcklighet i Sverige. I Svenska kraftnäts systemutvecklingsplan³ förklaras de olika begreppen med att leveranssäkerhet är ett samlingsnamn för driftsäkerhet och tillräcklighet där tillräcklighet är förmågan hos produktion och elnät att leverera tillräckligt med el och att kunna producera och överföra den dit den behövs, se Figur 1. Driftsäkerheten avser i sin tur det ramverk inom vilket kraftsystemet måste drivas för att inte t.ex. ett fel ska leda till oönskad bortkoppling av förbrukning.

³ Svenska kraftnäts Systemutvecklingsplan 2020-2029, s. 23.

Figur 1 Leveranssäkerhetens olika delar



Det finns därför skillnader mellan exempelvis begreppen tillförlitlighetsnorm, driftsäkerhet, resurstillräcklighet och leveranssäkerhet. Den tillförlitlighetsnorm som föreslås i denna rapport är därför inte ensamt att betrakta som ett leveranssäkerhetsmål för Sverige.

1 Inledning

Energimarknadsinspektionen (Ei) fick i regleringsbrevet för 2020 i uppdrag att senast den 26 februari 2021 till Regeringskansliet (Infrastrukturdepartementet) föreslå en tillförlitlighetsnorm i enlighet med artikel 25.2 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 om den inre marknaden för el (elmarknadsförordningen). Uppdraget har förlängts till den 28 maj 2021 för att ge Ei tillräcklig tid till avstämningar av metodval och uppgifter med de övriga tillsynsmyndigheterna inom EU. Av uppdraget framgår att Ei vid genomförandet på lämpligt sätt ska ta till vara de kunskaper som finns hos Affärsverket svenska kraftnät (Svenska kraftnät) och Statens energimyndighet (Energimyndigheten).

1.1 Avsikten med EU:s regelverk är att skapa väl fungerande elmarknader baserade på energy only-modellen

EU:s målmodell och beslutade regelverk för den inre marknaden för el bygger i grunden på en så kallad *energy only*-modell. Den innebär att de priser som etableras på elmarknaden skickar signaler till producenterna om det behöver byggas mer produktionskapacitet och var det är mest lönsamt att göra så. Ihållande höga priser indikerar en bristsituation och är en signal till elmarknadens aktörer att ny produktionskapacitet behövs. På motsvarande sätt indikerar ihållande låga priser att det finns en överkapacitet. I sin rena form överlåter marknadsmodellen till elmarknadens aktörer att hitta den optimala nivån på energiproduktion (kortsiktig jämvikt) och installerad kapacitet (långsiktig jämvikt). Det görs också regelbundet analyser på europeisk och nationell nivå för att följa upp denna jämvikt.⁴

I takt med omställningen mot ett fossilfritt Europa och mer väderberoende energislag har frågor om hur väl de nationella elmarknaderna kommer att klara av att upprätthålla tillräcklig nivå av resurstillräcklighet på kort och lång sikt hamnat i fokus.

En åtgärd för att stärka resurstillräckligheten är nationella kapacitetsmekanismer⁵, som på olika sätt kan stötta om marknaden inte kan upprätthålla

⁴ Se t.ex. ENTSO-E Winter Outlook Report 2020/21 and Summer Review 2020, Svenska kraftnäts Systemutvecklingsplan 2020-2029, respektive Svenska kraftnäts Kortsiktig marknadsanalys 2020, simulering och analys av kraftsystemet 2021-2025.

⁵ Kapacitetsmekanism enligt (EU) 2019/943: en tillfällig åtgärd för att säkerställa att önskad nivå av nödvändig resurstillräcklighet uppnås, genom ersättning till resurser för att de är tillgängliga, med undantag för åtgärder som rör stödtjänster eller hantering av överbelastning.

resurstillräckligheten. Kapacitetsmekanismer⁶ medför störningar i både den nationella och den gemensamma europeiska elmarknadens funktion eftersom subventioner leder till att konkurrensen mellan aktörerna inte längre sker på lika villkor. En kapacitetsmekanism som syftar till att säkra tillgång på effekt i en topplastsituation riskerar också medföra att elpriserna inte stiger fullt ut vid bristsituationer.⁷ Detta medför att elmarknaden inte genererar de prissignaler som är en förutsättning för att ge kommersiella aktörer tillräckliga incitament att tillhandahålla ytterligare produktionskapacitet. Eftersom nationella elmarknader är sammankopplade påverkar kapacitetsmekanismer även handeln mellan medlemsstaterna.⁸ Ett gemensamt regelverk för resurstillräcklighet, beräkning av tillförlitlighetsnorm och en formalisering och likvärdig bedömning av behovet av kapacitetsmekanismer syftar därför till att harmonisera synen på resurstillräcklighet och kapacitetsmekanismer på elmarknaden.

1.2 Nationella regler om resurstillräcklighet i Sverige

Bakom utformningen av marknadsdesignen i EU och Sverige har sedan länge legat förväntan om att väl fungerande elmarknader också ger elmarknader med resurstillräcklighet. Trots att den svenska elmarknaden i stort har fungerat väl sedan omregleringen av elmarknaden 1996 har även Sverige valt att komplettera aktörernas kommersiellt grundade investeringar i produktionskapacitet för el med en på förhand upphandlad effektreserv. Effektreservens syfte är att användas om det skulle uppstå resurstillräcklighetsproblem. I en sådan situation kan Svenska kraftnät använda effektreserven för att förhindra att effektbrist uppkommer i elsystemet. Effektreserven och hur den får användas anges i lagen om effektreserv.⁹ Effektreserven har ännu inte aktiverats för att hantera effektbrist. Avtalen som Svenska kraftnät har ingått inom ramen för de resurser som idag ingår i effektreserven sträcker sig till och med mars 2025.

Även om elmarknaden över lag fungerar väl och den svenska effektreserven inte har behövts aktiveras för de skäl som den skapades, finns det förbättringsområden också avseende den svenska elmarknaden. Det har Ei bland annat beskrivit i flera rapporter de senaste åren. I rapporten *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra*

⁶ Se t.ex. Europeiska kommissionen (2016) Rapport från Kommissionen: Slutrapport om branschutredningen om kapacitetsmekanismer.

⁷ Det bör också noteras att en kapacitetsmekanism inte är detsamma som en stödtjänst. Vad som är en stödtjänst framgår också av elmarknadsförordningen. Ett transmissionsnätsföretag får alltid upphandla stödtjänster, det vill säga de resurser som behövs för driften av ett överförings- eller distributionssystemnätet, inbegripet balansering och icke-frekvensrelaterade stödtjänster men inte inbegripet hantering av överbelastning. Enkelt kan man säga att en kapacitetsmekanism är till skillnad från en stödtjänst en mekanism som syftar till att upprätthålla effektbalansen.

⁸ Det bör noteras att elmarknadsförordningen också innehåller regler om gränsöverskridande deltagande i kapacitetsmarknader.

⁹ I lagen (2003:436) om effektreserv står det att Svenska kraftnät ska se till att det finns en effektreserv. Lagen gäller fram till den 16 mars 2025. I förordningen (2016:423) framgår de detaljerade kraven för upphandling av effektreserv, där även volymen återfinns.

elmarknadens funktion (Ei R2020:09) lyfter Ei fram tre förbättringsområden: balansmarknaden, styrmedel och efterfrågefleksibilitet. Under förra året tog Ei fram rapporten *Kapacitetsutmaningen i elnätet* (Ei R2020:06). I den rapporten lämnas förslag på hur kapacitetsutmaningarna i det svenska elnätet kan lösas. För närvarande bereds också förslag från Ei som handlar om att genomföra EU:s Ren energipaket, rapporten *Ren Energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter* (Ei R2020:02)¹⁰ och rapporten *Oberoende aggregatorer – förslag till nya regler för att genomföra elmarknadsdirektivet* (Ei R2021:03) som innehåller förslag på nya bestämmelser för att genomföra EU:s regler.

1.2.1 Resurstillräcklighet, genomförandeplan och tillförlighetsnorm

Medlemsstater som vill ha kapacitetsmekanismer ska först utreda resurstillräckligheten i enlighet med de regler som följer av elmarknadsförordningen och hur eventuella brister i resurstillräckligheten ska åtgärdas. Förutom att ta fram och besluta en tillförlighetsnorm ska medlemsstaten också utarbeta och besluta om en genomförandeplan. Genomförandeplanen ska ange sådana åtgärder som medlemsstaten ska vidta för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning eller marknadsmisslyckanden och på så vis få en mer välfungerande elmarknad där kapacitetsmekanismer inte behövs.

Medlemsstaterna har alltså en skyldighet att regelbundet utvärdera resurstillräckligheten i sitt land. Detta ska ske utifrån en europeisk resurstillräcklighetsbedömning som ska genomföras av samarbetsorganisationen för europeiska systemansvariga företag för el (ENTSO-E). ACER har, på förslag av ENTSO-E, godkänt en metod för att beräkna resurstillräcklighet, kallad the Methodology for the European Resource Adequacy Assessment (ERAA-metoden). ERAA-metoden beslutades av ACER under hösten 2020. Baserat på metoden pågår för närvarande ett arbete inom ENTSO-E med att beräkna resurstillräckligheten för respektive medlemsstat. Analysen ska vara klar i slutet av 2021 och vara föremål för samråd med bland annat medlemsstaterna samt utvärderas och godkänns eller, om den inte godkänns direkt, ändras av ACER. Metoden för beräkningen av resurstillräckligheten och bedömningen av om det råder resurstillräcklighet i en medlemsstat blir genom de nya reglerna en angelägenhet för hela EU och inte längre enbart en fråga för respektive medlemsstat.

För att komplettera den europeiska bedömningen av resurstillräcklighet får medlemsstaterna även utföra nationella bedömningar av resurstillräcklighet. Den nationella bedömningen ska ha ett regionalt tillämpningsområde och genomföras utifrån samma metod som den europeiska. I den nationella bedömningen kan särdragen i den nationella tillgången och efterfrågan på el beaktas. Det gör att

¹⁰ För mer information om Ren energipaketet, se <https://www.ei.se/sv/for-energiforetag/el/ren-energi-for-alla-i-europa>.

resultatet av den nationella bedömningen kan komma att avvika från den europeiska. Den nationella bedömningen ska därför, om den resulterar i ett annat utfall än den europeiska, innehålla skälen till skillnaden mellan de två bedömningarna inklusive de närmare uppgifter som använts och bakomliggande antaganden. Vidare ska medlemsstaten offentliggöra sin bedömning och lämna in den till ACER. ACER ska därefter analysera medlemsstatens bedömning och yttra sig över avvikelserna mellan den europeiska och den nationella bedömningen. Medlemsstaten ska enligt elmarknadsförordningen ta vederbörlig hänsyn till ACER:s synpunkter och om det inte görs fullt ut ska det särskilt motiveras i en rapport som ska offentliggöras.

Om resurstillräcklighetsproblem identifieras, antingen genom den europeiska eller den nationella bedömningen, ska den berörda medlemsstaten i en genomförandeplan kartlägga alla snedvridningar eller marknadsmisslyckanden till följd av lagstiftning som orsakat eller bidragit till att problemet med resurstillräckligheten har uppstått. Genomförandeplanen ska också lämnas in till kommissionen.

I undantagsfall får ett land enligt elmarknadsförordningen även fortsättningsvis behålla eller introducera kapacitetsmekanismer. En sådan kapacitetsmekanism ska syfta till att stärka resurstillräckligheten i det egna marknadsområdet, genom någon form av ekonomiskt stöd till elproducenter för att tillhandahålla effekt. Statligt stöd är visserligen förbjudet i artikel 107.1 i fördraget om Europeiska unionens funktionssätt (nedan kallat fördraget) men i vissa fall kan statligt stöd vara tillåtet (artikel 107.2 och 107.3). I så fall ska de parametrar som avgör vilken kapacitetsmängd som får upphandlas godkännas av medlemsstaten eller av en behörig myndighet som har utsetts av medlemsstaten, på förslag från tillsynsmyndigheten. I Sveriges fall är det Ei som är tillsynsmyndighet. En eventuell kapacitetsmekanism måste slutligen inte bara vara tillåten enligt elmarknadsförordningen utan också vara förenlig med EU:s statsstödsregler.

I Sverige har ännu ingen resurstillräcklighetsanalys helt i enlighet med elmarknadsförordningen genomförts. Det innebär att resurstillräckligheten för Sverige kvarstår att bedöma. I regleringsbrevet för 2020 hade Ei i uppdrag att göra en kartläggning och lämna förslag till en genomförandeplan för Sverige. I förslaget till genomförandeplan¹¹ konstaterade Ei att den svenska elmarknaden är väl fungerande men att det finns förbättringar att göra på bland annat balansmarknaden. Ei anser att de föreslagna åtgärderna i planen bör genomföras för att stärka marknadens funktionssätt även om resurstillräckligheten i Sverige skulle bedömas som god.

¹¹ *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion (Ei R2020:09).*

1.3 Beräkningen av tillförlitlighetsnormen

Inom ramen för detta uppdrag har Ei haft ett antal möten med Svenska kraftnät och Energimyndigheten. Ei har också fått deras skriftliga synpunkter på beräkningen av VoLL och CONE.

I denna rapport presenteras Ei:s beräkning av en tillförlitlighetsnorm. Det slutliga beslutet om en tillförlitlighetsnorm för Sverige kommer att fattas av regeringen. Värdet av förlorad last (VoLL), som är ett nyckeltal som ingår i beräkningen av tillförlitlighetsnormen, är dock redan beslutat av Ei¹² enligt reglerna i elmarknadsförordningen..

Enligt ACER:s metod för att beräkna en tillförlitlighetsnorm ska tillförlitlighetsnormen och beräkningarna som ligger till grund för denna offentliggöras. Detta ska säkerställa att de osäkerheter som finns i beräkningarna kan förklaras så att effektiva beslut avseende leveranssäkerhet kan fattas.¹³ Ei redovisar därför alla relevanta beräkningar i denna rapport med bilagor samt i de delar vi utgått från tidigare offentliggjorda beslut och underlag framgår det av referenslistan.

1.4 Länshänvisningar

I kapitel 2 redovisar vi bakgrund, regelverk och den metod som Ei använt för att beräkna en tillförlitlighetsnorm. I kapitel 3 och 4 beskriver vi beräkningen av VoLL respektive CONE. I kapitel 5 presenteras beräkningen av tillförlitlighetsnormen som baseras på resultaten av VoLL och CONE. Avslutningsvis, i kapitel 6, för vi en diskussion om vad tillförlitlighetsnormen har för användningsområde, följt av de sammanfattande slutsatserna i kapitel 7.

¹² Ei:s beslut *Fastställande av värdet av förlorad last (VoLL)*, beslutsdatum 2021-01-28, ärendenummer 2020-103580.

¹³ ACER:s metod, beaktandesats 10.

2 Regler om tillförlitlighetsnorm

I detta avsnitt redovisas de regler som ligger till grund för Ei:s beräkning av tillförlighetsnormen.

2.1 Regelverket för tillförlitlighetsnormen

De medlemsländer som vill fortsätta tillämpa eller introducera kapacitetsmekanismer efter den 1 januari 2020 behöver ha en beslutad tillförlighetsnorm. Reglerna om tillförlitlighetsnormen återfinns i artikel 25 i elmarknadsförordningen. Av artikeln framgår följande.

1. När medlemsstater tillämpar kapacitetsmekanismer ska de ha en tillförlitlighetsnorm. En tillförlitlighetsnorm ska på ett transparent sätt ange den nödvändiga nivån för medlemsstatens försörjningstrygghet. För gränsöverskridande elområden ska sådana tillförlitlighetsnormer fastställas gemensamt av de relevanta myndigheterna.
2. Tillförlitlighetsnormen ska fastställas av medlemsstaten eller en behörig myndighet som har utsetts av medlemsstaten, på förslag av tillsynsmyndigheten. Tillförlitlighetsnormen ska baseras på den metod som anges i artikel 23.6.
3. Tillförlitlighetsnormen ska beräknas med hjälp av minst värdet av förlorad last och kostnaden för ny resurs för en viss tidsram och ska uttryckas som förväntad energi ej levererad och förväntad förlorad last.
4. Vid tillämpning av kapacitetsmekanismer ska de parametrar som avgör vilken kapacitetsmängd som upphandlas inom kapacitetsmekanismen godkännas av medlemsstaten eller av en behörig myndighet som har utsetts av medlemsstaten, på förslag från tillsynsmyndigheten.

Den metod som hänvisas till i artikel 25.2 för att beräkna tillförlitlighetsnormen togs fram av ENTSO-E under 2020. I oktober 2020 godkände ACER därefter metoden för att beräkna tillförlighetsnormen. Den fick namnet *Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard, in accordance with Article 23(6) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity*.

Även om ordalydelsen i artikel 25 inte utesluter att också andra metoder skulle kunna utgöra komplement i beräkningen av en nationell tillförlitlighetsnorm är det ACER:s¹⁴ uppfattning att medlemsstaterna ska besluta tillförlitlighetsnormen

¹⁴ ACER:s metod, beaktandesats 4.

enbart baserat på metoden eftersom en gemensam metod bidrar till att skapa likvärdiga bedömningar av vad som är en väl fungerande och transparent europeisk elmarknad.¹⁵

Metoden syftar till att skatta kostnaden för ytterligare kapacitetsresurser och konsumenternas betalningsvilja för att undvika leveransavbrott och hjälpa till att beräkna en samhällsekonomiskt effektiv tillförlitlighetsnorm. ACER:s metod ska på så vis bidra också till ökad marknadsaktivitet och leveranssäkerhet.¹⁶

ACER har vid utformningen av metoden tagit utgångspunkt i artikel 3 i elmarknadsförordningen och metoden har utvecklats i linje med artiklarna 11, 23 och 25 i samma förordning. Framförallt CONE-metodiken är utformad så att produktion, lager och efterfrågefleksibilitet likställs genom att alla kapacitetsresurser ska studeras och utvärderas enligt samma metod.¹⁷

Av ACER:s metod framgår att underlag för beräkningarna av tillförlighetsnormen bör hämtas in brett från transmissionsnätsoperatörer, marknadsaktörer, experter och akademien.

Eftersom ACER:s metod för att beräkna tillförlitlighetsnorm inte har tillämpats tidigare och hela regelverket om resurstillräcklighet är nytt, har Ei under utredningens gång deltagit i ACER:s arbetsgrupper där regelverk och metodfrågor diskuterats och också vid behov haft löpande dialog med andra tillsynsmyndigheter inom EU om hur regelverket och metoden ska tolkas. Denna samverkan har varit värdefull för att säkerställa att metoden tillämpats likartat och också bidragit till att kvalitetssäkra beräkningarna av tillförlighetsnormen. Arbetet med att beräkna tillförlitlighetsnormer i flera medlemsstater kommer att fortgå också efter att Ei redovisat denna rapport till regeringen.

2.2 Ei:s tillämpning av ACER:s metod

Ei har beräknat tillförlighetsnormen i denna rapport utifrån ACER:s metod. De tolkningar och vägval som krävts beskrivs i respektive kapitel. Ei har som grund för beräkningarna använt befintliga uppgifter som funnits tillgängliga hos Ei eller som har kunnat inhämtas från offentliga källor.¹⁸ Det har inte funnits tid att genomföra nya kompletterande studier för att till exempel inhämta nya data. I rapportens olika kapitel beskrivs närmare vilka uppgifter som legat till grund för beräkningarna och även vilka osäkerheter som Ei bedömer finns. Inför framtida uppdateringar av tillförlitlighetsnormen är det önskvärt att i vissa delar

¹⁵ Se också ACER:s metod, beaktandesats 7.

¹⁶ Elmarknadsförordningen artikel 1 (a).

¹⁷ ACER:s metod, beaktandesats 6.

¹⁸ ACER:s beslut om metod fattades 2 oktober 2020 vilket var senare än den initiala tidsram som var den 5 april 2020.

komplettera dataunderlaget. Det gäller exempelvis tillgängliga uppgifter över hur elkunder värderar elavbrott och fasta och rörliga kostnader för de olika referenstekniker som ingår i CONE.

En tillförlitlighetsnorm får enligt ACER:s metod avse medlemsstaten som helhet eller redovisas per elområde. Förslaget på tillförlitlighetsnorm som presenteras i denna rapport är en tillförlitlighetsnorm för hela Sverige. De tillgängliga uppgifterna för att beräkna (VoLL) avser nationell nivå och de data som ligger till grund för beräkningen av CONE har heller inte kunnat differentieras mellan olika elområden i Sverige. Om det i framtiden finns tillgång till data som gör det möjligt att beräkna en tillförlitlighetsnorm på elområdesnivå bör det övervägas eftersom exempelvis kundernas värdering av elavbrott kan variera mellan olika geografiska områden i Sverige.

Av ACER:s metod framgår det inte för vilken tidsperiod en tillförlitlighetsnorm ska beräknas. Det framgår inte heller av elmarknadsförordningen. Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm är beräknad så att den representerar en femårig tidshorisont för åren 2021–2026. En längre tidshorisont bedöms inte ge tillförlitliga resultat eftersom elmarknaden genomgår stora förändringar i takt med den energiomställning som pågår.

Enligt regelverket ska tillförlitlighetsnormen uttryckas som förväntad energi ej levererad (EENS) och förväntad förlorad last (LOLE). Som beskrivs i kommande kapitel resulterar ACER:s metod i ett värde på LOLE, medan värdet på EENS inte är en direkt slutprodukt av metoden. Det förklaras i ACER:s metod med att tillförlitlighetsnormen är uttryckt som LOLE, vilken baseras på VoLL som uttrycks som förväntad energi ej levererad.¹⁹ ACER:s bedömning är ändå att metoden i tillräcklig omfattning uppfyller kraven i artikel 25 i elmarknadsförordningen eftersom den beräknade tillförlitlighetsnormen inkluderar även förväntad energi ej levererad. Eftersom Ei utgår från ACER:s metod har vi inte beräknat något EENS-värde.

¹⁹ ACER:s metod, beaktandesats 8.

3 Värdet av förlorad last (VoLL)

Värdet av förlorad last (VoLL) definieras i elmarknadsförordningen som en uppskattning av det högsta elpris som kunder är villiga att betala för att undvika elavbrott.²⁰ Ei har enligt artikel 11.1 i elmarknadsförordningen beslutat²¹ att fastställa det sammanvägda VoLL till 7 869 EUR/MWh i 2020 års prisnivå²². Den beräkning som ligger till grund för beslutet finns beskriven i sin helhet i promemorian *Beräkning av värdet av förlorad last (VoLL)*, Ei PM 2021:01.²³

I Tabell 2 redovisas VoLL, viktningen uttryckt i procent samt en viktad VoLL för respektive kundkategori och det sammanvägda VoLL-värdet.

Tabell 2 VoLL, viktning och VoLL per kundkategori samt ett sammanvägt VoLL. Kostnaderna är i 2017 års prisnivå.

Kundkategori	VoLL kr/kWh	Vikt	VoLL-viktad kr/kWh
Jordbruk	44,13	4 %	1,55
Industri	230,71	12 %	26,54
Handel och tjänster	192,84	19 %	36,81
Offentlig verksamhet	104,62	6 %	6,72
Hushåll	7,79	59 %	4,63
Sammanvägt VoLL			76,25

Det sammanvägda VoLL-värdet i Tabell 1 är i 2017 års prisnivå. För att räkna upp till 2020 års prisnivå använder Ei i denna rapport konsumentprisindex (KPI) och det sammanvägda VoLL-värdet blir då 82,52 kr/kWh (7 869 EUR/MWh) i 2020 års prisnivå. Detta värde används för beräkningen av tillförlighetsnorm i kapitel 5.

²⁰ Elmarknadsförordningen artikel 2 punkt 9, ACER:s metod artikel 3 punkt 3.

²¹ Ei:s beslut *Fastställande av värdet av förlorad last (VoLL)*, beslutsdatum 2021-01-28, ärendenummer 2020-103580. Beslutet har inte överklagats.

²² Ei:s beslut om VoLL är angivet i EUR. Anledningen till detta är att VoLL ska anges i EUR/MWh enligt artikel 11 i elmarknadsförordningen. För att ange VoLL i valutan EUR användes valutakursen 10,4867 som är ett genomsnitt för 2020 från Riksbanken. I beräkningen i denna rapport används dock VoLL i svenska kronor i 2020 års prisnivå.

²³ Promemorian finns tillgänglig här:

<https://www.ei.se/download/18.6f9b6b2617714873b45f1838/1613489129164/Ber%C3%A4kning-av-v%C3%A4rdet-av-f%C3%B6rlorad-last-VoLL-Ei-PM2021-01.pdf>

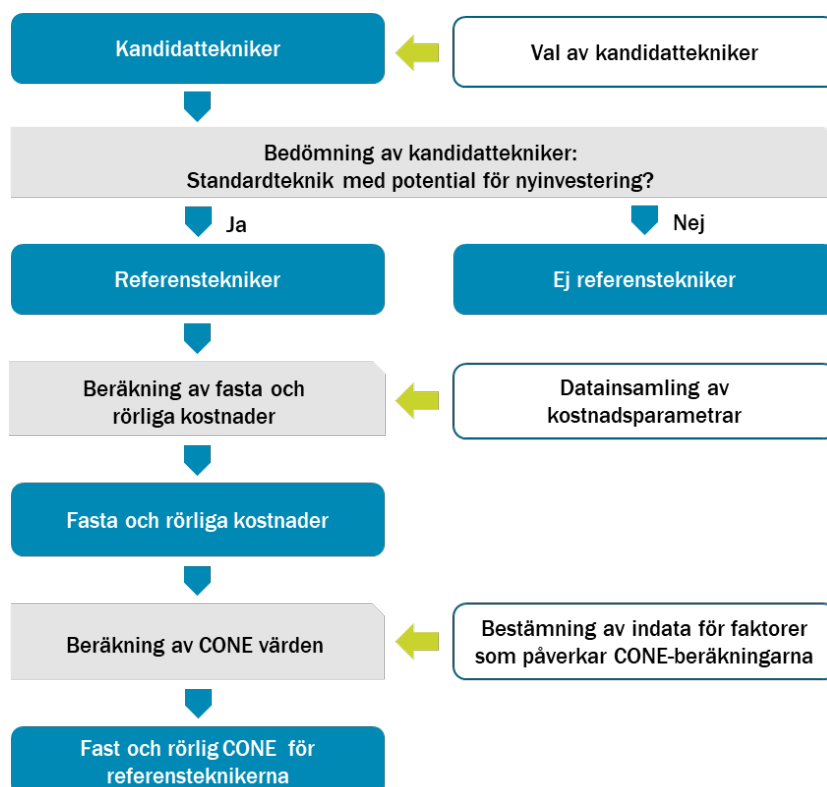
4 Beräkning av kostnaderna för ny resurs (CONE)

För att kunna beräkna tillförlitlighetsnormen i enlighet med ACER:s metod behöver fasta och rörliga kostnader för nya anläggningsresurser, vilket på engelska kallas *cost of new entry* (CONE), beräknas. I detta kapitel beskrivs de väsentliga delarna i ACER:s metod för hur CONE ska beräknas och Ei:s beräkning av CONE för de relevanta teknikerna.

4.1 Metod för att beräkna CONE

CONE ska enligt ACER:s metod beräknas för olika tekniker i ett antal steg, se Figur 2. Stegen syftar till att på ett standardiserat sätt ta fram fasta och rörliga kostnader för respektive teknik som kan antas öka resurstillräckligheten.

Figur 2 Flödesschema för CONE-beräkningar



Inledningsvis ska relevanta kandidattekkniker identifieras. De kandidattekkniker som sedan uppfyller metodens krav för att utgöra referenstekknik ligger därefter till grund för beräkning av fast och rörlig CONE per referenstekknik.

Med fast CONE menas i huvudsak sådana kostnader som en referensteknik genererar och som är oberoende av anläggningens drifttid. Rörlig CONE är sådana kostnader som är relaterad till driften av anläggningen. Av metoden framgår vidare hur beräkningen av den fasta och rörliga avgiften ska gå till, det vill säga vilka parametrar som beräkningen ska utgå från och vilka uppgifter som ska läggas till grund för de olika uppskattningarna.

För att förenkla beräkningarna har Ei valt att beräkna ett värde för fast CONE och ett värde för rörlig CONE per referensteknik. Fast CONE förväntas inte variera så mycket mellan åren i tidsperioden medan rörlig CONE kan variera mellan åren eftersom beräkningarna inkluderar bland annat bränslepriser, miljöavgifter och skatter. Eftersom det är svårt att uppskatta sådana eventuella variationer på förhand för vart och ett av åren i tidsperioden 2021–2026 gäller värdena för både fast och rörlig CONE för hela tidsperioden 2021-2026.

Kostnaden för fast och rörlig CONE redovisas i reala termer i kronor per installerad kapacitet i megawatt (MW).²⁴ Om det finns fasta eller rörliga kostnader som ingår i flera tekniker är dessa kostnader desamma för teknikerna. Av metoden framgår också att alla kostnader som anges ska bygga på transparenta tillförlitliga och verifierbara källor.²⁵ För beräkningarna av CONE-värdena används i första hand uppgifter från svenska studier när sådana uppgifter har funnits.²⁶

²⁴ ACER:s metod, artikel 13.7, 15 och 16.

²⁵ ACER:s metod, artikel 13.5 resp. 8. Det framgår att informationen får komma från akademiska källor, experter i industrin, intressenter eller systemoperatörer.

²⁶ För bestämning av data för referensteknikerna för efterfrågeflexibilitet har rapporten "Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet" (Ei R2016:15) i första hand använts med tillägg av data från DNV-GL 2020, samt DNV 2021. Information och data angående gasturbinanläggningar har hämtats från rapporterna "Gasturbinteknik – Årsrapport 2019" (Energiforsk 2019) samt Elforsk 2014. Information angående kolvmotorer, kondenskraft har hämtats från EIA 2021. För batterilager har information och data hämtats från IVA 2015 samt EIA 2021.

I de fall det behövs för att få jämförbarhet mellan kostnader för olika tekniker har Ei räknat om kostnader till 2020 års prisnivå. Tekniker för efterfrågefleksibilitet har räknats upp till 2020 års nivå med konsumentprisindex²⁷ och teknikerna batterilager och elproduktion med faktorprisindex²⁸ till 2020 års värde.²⁹ Konsumentprisindex har valts för teknikerna efterfrågefleksibilitet eftersom det är ett generellt använt mått för att spegla prisutvecklingen och vi bedömer att det i tillräcklig grad kan spegla kostnadsutvecklingen för sådana komponenter som ingår i teknikerna för efterfrågefleksibilitet. Faktorprisindex för byggnader, som Ei bland annat utgår från vid uppräknings av värden för elnätskomponenter, har istället använts för övriga tekniker då detta index bättre antas spegla värdeutvecklingen på sådana komponenter som ingår i produktionsanläggningar och batterilager.

Om kostnader som ingår i beräkningarna är i annan valuta än svenska kronor har Ei räknat om värdet med hjälp av relevant växelkurs innan omräkningen till 2020 års värde har genomförts. Växelkursdatan kommer från Riksbanken och det är årsmedelvärde för relevant växelkurs som använts.

4.2 Urval av kandidat- och referenstekniker

Som beskrivits ovan ska möjliga tekniker, så kallade kandidattekkniker, väljas ut för att möjliggöra att relevanta referenstekniker kan identifieras.³⁰ För mer detaljerad information om de olika teknikerna och Ei:s bedömning, se Bilaga 1-3.

4.2.1 Metodval för bedömning och urval av kandidattekkniker

Av ACER:s metod framgår det att kandidattekkniker är nya investeringar i vilken teknik som helst som kan medföra att resurstillräckligheten ökar i det geografiska området som analyseras. Det kan vara tekniker för att öka produktionskapaciteten, lageranläggningar och teknik som underlättar efterfrågefleksibilitet eller andra tekniker som uppnår liknande resultat.

Ei har tolkat detta steg i metoden så att syftet är ta fram en bruttolista på olika möjliga tekniker som vid resurstillräcklighetsproblem kan avhjälpa bristen. Eftersom effektproblemsituationer i Sverige för närvarande kan antas inträffa kalla vinterdagar har Ei bedömt att kandidattekkniker är sådana tekniker som kan leverera vid sådana tillfällen.³¹ Samtidigt innebär kandidatstatus inte att Ei undersökt om det faktiskt kommer att tillkomma investeringar i de utvalda

²⁷ KPIF med basår 1987.

²⁸ Byggekostnadsutvecklingen med basår 1939.

²⁹ Jfr att VoLL också är beräknat i 2020 års värde.

³⁰ ACER:s metod, artikel 10.

³¹ "Att förbättra resurstillräckligheten" innebär i detta sammanhang att en ytterligare investering i denna typ av produktionsteknik skulle ge ett positivt bidrag till att stärka resurstillräckligheten i de timmar som identifierats som mest kritiska för resurstillräckligheten i Sverige.

teknikerna de kommande åren. Detta är heller inte en förutsättning enligt metoden.

För att få fram en bruttolista av kandidattekniker har Ei gått igenom olika studier över tillgänglig teknik³², analyserat artiklar och nyheter angående potentiella tekniker³³ och inhämtat synpunkter på relevant teknik från Svenska kraftnät och Energimyndigheten. För att inte utelämna tekniker som potentiellt skulle kunna ingå har Ei, i de fall då det varit osäkert om en teknik bör utgöra kandidatteknik valt att klassat tekniken som en sådan. Detta arbete har lett fram till att Ei har bedömt att tekniker inom energilager, efterfrågefleksibilitet, förbränningsteknik, kärnkraft, vattenkraft och vindkraft uppfyller kraven för att betraktas som kandidattekniker i Sverige. De olika kandidatteknikerna återfinns i Tabell 3 nedan och närmare beskrivning av tekniken med motivering återges Bilaga 2.

Ei har uteslutit sådana tekniker som uppenbart inte uppfyller kravet på att förbättra resurstillräckligheten vid den tidpunkt då systemet är som mest ansträngt. Det gäller till exempel solenergi som inte kan antas producera el en vinterkväll.³⁴

Vidare har tekniker såsom exempelvis fusionskraft uteslutits på grund av att det i nuläget är oklart när tekniken kan bli tillräckligt färdigutvecklad för att attrahera privata investeringar. Storskalig kolkraft har också uteslutits då tekniken inte bedöms aktuell för investeringar i EU eller Sverige med nuvarande miljöpolitiska inriktning.

Elbilar och möjligheten att utnyttja dem som lager för efterfrågefleksibilitet bör bli aktuellt i framtiden. För den tidsperiod som nu bedöms är dock vår uppfattning att de inte kan utgöra en kandidatteknik eftersom tekniken inte förväntas ha tillräcklig potential för att kunna öka resurstillgängligheten nämnvärt. Potentialen förväntas dock växa kraftigt om elbilsanvändandet ökar. En lista på ytterligare tekniker som inte bedömts vara kandidatteknik finns i Bilaga 3.

I följande tabell presenteras de tekniker som Ei bedömer uppfyller kraven för att klassas som kandidatteknik enligt ACER:s metod för den tidsperiod som nu analyseras.

³² Rapporter från bland andra EIA 2021, Energiforsk 2019, Lazard 2019, IVA 2015 och AESO 2018.

³³ Bland annat från till nyteknik.se och second-opinion.se.

³⁴ Utmaningen med risk för effektbrist hör ihop med att den oplanerbara elproduktionen inte med lika hög säkerhet kommer att producera el när det är som mörkast och kallast, enligt Svenska kraftnät 2019.

Tabell 3 Kandidattekniker

Teknik	Typer
Energilagring	Batterilager, pumpkraft och tryckluftslager
Efterfrågeflexibilitet	Fastighetsventilation, hushållsel, hushållsuppvärmning, elintensiv industri och övrig industri
Värmekraft – gasturbiner	Enkel- och kombi-cykel gasturbiner
Värmekraft – kolmotorer	Diesel- eller ottomotorer
Värmekraft – mottryck och kondens	Mottrycks och kondenskraft
Kärnkraft	Storskalig och småskalig (SMC)
Vattenkraft	Konventionell
Vindkraft	-

4.2.2 Metodval för bedömning och urval av referenstekniker

Ur bruttolistan av kandidattekkniker har Ei valt ut de tekniker som uppfyller kraven för att utgöra referensteknik och därefter beräknat fast och rörlig CONE.³⁵ För att en kandidatteknik ska vara en referensteknik enligt metoden ska tekniken vara sådan att en privat rationell investerare i regionen skulle kunna tänkas investera i tekniken under den relevanta tidsperioden. De ytterligare krav som kandidattekkniken ska uppfylla för att vara referensteknik är vidare att tekniken är en standardtekknik och att den har potential att träda in på marknaden.

För att göra dessa bedömningar har Ei utgått från landspecifik data och information från branschexperter, relevanta myndigheter, intressenter och akademiska studier. Energimyndigheten och Svenska kraftnät har också fått lämna synpunkter på Ei:s rimlighetsuppskattningar. Eftersom metoden rekommenderar att CONE räknas om åtminstone vart femte år³⁶ eller oftare om det sker stora förändringar, kan tekniker som nu inte betraktas som referenstekkniker komma att bedömas annorlunda nästa gång.

Standardtekknik

För att en kandidattekknik ska uppfylla villkoret att vara standardtekknik ska det finnas möjlighet att uppskatta kostnaderna för tekniken, kostnaderna för investeringen och driften av tekniken ska vara någorlunda likvärdig mellan olika projekt. Byggandet av tekniken ska inte heller ha avgörande tekniska begränsningar. Det är tillåtet att utgå från att enskilda anläggningar med begränsade förutsättningar aggregeras och att det aggregerade klustret av anläggningar kan klassas som standardtekknik.³⁷ I Bilaga 4 redovisas Ei:s bedömning för respektive kandidattekknik mer ingående.

³⁵ ACER:s metod, artikel 10.2.

³⁶ ACER:s metod, artikel 9.

³⁷ ACER:s metod, artikel 10.4 a).

Generellt har utgångspunkten i Ei:s granskning varit att kostnaderna ska vara tillgängliga för Ei (det vill säga inte hemliga) och att de ska vara någorlunda likvärdiga för olika projekt. Om likvärdiga anläggningar i Sverige får stora skillnader i kostnader på grund av yttre förutsättningar, så som till exempel geografi, går det inte att säga att kostnaderna är standardiserade då varje projekt behöver analyseras separat. Enligt metoden från ACER ska sådana tekniker inte anses vara standardtekniker. Om skillnader i kostnader istället beror på storlek av analyserade projekt anses dessa fortfarande vara standardiserade och en rimlighetsuppskattning har gjorts. En svårighet vid bedömningen av teknikerna har därför varit att få fram information om flera likvärdiga projekt då projekt exempelvis kan vara av olika omfattning eller storlek och geografiska förhållanden trots allt skiljer sig åt.

En annan svårighet i arbetet med att analysera kostnaderna har varit att hitta relevanta projekt i Sverige eller vårt geografiska närområde. Där landspecifika data inte har varit tillgängliga för en kandidatteknik har Ei fått välja mellan att utesluta kandidattekniken direkt eller att använda källor från andra länder. Ei har i dessa fall valt att använda data från projekt i andra länder under förutsättning att projekten har bedömts vara representativa för svenska förhållanden. Detta tillvägagångssätt motiveras i huvudsak av att standardiserade teknikprojekt ofta ligger i samma storleksordning i Sverige som i andra västländer eftersom marknaden för standardiserade anläggningar är global och en stor del av kostnaderna kan förväntas härstamma från priset på anläggningen från tillverkaren.

I de fall Ei bedömt kostnadsuppgifterna som mycket osäkra eller att kostnadsuppgifterna inte är offentligt tillgängliga för någon teknik har denna teknik inte klassats som referensteknik. Detta eftersom metoden kräver att teknikens data ska vara tillgänglig, generell och transparent för att garantera resultatets pålitlighet.

Ett underlag som vi bedömt särskilt värdefullt vid granskningen av kostnadsuppgifter för olika tekniker är EIA:s rapport "*Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2021*" (EIA 2021)³⁸, där en sammanställning av kostnader för ett flertal tekniker i olika områden i USA presenteras på ett likvärdigt sätt. Det har förenklat jämförelserna mellan olika tekniker.

Kandidatteknikerna ska inte heller ha några större tekniska begränsningar om de ska klassas som standardteknik. Vår tolkning av kriteriet är att det finns tekniska

³⁸ EIA 2021, *Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2021* Tillgänglig: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf.

begränsningar om den möjliga potentialen för utbyggnad är begränsad, till exempel att tekniken är starkt beroende av yttre förutsättningar och inte kan komma ifråga på grund av tekniska utmaningar som ännu inte är lösta eller att de geografiska förutsättningar som krävs saknas. Tekniker med begränsad kapacitet per anläggning kan enligt metoden istället aggregeras in i homogena kluster och ska då anses som standardtekniker om pålitliga data finns tillgängliga för att karaktärisera dessa kluster.

Potential för inträde på marknaden

Utöver att en kandidatteknik ska utgöra en standardteknik ska kandidattekniken också ha potential att träda in (*potential new entry*) på marknaden.³⁹ I Bilaga 4 redovisas Ei:s bedömning för respektive kandidatteknik mer ingående.

Enligt metoden har en kandidatteknik potential att träda in på marknaden om den uppfyller två kriterier. För det första ska kandidattekniken vara en sådan teknik där kapacitet antingen har tillförts marknaden under de senaste åren, håller på att byggas eller är på väg att tas i bruk inom en överskådlig tidsperiod.

Det anges inte i metoden vilken den relevanta tidsperioden är för när tekniken ska antas kunna träda in på marknaden, men Ei har bedömt att det är rimligt att utgå från den kommande femårsperioden. ACER har i dialog med Ei bekräftat att de inte har något att invända emot denna bedömning. Dessutom stämmer den valda tidsperioden väl med att både VoLL och CONE bör ses över åtminstone vart femte år.

Det andra kravet är att det inte finns nationella eller EU-regelverk som hindrar att tekniken ska kunna byggas och tas i bruk i framtiden. Exempelvis har Ei bedömt att tekniker som enbart förekommer i forskningsstudier, där investeringar inte i nuläget kan förväntas ske på marknadsmässiga grunder, inte kan anses uppfylla kravet på att ha potential att träda in på marknaden. När det gäller kravet på att tekniken ska ha potential att träda in på marknaden har Ei därför utgått från att studera vilka tekniker som antingen redan finns på den relevanta geografiska marknaden, det vill säga Sverige, eller som med viss sannolikhet är på väg att träda in på marknaden inom den närmaste femårsperioden. Ei har studerat förekomsten av de olika kandidatteknikerna i Sverige och försökt att kartlägga vilka projekt som byggs eller är under planerad utbyggnad i Sverige. Därutöver har Ei stämt av så att konstruktionen av anläggningar med den specifika tekniken är tillåten enligt nationella respektive europeiska regelverk.

³⁹ ACER:s metod, artikel 10.4 b).

4.2.3 Kostnaden för förnyelse eller förlängning av en teknik eller anläggning (CORP)

Under ACER:s beredning av hur metoden skulle utformas för att beräkna CONE uppkom en diskussion om huruvida förnyelse alternativt förlängning av användningen av befintliga produktionsenheter bör betraktas som ny resurs. Det ledde fram till att ACER beslutade att även kostnaden för förnyelse eller förlängning av befintliga resurser ska kunna ingå i beräkningen. Tillägget möjliggör för länder att i sina beräkningar inkludera att förnya eller förlänga livslängden på befintliga produktionsenheter om det är kostnadseffektivt.

Artikel 18 i ACER:s metod beskriver möjligheten att ta fram kostnaden för förnyelsen eller förlängning av en existerande resurs (*cost of renewal or prolongation*, CORP). Detta värde kan sen användas för att ta fram ett gränsvärde för LOLE. CORP kan dock endast tas fram för sådana resurser som uppfyller kraven för att klassas som referenstekniker.

I Sverige finns det sannolikt ett antal anläggningar såsom gasturbiner eller vattenkraftsanläggningar där det är möjligt att förlänga livslängden eller där förnyelse skulle kunna öka tillgänglig effekt. För att dessa tekniker ska kunna anses vara referenstekniker ska kostnaderna vara tillgängliga och någorlunda likvärdiga och jämförbara för olika projekt. Ei har inte bedömt att det finns tillräckligt med uppgifter om vilka anläggningar det skulle kunna handla om eller hur kostnaderna för förlängningen eller förnyelsen av dessa anläggningar ska kunna uppskattas och verifieras i tillräcklig grad. I brist på information har därför inga förlängningar av anläggningar lagts till grund för Ei:s bedömning i denna rapport. I framtida beräkningar, när tillförlitliga uppgifter om förlängning respektive förnyelse finns, kan denna bedömning komma att ändras.

4.2.4 Sammanfattning av referenstekniker

De kandidattekniker som Ei bedömer uppfyller respektive inte uppfyller kraven för att utgöra referenstekniker framgår av Tabell 4. För de tekniker som bedöms uppfylla kravet på att vara referenstekniker beräknar Ei i nästa steg CONE-värden. Övriga tekniker kommer inte att granskas mer i denna rapport.

Tabell 4 Bestämning av referenstekniker

Teknik	Referensteknik
Batterilager	Ja
Efterfrågeflexibilitet för ventilation i fastigheter	Ja
Efterfrågeflexibilitet för hushållsel	Nej
Efterfrågeflexibilitet hushållsuppvärmning	Ja
Efterfrågeflexibilitet elintensiv industri	Ja
Efterfrågeflexibilitet övrig industri	Ja

Teknik	Referensteknik
Kolvmotor	Ja
Gasturbin enkelcykel	Ja
Gasturbin kombicykel	Ja
Kärnkraft SMR	Nej
Kärnkraft storskalig	Nej
Pumpkraft	Nej
Tryckluftslager	Nej
Vattenkraft	Nej
Vindkraft	Ja
Kondenskraftverk	Ja
Mottryckskraftverk	Nej

De tekniker som bedöms vara referenstekniker presenteras i Tabell 5 med bedömning av vilken potential, det vill säga skattad kapacitet i megawatt, tekniken har för investering. Om inte potentialen har bedömts vara obegränsad har den uppskattats med stöd av olika tillgängliga studier. Våra antaganden och motiveringar presenteras i Bilaga 4.

Tabell 5 Referenstekniker och skattad kapacitet

Teknik	Potential för ny resurs
Batterilager	Obegränsad
Efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning	3 800 MW
Efterfrågefleksibilitet för ventilation i fastigheter	65 MW
Efterfrågefleksibilitet elintensiv industri	1 375 MW
Efterfrågefleksibilitet övrig industri	300 MW
Värmekraft – kolvmotor	Obegränsad
Värmekraft – gasturbin enkelcykel 150 MW	Obegränsad
Värmekraft – gasturbin enkelcykel 300 MW	Obegränsad
Värmekraft – gasturbin kombicykel 300 MW	Obegränsad
Vindkraft	Obegränsad
Värmekraft – kondenskraftverk	Obegränsad

4.3 Tekniska specifikationer för respektive referensteknik

Varje referensteknik kan rymma flera typer av anläggningar med olika komponenter och med olika storlek på den installerade effekten. För att kunna beräkna CONE-värdena behöver egenskaperna för anläggningarna specificeras, åtminstone övergripande, för respektive referensteknik. I metoden finns därför krav på en teknisk specifikation för respektive referensteknik, det vill säga att sådant som främst påverkar beräkningen av de fasta och rörliga kostnaderna

anges. I metoden exemplifieras femton olika tekniska parametrar som kan anges för respektive referensteknik, till exempel anläggningens konfiguration, bränsletyp, konstruktionsperiod och teknisk respektive ekonomisk livslängd.⁴⁰ Ei har valt att ange konstruktionstid, ekonomisk livslängd, bränsle och verkningsgrad per teknik som specifikationer.

Lokaliseringen av anläggningen och behovet av elnät har i viss mån redan berörts vid urvalet av referenstekniken. Ei har inte valt att ge dessa uppgifter någon betydelse vid beräkning av CONE och sådana uppgifter ingår därför inte i specifikationen.

4.3.1 Konstruktionstid och livslängd

Konstruktionstiden och den ekonomiska livslängden påverkar investeringsutgiften och därmed kapitalkostnaden. Den ekonomiska livslängden för tekniken definieras enligt metoden som den tid som en rationell privat investerare kan förväntas hålla anläggningen i drift. I Tabell 6 anges den livslängd som Ei har uppskattat för respektive teknik.⁴¹

4.3.2 Bränsle och verkningsgrad

Valet av bränsle och vilken verkningsgrad en teknik har påverkar bränselkostnaden, som är en betydande del i beräkningen av rörlig CONE. Verkningsgraden för en teknik påverkar flera av de rörliga kostnaderna. Ei:s genomgång visar att verkningsgraden varierar mellan olika leverantörer av anläggningar för vissa tekniker och Ei har därför valt att uppskatta ett värde och utgå från värden från möjliga anläggningar. I Energiforsk 2019 visas att tillgängliga gasturbiner på marknaden i storleksordningen 100 MW till 400 MW av enkelcykeltyp har en variation på verkningsgrader mellan 34,8 procent och 41,9 procent. Om källan för tekniken har ett spann på verkningsgrader för tekniken har ett medelvärde använts för tillgängliga modeller i rätt storleksordning.

En hög verkningsgrad gör att mindre mängd bränsle förbrukas. Detta ger lägre bränslekostnad samt lägre miljökostnader. Vid energilagring påverkar verkningsgraden hur mycket av den lagrade energin som går förlorad och inte kan återföras till elsystemet.

För gasturbiner, kolvmotorer och kondenskraft kan ett flertal bränslen användas och valet av bränsle har därför påverkan på de rörliga kostnaderna för referensteknikerna, både avseende bränslepris och skattesatser. Eftersom denna rapport inte syftar till att visa eller bedöma vilket bränsle som är mest troligt eller mest fördelaktigt har naturgas använts som referensbränsle för gasturbiner och

⁴⁰ ACER:s metod, artikel 11.

⁴¹ ACER:s metod, artikel 11.2.a).

kolvmotorer. Att Ei väljer naturgas som referensbränsle för gasturbiner och kolvmotorer beror på att det har varit standard att använda naturgas i nyinstallationer av dessa anläggningar och att de tekniska specifikationerna för anläggningarna baseras på användning av naturgas. Naturgas har dessutom relativt standardiserade data för energiinnehåll och en marknad för prissättning. Andra bränslen skulle kunna vara biogas eller vätgas från en power-to-gas-anläggning. Dessa bränslen har dock inte samma standardisering i pris och tillgänglighet. Om dessa bränslen används konkurrerar de med naturgas och behöver därmed ha kostnader som är konkurrenskraftiga i jämförelse med kostnaderna för naturgas. Osäkerhetsanalysen i Bilaga 6 visar att rörliga kostnader så som bränslepris endast har marginell betydelse för resultatet.

För beräkning av CONE för kondenskraft använder Ei bioflis som bränsletyp då vi bedömer att eventuella investeringar troligen kommer ske i anläggningar drivna på biobränsle. Vi bedömer att det inte är rimligt att förvänta sig att en privat investerare skulle investera i kol- eller oljeeldade värmekraftsanläggningar under rådande situation med både nationella och internationella mål att minska fossilberoende och koldioxidutsläpp.

Då bränslekostnader och medföljande skatter och avgifter enbart påverkar rörliga kostnader kommer skillnader i bränslekostnader för de tekniker som förbrukar ett bränsle inte nämnvärt påverka resultatet av tillförlitlighetsnormen om värdet för rörlig CONE är försumbar i jämförelse med bästa estimering av VoLL.

Under arbetets gång har Ei:s analyser visat att bränslekostnaden trots allt har begränsad påverkan på resultatet för tillförlitlighetsnormen, vilket gör att även en relativt stor förändring i bränslepriser endast får en mindre påverkan på den slutliga tillförlitlighetsnormen.

För värmekraft gas har Ei utifrån data från Energiforsk 2019 och efter dialog med Svenska kraftnät, valt att i beräkningen av CONE specificera två olika storleksalternativ, 150 MW respektive 300 MW. Storlekarna 150 MW och 300 MW har valts då dessa bedöms ligga i ett intressant intervall för investeringar då mindre anläggningar snabbt går upp i pris. Investeringar i större gasturbinanläggningar bedöms vara mindre troligt för den svenska marknaden då kostnadsbesparingen minskar ju större anläggningen blir samt att större anläggningar inte kan utnyttjas vid lägre behov och därmed blir mindre flexibla.

För batterilager har den inköpta elen som lagras betraktats som anläggningens bränsle. Och verkningsgraden representerar hur mycket av den inköpta elen som efter lagring kan återföras till elsystemet.

För efterfrågeflexibilitetsanläggningar har Ei angett teknikens livslängd och konstruktionstid och med konstruktionstid för efterfrågeflexibilitet menas den tid det tar att installera mätare och styrutrustning samt att införa styrsystem och rutiner. Vid beräkning av fast CONE hanterar formlerna hela år och Ei har därför bedömt att konstruktionstiden är 1 år. Visserligen krävs det inte några större installationer men det tar sannolikt viss tid att säkerställa funktionen i systemet. Den ekonomiska livslängden bedöms vara 10 år.

4.3.3 Kapacitetsfaktor

För varje referensteknik ska Ei även bestämma en kapacitetsfaktor som uppskattar respektive tekniks möjligheter att förbättra resurstillräckligheten vid bristtillfällen.⁴² Kapacitetsfaktorn kan sägas vara den andel av den installerade effekten som kan förväntas vara tillgänglig när behovet uppstår.

Det finns störst möjlighet till förtjänst på marknaden vid perioder med förväntad effektbrist och incitamentet för en anläggningsinnehavare att vara tillgänglig under dessa perioder är mycket högt. För tekniker som är gjorda för eller främst är inriktade på att avhjälpa effektbrist är kapacitetsfaktorn hög. För tekniker som är beroende av yttre omständigheter såsom väder kan kapacitetsfaktorn antas vara lägre. Det beror dels på svårigheten att planera, dels på att effektbristen kan bero på, eller bli kraftigare på grund av, utebliven tillgänglighet av dessa resurser.

Svenska kraftnät anger i sin senaste systemutvecklingsplan⁴³ att planerbar elproduktion kan förväntas leverera 90 procent när det är som mörkast och kallast medan vindkraft kan förväntas leverera 9 procent. Kapacitetsfaktorerna för värmekraft och kolvmotor sätts därför till 90 procent och vindkraft till 9 procent.

Liknande siffror finns inte tillgängliga för teknik för efterfrågeflexibilitet och Ei har därför uppskattat kapacitetsfaktorerna för efterfrågeflexibilitet. Att göra en exakt bedömning är svårt eftersom det inte går att i förväg avgöra hur mycket av den installerade kapaciteten som skulle vara tillgänglig vid en effektbristsituation. I jämförelse med vindkraft och planerbar produktion kan kapacitetsfaktorn för efterfrågeflexibilitet antas vara högre än kapacitetsfaktorn för vindkraft, eftersom vindkraften troligtvis levererar en mycket liten del av sin installerade effekt under en bristsituation. Däremot kan kapacitetsfaktorn för efterfrågeflexibilitet förväntas vara lägre än den planerbara kraften, som troligtvis levererar nästintill sin maximala installerade effekt i en bristsituation.

Som tidigare beskrivits antar Ei att effektbristtimmen uppkommer en kall vinterkväll då en bidragande faktor till att bristsituationen uppstår förväntas vara

⁴² ACER:s metod, artikel 12.1.

⁴³ Svenska kraftnät, 2019, Systemutvecklingsplan 2020–2029.

en stor momentan elförbrukning från uppvärmning i hushåll. Därför bedöms en relativt stor del av kapaciteten från efterfrågeflexibiliteten för uppvärmning i hushåll finnas tillgänglig. Det kan dock inte förväntas att all kapacitet kommer att vara tillgänglig samtidigt. Det är ändå troligt att mer än hälften av kapaciteten är tillgänglig vid behovstillfället. Utifrån detta och en försiktighetsprincip gör Ei antagandet att kapacitetsfaktorn för efterfrågeflexibilitet från uppvärmning i hushåll är 50 procent av den antagna installerade kapacitet.

För övriga referenstekniker för efterfrågeflexibilitet (ventilation i fastigheter, elintensiv industri och övrig industri) är kapacitetsfaktorn möjligen något lägre eftersom tidpunkten med brist antas infalla på kvällen en vinterdag, vilket är en tid på dygnet när kontor är stängda och inte all industriproduktion (och elförbrukningen) går för fullt. Att under sådana omständigheter minska efterfrågan innebär sannolikt att den minskas från en nivå som inte ligger på maximal förbrukning. Kapacitetsfaktorn även för dessa tekniker har ändå antagits vara 50 procent i brist på ytterligare information samt att Ei har bedömt att effektbristsituationer troligen inte uppstår om elförbrukningen för industrier är låg. Osäkerheten i kapacitetsfaktorn för efterfrågeflexibilitet kan potentiellt ha stor påverkan på tillförlitlighetsnormen och det redogörs närmare för i Bilaga 6.

För batterilager och gasturbiner anges kapacitetsfaktorn till värdet 95 procent, eftersom dessa tekniker kan förväntas ha en mycket hög tillgänglighet. Det finns stora incitament för anläggningsinnehavarna att förlägga service och underhåll till tidsperioder med de minsta resursbehoven, eftersom det är vid tillfällena med de största resursbehoven som störst möjlighet till förtjänster finns. Batterilager har inga rörliga delar vilket kan förväntas minska mängden driftstopp. Gasturbiner har generellt sett mycket hög tillgänglighet och en hög rörlig kostnad medför att drift koncentreras och att tillgänglighet prioriteras till tider vid stort behov och möjlighet till höga priser.

4.3.4 Sammanställning av tekniska specifikationer

I tabellen nedan sammanfattas de tekniska specifikationerna för referensteknikerna under kategorierna konstruktionstid, livslängd, bränsle, verkningsgrad samt kapacitetsfaktor.

Tabell 6 Tekniska specifikationer för referenstekniker

Tekniker	Konstruktionstid [år]	Livslängd [år]	Bränsle	Verkningsgrad	Kapacitetsfaktor
Batterilager	1 *	15 ****	Ei	80% ****	95 %
Efterfrågeflexibilitet hushållsuppvärmning	1	10	-	-	50 %
Efterfrågeflexibilitet för ventilation i fastigheter	1	10	-	-	50 %

Tekniker	Konstruktionstid [år]	Livslängd [år]	Bränsle	Verkningsgrad	Kapacitetsfaktor
Efterfrågeflexibilitet elintensiv industri	1	10	-	-	50 %
Efterfrågeflexibilitet övrig industri	1	10	-	-	50 %
Värmekraft – kolmotor	2 *	15 **	Naturgas	40% **	90 %
Värmekraft – gasturbin enkelcykel 150 MW	2 **	25 **	Naturgas	38% *****	95 %
Värmekraft – gasturbin enkelcykel 300 MW	2 **	25 **	Naturgas	38% *****	95 %
Värmekraft – gasturbin kombicykel 300 MW	2 **	25 **	Naturgas	55% *****	95 %
Vindkraft	2 ***	20 **	-	-	9 %
Värmekraft – kondenskraftverk	4 *	25 **	Flis	46% **	90 %

* EIA 2021

** Elforsk 2014

*** Energimyndigheten 2019

**** IVA 2015

**** Energiforsk 2019

Referensteknikerna kan grupperas in i flera kategorier med olika typer av förutsättningar och tekniska specifikationer, exempelvis:

- Teknikerna för efterfrågeflexibilitet har en begränsad potential och kapacitetsfaktor då dessa tekniker innebär en minskning av befintlig förbrukning och därmed är beroende av att förbrukningen är förhållandevis hög vid behovstillfället.
- Värmekraftteknikerna är beroende av bränslen och processens verkningsgrad.
- Batterilager är beroende av inköpspriset på den el som ska lagras.
- Vindkraft utmärker sig med en mycket låg kapacitetsfaktor som visar att tekniken inta kan förväntas ha hög tillgänglighet när behov uppstår.

4.4 Beräkning av fast CONE

För att beräkna fast CONE för en referensteknik ($CONE_{fast,RT}$) ska enligt ACERs metod en så kallad ekvivalent årlig kostnad (EAC) beräknas för referenstekniken, se formel 1, med hjälp av olika uppgifter. EAC är en över livslängden utjämnad årlig kostnad som representerar investeringar och de fasta utgifterna. För att kunna beräkna kapitalkostnad behöver ett sammanvägt avkastningskrav på investerat kapital enligt Weighted Average Cost of Capital (WACC-metoden),

investeringsutgift, konstruktionstid samt ekonomisk livslängd⁴⁴ bestämmas av E_i . Fast CONE fås sedan av att EAC divideras med en kapacitetsfaktor för referenstekniken (det vill säga anläggningens tillgänglighet) enligt formel 2. Anledningen till att EAC divideras med kapacitetsfaktorn är att enbart den del av referenstekniken som förväntas vara tillgänglig vid möjlig kapacitetsbrist kan generera de intäkter som finansierar investeringen. CONE-värdet beräknas sedan enligt formel 3. För varje referensteknik får alltså en bästa estimering tas fram och ett osäkerhetsintervall får anges.

Formel 1 Beräkning av ekvivalent årlig kostnad för referensteknik enligt ACER:s metod:

$$EAC = \left[\sum_{i=1}^x \frac{CC(i)}{(1+WACC)^i} + \sum_{i=x+1}^{x+y} \frac{AFC(i)}{(1+WACC)^i} \right] \cdot \frac{WACC \cdot (1+WACC)^{x+y}}{(1+WACC)^y - 1}$$

EAC = Ekvivalent årlig kostnad

i = Varje år under konstruktionstiden och ekonomiska livstiden

X = Konstruktionstid [år]

Y = Ekonomisk livslängd [år]

$CC(i)$ = Bästa estimat av investeringsutgiften år i [kr/MW]

$AFC(i)$ = Estimerad årlig fast kostnad för år i [kr/MW]

$WACC$ = Sammanvägt avkastningskrav på investerat kapital, reallt före skatt]

Under en anläggnings livslängd genererar respektive referensteknik fasta årliga kostnader. E_i har valt att dela upp de fasta kostnaderna i posterna kapitalkostnader, fastighetsskatt och övriga fasta kostnader. Dessa ska därför beräknas för varje referensteknik där kostnadsposten är aktuell.⁴⁵

För att kunna beräkna en kapitalkostnad behöver en investeringsutgift (exempelvis byggkostnader och kostnader för utveckling av projektet) estimeras för respektive teknik. I flera fall kan en investeringsutgift fördelas under en anläggnings konstruktionsfas. För att dela upp investeringsutgiften under konstruktionstiden krävs tillförlitliga data för hur utgiften ska delas upp. Eftersom vi saknar sådana uppgifter har vi istället i beräkningen valt en förenklad ansats och antar att hela

⁴⁴ I samband med diskussioner i ACER om metodstegen behandlades bland annat frågan om man ska utgå från återbetalningsperiod eller ekonomisk livslängd vid beräkningen. ACER ansåg att ekonomisk livslängd var passande.

⁴⁵ ACER:s metod, artikel 13.

investeringen sker vid ett och samma tillfälle, det vill säga under första året i konstruktionsperioden. Den årliga fasta kostnaden förväntas sedan vara konstant för varje teknik under hela anläggningens livslängd. Detta medför att formel 1 förenklas något enligt följande:

Formel 2 Beräkning av ekvivalent årlig kostnad för referensteknik:

$$EAC = \left[\frac{CC}{1 + WACC} + \sum_{i=x+1}^{x+y} \frac{AFC}{(1 + WACC)^i} \right] \cdot \frac{WACC \cdot (1 + WACC)^{x+y}}{(1 + WACC)^y - 1}$$

EAC = Ekvivalent årlig kostnad

CC = Investeringsutgift i [kr/MW] enligt Tabell 7

X = Konstruktionsperiod [år] enligt Tabell 5.

Y = Ekonomisk livslängd [år] enligt Tabell 5.

AFC = Årlig fast kostnad i [kr/MW] enligt Tabell 8.

WACC = Sammanvägt avkastningskrav (real kalkylränta före skatt) enligt Bilaga 5.

Formel 3 Beräkning av fast CONE för referensteknik:

$$CONE_{fast,RT} = \frac{EAC_{RT}}{K_{d,RT}}$$

CONE_{fast,RT} = Fast CONE för referenstekniken [kr/MW]

EAC_{RT} = Ekvivalent årlig kostnad för referenstekniken [kr/MW] från Formel 2.

K_{d,RT} = Kapacitetsfaktorn för en referenstekniken enligt Tabell 5.

Ei har inte bedömt att avvikelser från formel 1 innebär en egentlig avvikelse från ACER:s metod eftersom ACER:s metod tillåter estimeringar och att osäkerhetsintervall tillämpas.

Fastighetsskatt är en sådan kostnad som erläggs för vissa produktionslag. I övriga fasta kostnader ingår sådana kostnader som är oberoende av energiproduktionen i anläggningen. Fasta kostnader kan alltså inkludera fasta årliga underhålls- eller driftkostnader som är oberoende av om anläggningen används eller inte. I fasta kostnader ingår alltså, som ovan angivits, sammanfattningsvis alla sådana kostnader som finns även om ingen energiproduktion eller förbrukning sker i anläggningen.

4.4.1 Kapitalkostnader

Ei baserar sin beräkning av kapitalkostnader för referensteknikerna batterilager, kolvmotorer, landbaserad vindkraft och kondenskraftverk på data från U.S. Energy Information Administration⁴⁶ då vi inom ramen för utredningen inte har haft tillgång till data för svenska projekt. För vindkraft baseras kapitalkostnader och fasta kostnader på landbaserad vindkraft och för kondenskraftverk baseras kostnaderna på biomassakraftverk från EIA. Kostnader hämtade från EIA 2021 har jämförts med information från andra källor för att säkerställa att storleksordningen är rimlig. Sådana källor är till exempel IVA 2015 för batterilager och Elforsk 2014 där flera olika tekniker beskrivs. På så vis har vi säkerställt att uppgifterna i tillräcklig grad speglar kostnaderna även för att investera i tekniken i Sverige.

För efterfrågefleksibilitet från uppvärmning i hushåll har data från DNV (DNV 2021) använts. I DNV:s rapport presenteras en investering för styrutrustning på 1 000 kr per hushåll. Kostnaden omfattar inte installation av styrutrustningen. Vi har därför dubblat investeringen till 2 000 kr per hushåll. Den installerade effekten varierar stort mellan olika hushåll och all installerad effekt går inte till uppvärmning. DNV:s rapport visar ett medel på installerad effekt mellan 5 och 18 kW per hushåll, 25 procent av denna effekt kan förväntas gå till vattenuppvärmning istället för rumsuppvärmning. Ett viktat medelvärde över hushållens installerade effekt för uppvärmning används därför tillsammans med kostnaden 2 000 kr per hushåll för att beräkna investeringen. Eftersom den uppskattade investeringsutgiften innefattar osäkerheter, analyserar vi i Bilaga 6 Osäkerheter och hur de påverkar resultatet, hur variationer påverkar resultatet på tillförlitlighetsnormen. Analysen i bilagan visar att investeringen är den ledande parametern vid beräkning av LOLE för denna teknik. En procentuell förändring av investeringsutgiften medför en lika stor procentuell förändring i LOLE för tekniken.

För ventilation i fastigheter har medelvärdet för investeringen från DNV 2021 används. För elintensiv industri används medelvärden från DNV 2021 för massa och pappersindustri och för övrig industri används viktade medelvärden för övriga industrislag presenterade i DNV:s rapport.

För att beräkna investeringen för gasturbiner har Ei i första hand använt rapporten Energiforsk 2019. Rapporten utgår från de specifika förhållanden som gäller i Sverige och är skriven i närtid.⁴⁷

⁴⁶ EIA 2021.

⁴⁷ När det gäller drift och underhållskostnader har dessa tagits från Elforsk 2014 eftersom dessa kostnader inte specificeras i Energiforsk 2019.

För att med grund i investeringsutgiften kunna beräkna avkastningen och avskrivningstiden och komma fram till en viktad kapitalkostnad för respektive referensteknik har Ei använt sig av WACC-metoden (se efterföljande avsnitt nedan) och en uppskattad ekonomisk avskrivningstid. Avskrivningstiden antas vara densamma som livslängden och har hämtats från olika studier inom området och redovisas i Tabell 5 Tekniska specifikationer för referenstekniker.

Sammanvägt avkastningskrav med WACC-metoden

Av ACER:s metod framgår att ett sammanvägt avkastningskrav ska tas fram och sedan användas för att beräkna en ekvivalent årlig kostnad (equivalent annualised cost, EAC) för var och en av referensteknikerna.⁴⁸ WACC är en vanlig och vedertagen metod för att beräkna ett sammanvägt avkastningskrav (kalkylränta) för kapitalintensiva investeringar såsom elproduktionsanläggningar. Kalkylräntan representerar alternativkostnaden för en investering och används därför ofta som metod för att beräkna avkastningskravet vid investeringar. Med EAC menas den konstanta årliga betalningen över den ekonomiska livslängden för ett projekt som tillåter att investeringsutgifterna och de fasta kostnaderna betalas tillbaka för en given referensteknik.

Kalkylräntan som användas för beräkning av kapitalkostnaden för var och en av referensteknikerna ska vara utformad så att en rationell privat investerare som investerar i referenstekniken i Sverige får en rimlig avkastning på sin investering. Den ska alltså representera den minsta avkastningen som finansören behöver för att finansiera investeringen i referenstekniken för den tilltänkta geografiska platsen och ska enligt metoden baseras på transparent marknadsdata.⁴⁹ En kalkylränta ska beräknas för varje referensteknik om det är relevant och det finns robust data för att kunna ta hänsyn till olika risker, annars kan en kalkylränta tas fram för samtliga referenstekniker. Om det redan finns tillgänglig information om kalkylränta kan den användas om den är relevant för den tilltänkta geografiska platsen samt om den är relativt aktuell och representerar den minsta avkastningen som den rationelle investeraren behöver för att investera i referenstekniken.⁵⁰ Om det inte finns tillgängliga värden för kalkylränta ska en ny kalkylränta beräknas eller flera olika kalkylräntor för varje referensteknik. För varje referensteknik ska den bästa estimeringen för kalkylräntan användas och ett osäkerhetsintervall kan anges. ACER har tagit fram en riktlinje för hur beräkningen av en kalkylränta kan gå till. Den är inte bindande.⁵¹

⁴⁸ ACER:s metod, artikel 14.

⁴⁹ ACER:s metod, artikel 14.2.

⁵⁰ ACER:s metod, artikel 14.4.

⁵¹ Bilaga 2 till ACER:s metod.

Vid beräkningen av kalkylränta har Ei metodmässigt utgått från ACER:s rekommendation för beräkningen. Vissa avsteg från ACER:s metod har dock gjorts på grund av att tillgången till data varit begränsad.

Ei:s beräkning av kalkylränta för respektive referensteknik

Ei har valt att beräkna en kalkylränta för samtliga tekniker. Att samma kalkylränta används för samtliga tekniker beror främst på att tillgängliga data för att differentiera kalkylräntan saknas i nuläget.

Av metoden framgår att kalkylräntan ska spegla vad en rationell investerare kan kräva i form av avkastning. I verkligheten kan avkastningskravet skilja mellan olika typer av investerare beroende av vilken avkastningskrav som investeraren har i sin tur. Därmed kan det växla om investeraren är ett kommunalt bolag, industriföretag, kraftbolag eller en mindre elproducent. För den här studien har Ei valt att utgå från att investerare kan vara vilken typ av rationell aktör som helst. Ei har inte valt att genomföra en närmare analys av vilka typer av aktörer som förväntas investera i referensteknikerna.

Ei har beräknat en kalkylränta på 5,25 procent för samtliga tekniker med ett osäkerhetsintervall på 4,20–6,38 procent. Intervallet grundas på vår beräknings max- och minimipunkter för att på så sätt inkludera samtliga tänkta observationer i vårt urval. En närmare redogörelse för Ei:s beräkning av kalkylränta och de antaganden som vi har gjorts återges i Bilaga 5.

Nivån av kalkylränta har olika påverkan på resultatet på beräkningen av tillförlighetsnormen beroende på teknik. För tekniker såsom efterfrågeflexibilitet, där de rörliga kostnaderna är höga, får kalkylräntan en mindre betydelse än för tekniker som till exempel vindkraft, där de rörliga kostnaderna är låga. Detta beror på att kalkylräntan endast påverkar beräkningen av de fasta CONE kostnaderna och att de rörliga kostnadernas påverkan på resultatet har en korrelation till de rörliga kostnadernas storlek i förhållande till värdet på VOLL. Mer ingående beskrivning av betydelsen av den kalkylränta som väljs beskrivs i Bilaga 5 och vilken påverkan kalkylräntan får på tillförlighetsnormen. I Tabell 7 redovisas förutom investeringsutgiften de valda parametrarna kapacitetsfaktor och kalkylränta (real före skatt) för referensteknikerna.

Tabell 7 Parametrarna kapacitetsfaktor och kalkylränta för referensteknikerna

Tekniker	Investeringsutgift	Kapacitetsfaktor	Kalkylränta
Batterilager	10 700 000***	95 %	5,25 %
Efterfrågeflexibilitet hushållsuppvärmning	302 000**	50 %	5,25 %
Efterfrågeflexibilitet för ventilation i fastigheter	7 800 000**	50 %	5,25 %
Efterfrågeflexibilitet elintensiv industri	135 000**	50 %	5,25 %

Tekniker	Investeringsutgift	Kapacitetsfaktor	Kalkylränta
Efterfrågeflexibilitet övrig industri	23 100**	50 %	5,25 %
Värmekraft – kolmotor	16 700 000***	90 %*	5,25 %
Värmekraft - gasturbin enkelcykel 150 MW	2 410 000****	95 %*	5,25 %
Värmekraft - gasturbin enkelcykel 300 MW	1 780 000****	95 %*	5,25 %
Värmekraft - gasturbin kombicykel 300 MW	6 970 000****	95 %*	5,25 %
Vindkraft	11 200 000*****	9 %*	5,25 %
Värmekraft – kondenskraftverk	37 500 000***	90 %*	5,25 %

*Svenska kraftnät 2020

**Beräknad med data från DNV 2021

***EIA 2021

****Energiforsk 2019

*****Energimyndigheten 2019

4.4.2 Fasta kostnader

Fastighetsskatt

För att beräkna en total fast kostnad för respektive referensteknik har Ei även beräknat fastighetsskatten för de referenstekniker där en sådan kostnad kan uppkomma. För de flesta elproduktionsanläggningar ligger fastighetsskatten för närvarande på 0,5 procent av taxeringsvärdet, med undantag för mindre vindkraft, som har en skattesats på 0,2 procent av taxeringsvärdet. Taxeringsvärdet för en produktionsanläggning baseras i sin tur på elproduktionen i anläggningen. Taxeringsvärdet för vindkraft är exempelvis 7 100 kr/kW⁵².

Enligt fastighetstaxeringslagen⁵³ anges dock inget taxeringsvärde för kondenskraftverk och gasturbiner eftersom dessa anläggningar inte beräknas ha något beskattningsbart marknadsvärde med tanke på de få drifttimmar anläggningarna har. Ei bedömer att samma regler gäller för kolmotorer som är avsedda för effektbristsituationer. Batterilager är i dagsläget inte taxerade som elproduktionsenheter. Det är därför svårt att bedöma eventuell fastighetsskatt för batterilager. Ei har i beräkningen av de fasta kostnaderna därför uppskattat att batterilager har samma fastighetsskatt som vindkraft.

Ei:s uppskattning av fastighetsskatten för de olika referensteknikerna presenteras i Tabell 8.

⁵² <https://www.energiforetagen.se/medlemsnyheter/2018/september/allman-fastighetstaxering-av-elproduktionsenheter---aft-19/>.

⁵³ 7 kap. 16§ p. 5.

Övriga fasta kostnader

Övriga fasta kostnader redovisas som drift och underhåll och representerar sådana kostnader som är oberoende av produktionen.

I Tabell 8 finns en sammanställning av årliga fasta kostnader för samtliga referenstekniker.

Tabell 8 Fasta kostnader för referenstekniker

Tekniker	Drift och underhåll [kr/MW,år]	Fastighetsskatt [kr/MW,år]	Summa fasta kostnader [kr/MW,år]
Batterllager	229 000 *	35 500	244 000
Efterfrågeflexibilitet hushållsuppvärmning	0	0	0
Efterfrågeflexibilitet för ventilation i fastigheter	0	0	0
Efterfrågeflexibilitet elintensiv Industri	0	0	0
Efterfrågeflexibilitet övrig Industri	0	0	0
Värmekraft – kolmotor	325 000 *	0	325 000
Värmekraft – gasturbin enkelcykel 150 MW	57 400 **	0	57 400
Värmekraft – gasturbin enkelcykel 300 MW	57 400 **	0	57 400
Värmekraft – gasturbin kombicykel 300 MW	91 900 **	0	91 900
Vindkraft	46 400 ****	35 500 ***	60 600
Värmekraft – kondenskraftverk	1 160 000 *	0	1 160 000

* EIA 2021

** Elforsk 2014 (2013 års priser och valutakurser)

*** 0,5 procentav taxeringsvärdet 7 100kr/kW

**** Energimyndigheten 2019

4.5 Beräkning av rörlig CONE

Rörlig CONE ($CONE_{\text{rörlig,RT}}$) ska enligt metoden tas fram för varje referensteknik och för varje år för en given tidsperiod (i vårt fall åren 2021-2026) och beskriva den genomsnittliga rörliga kostnaden för elproduktion eller lagring av el under den ekonomiska livslängden för respektive referensteknik. För tekniker för förbrukningsreduktion det vill säga efterfrågeflexibilitet ska rörlig CONE därför ange den lägsta ersättningen för aktivering av resursen. Rörlig CONE för varje referensteknik är därmed summan av samtliga kostnader för referenstekniker i Tabell 7. I ACER:s metod anges att det handlar om att göra en bästa estimering av rörlig CONE samtidigt som ett osäkerhetsintervall kan anges. Om det är troligt att

rörlig CONE är försumbar jämfört med VoLL kan istället storleken på rörlig CONE estimeras för varje referensteknik och för varje år för den givna tidsperioden

I ACER:s metod räknas ett antal olika kostnadsposter upp som kan inkluderas vid beräkning av rörlig CONE. Dessa är till exempel bränslekostnader, kostnader för koldioxidutsläpp, drift- och underhållskostnader, samt skatter för produktionstekniker eller aktiveringspris för efterfrågefleksibilitet. Kostnaderna ska beräknas utifrån de tekniska specifikationerna för respektive referensteknik, se avsnitt 3.4, och hänsyn ska i så stor utsträckning som möjligt tas till specifika priser och krav i det land som beräkningen avser.

4.5.1 Elproduktion och batterilager – rörlig kostnad

I Ei:s beräkning av rörlig CONE för elproduktionsanläggningar ingår i huvudsak kostnader för drift och underhåll, bränslekostnader (baserat på det bränsle som framgår av den tekniska specifikationen ovan), miljöavgifter och koldioxidskatt samt energiskatt. För batterilager, där energin som ska lagras köps in som el, har Ei istället uppskattat inköpspriset på el. Detta pris är skattat till 1 000 kr/MWh och är tänkt att motsvara ett potentiellt elpris för en medeltimme under en mycket ansträngd vinterdag med effektbrist vid en senare tidpunkt. En känslighetsanalys återfinns i Bilaga 6 och den visar att det skattade inköpspriset för el potentiellt har större påverkan på tillförlitlighetsnormen än prisvariationer på bränslen.

Biomassa i form av träbränsle såsom flis är befriat från energiskatt och koldioxidskatt enligt lagen (1994:1176) om skatt på energi (LSE). Av samma lag framgår också att naturgas som förbrukats för framställning av el också är undantagen från energi- och koldioxidskatt. Detta medför att enbart den elproduktion som används för intern förbrukning i en anläggning som drivs med naturgas ska betala energi och koldioxidskatt. Enligt Skatteverkets allmänna råd om beskattning av elektrisk kraft (SKV A 2015:4) bör 5 procent av bruttoelproduktionen anses förbrukad för framställning av elektrisk kraft om restvärme inte tas tillvara. För de referenstekniker som i denna analys använder naturgas som bränsle används därför 5 procent av den installerade effekten för att beräkna den del som är skattepliktig.

För batterilagring beskattas den förbrukade energin med en energiskattsats som i normalfallet ligger på 356 kr/MWh⁵⁴. För vissa kommuner i norra Sverige gäller dock en lägre nivå. Skattesatsen i beräkningarna baseras på normalnivån eftersom denna representerar större delen av Sverige och prisvariationerna är högst i de södra elprisområdena och därmed till större del motiverar investeringar i lagring av el med batterilagring i dessa områden. Aktörer har rätt till återbetalning av skatt på el för lagring i batterier för den el som matats ut från ett koncessionspliktigt nät

⁵⁴ 35,6 öre/kWh enligt 11 kap 3§.

och som efter lagring återförs till samma koncessionspliktiga nät⁵⁵. I analysen antas att batterilager ansluts på ett sådant sätt att denna återbetalning sker och att endast den del av elen som förbrukas och inte kan matas tillbaka efter lagringen beskattas. Detta medför att vid 80 procents verkningsgrad i lagringen kommer endast 20 procent av elen beskattas.

För de referenstekniker som använder naturgas som bränsle tillkommer även kostnaden för utsläppsrättigheter. Denna kostnad är uppskattad till 478 kr/ton koldioxid.⁵⁶

I Tabell 9 nedan redovisas priser på bränsle, koldioxid (i form av utsläppsrätt och koldioxidskatt) och energiskatt.

Tabell 9 Priser på bränsle, CO2 och energiskatt

Bränsle	Bränslepris [kr/MWh,bränsle]	Koldioxid [kr/1000m3]	Energiskatt [kr/1000m3]
Naturgas	204 *	2578 **	1005 ***
Biomassa (flis)	200 **	-	Skattebefriat *****
El för lagring i batterilager	1000	-	356 kr/MWh för förbrukad energi *****

* Energimyndigheten, Läget på de globala energimarknaderna. Vecka 17 2021

** Energimyndigheten, Läget på energimarknaderna. April, 2021

*** 2 kap 1§ LSE

**** 2 kap 3§ LSE

***** 2 kap 11§ LSE

I Tabell 10 presenteras beräknade bränslekostnader för de referenstekniker som är beroende av bränsle.

Tabell 10 Bränslekostnad

Teknik	Bränsle	Bränslepris [kr/MWh,bränsle]	Verkningsgrad	Bränslekostnad [kr/MWh,el]
Batterilager	El	1000	80 % *	1250
Kolvmotor	Naturgas	204	40 % **	510
Gasturbin enkelcykel 150 MW	Naturgas	204	38 % ***	537
Gasturbin enkelcykel 300 MW	Naturgas	204	38% ***	537
Gasturbin enkelcykel 300 MW	Naturgas	204	55% ***	371
Kondenskraftverk	Flis	200	46% **	435

* IVA 2015

** Elforsk 2014

*** Energiforsk 2019

⁵⁵ Enligt 11 kap. 13§ LSE.

⁵⁶ Energimyndigheten, Läget på de globala energimarknaderna, vecka 17 2021.

I Tabell 11 finns en sammanställning av rörliga kostnader för elproduktion och batterilager.

Tabell 11 Rörliga kostnader för Elproduktion och batterilager

Tekniker	Aktiveringskostnad [kr/MWh]	Drift & underhållskostnad [kr/MWh]	Bränslekostnad [kr/MWh _{el}]	Utsläppsrättighet CO2 [kr/MWh]	Koldioxidskatt [kr/MWh]	Energiskatt [kr/MWh]
Batterilager		0 *	1 250			71
Kolmotor		53 **	510	245	30	12
Gasturbin enkelcykel 150 MW		0 ***	537	258	31	12
Gasturbin enkelcykel 300 MW		0 ***	537	258	31	12
Gasturbin kombicykel 300 MW		26 ***	371	178	22	8
Vindkraft		121 ****				
Kondenskraftverk		45 **	435			12

* DNV 2021

** EIA 2021

*** Elforsk 2014

**** Energimyndigheten 2019

4.5.2 Efterfrågeflexibilitet – rörlig kostnad

För referensteknikerna efterfrågeflexibilitet ska enligt ACER:s metod den rörliga kostnaden motsvara aktiveringskostnaden. Aktiveringskostnaden är den bedömda prisnivå där flexibilitetsresursen aktiveras. Detta värde sammanfaller inte med värdet på VoLL för samma resurs eftersom VoLL beskriver kostnaden vid oplanerad totalt förlorad last medan aktiveringskostnaden beskriver vilket pris aktören behöver för att minska storleken på sin förbrukning på ett kontrollerat och förutbestämt sätt.

I rapporten DNV-GL 2020 presenteras kostnader för efterfrågeflexibilitet för hushållskunder baserat på aviserad avbrottsersättning. I rapporten DNV 2021 argumenteras för att den rörliga kostnaden för hushåll och fastigheter är 0 kr/MWh då det i första hand rör sig om flytt av förbrukning och ersättningen till kunder troligen ingår i den fasta kostnaden. I realiteten bedöms aktivering ske över ett intervall då olika aktörer kommer att ha olika aktiveringspris. Ei har med stöd i dessa studier beräknat en aktiveringskostnad för respektive referensteknik för efterfrågeflexibilitet. I beräkningarna används medelvärdet mellan kostnaden från rapporterna DNV-GL 2020 och DNV 2021 som aktiveringskostnad. För elintensiva industrier använder Ei värden från rapporten DNV 2021, för massa och pappersindustri och för övrig industri används viktade medelvärden för övriga industrislag presenterade i DNV 2021.

För att beskriva skillnader som valet av aktiveringspris medför i beräkningen presenteras en känslighetsanalys i Bilaga 6. Känslighetsanalysen visar att osäkerheter i investeringsutgifter, fasta kostnader och kapacitetsfaktorn har betydligt större påverkan på resultatet än vad osäkerheter i rörliga kostnader har. Stora variationer i rörliga kostnader har endast liten påverkan på tillförlitlighetsnormen. Även med mycket stora variationer i de rörliga kostnaderna kommer de beräknade LOLE-värdena för referensteknikerna eller tillförlitlighetsnormen inte förändras nämnvärt.

I Tabell 12 finns en sammanställning av rörliga kostnader för efterfrågefleksibilitetsteknikerna.

Tabell 12 Rörliga kostnader för efterfrågefleksibilitet

Tekniker	Aktiveringskostnad [kr/MWh]	Drift & underhållskostnad [kr/MWh]	Bränslekostnad [kr/MWh _{el}]	Utsläppsrättighet CO2 [kr/MWh]	Koldioxid-skatt [kr/MWh]	Energiskatt [kr/MWh]
Efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning	2 700 *					
Efterfrågefleksibilitet för ventilation i fastigheter	5 400 **					
Efterfrågefleksibilitet elintensiv industri	108 **					
Efterfrågefleksibilitet övrig industri	19 200 **					

* Medelvärde mellan DNV-GL 2020 och DNV 2021

** DNV 2021

4.6 Fast och rörlig CONE för referenstekniker

Med utgångspunkt i de data som beräknats ovan i detta kapitel har Ei beräknat fast CONE ($CONE_{fast,RT}$) och rörlig CONE ($CONE_{rörlig,RT}$) till följande.

Tabell 13 Resultat av CONE-beräkningarna

Tekniker	Fast CONE CONE_{fast,RT} [kr/MW]	Rörlig CONE CONE_{rörlig,RT} [kr/MWh]
Batterilager	1 100 000	1 320
Efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning	79 100	2 700
Efterfrågefleksibilitet för ventilation i fastigheter	2 040 000	5 400
Efterfrågefleksibilitet elintensiv industri	35 400	108
Efterfrågefleksibilitet övrig industri	6 050	19 200
Värmekraft – kolmotor	1 780 000	849
Värmekraft – gasturbin enkelcykel 150 MW	254 000	838
Värmekraft – gasturbin enkelcykel 300 MW	204 000	838
Värmekraft – gasturbin kombicykel 300 MW	658 000	605
Vindkraft	11 500 000	121
Värmekraft – kondenskraftverk	4 480 000	480

Som framgår är vindkraft den teknik med det högsta fasta CONE-värdet och efterfrågefleksibilitet den teknik som har det lägsta fasta CONE-värdet. När det gäller det rörliga CONE-värdet är det vindkraft som har lägst värde och efterfrågefleksibilitet de tekniker som har högst rörligt värde. På detta sätt identifieras systematiskt de olika teknikernas kostnader. Dessa ligger till grund för beräkningen av tillförlitlighetsnormen som presenteras i nästa kapitel.

5 Beräkning av tillförlitlighetsnormen för Sverige

I kapitel 3 och 4 framgår Ei:s resultat från beräkningar av VoLL och CONE-värdena för Sverige. Dessa värden används för att beräkna tillförlitlighetsnormen som enligt ACER:s metod fås från värdet av förväntad förlorad last (Loss of load expectation, LOLE). LOLE motsvarar det förväntade antalet timmar per år som det av beräkningen följer att det inte finns tillräckliga resurser för att möta all efterfrågan på el i Sverige.

5.1 Beskrivning av metod och metodval

Hur tillförlitlighetsnormen ska räknas fram beskrivs i artiklarna 18–20 i ACER:s metod och beskrivs mer fullständigt nedan i detta avsnitt.

5.1.1 För varje referensteknik ska ett gränsvärde för LOLE anges

För beräkning av tillförlitlighetsnormen beräknas inledningsvis gränsvärdena för LOLE för varje referensteknik.⁵⁷ LOLE fås av fast CONE, rörlig CONE och VoLL enligt Formel 4.⁵⁸

Formel 4 Beräkning av LOLE:

$$LOLE_{RT} = \frac{CONE_{fast}}{VOLL_{TN} - CONE_{rörlig}}$$

- $LOLE_{RT}$ är gränsvärdet för LOLE för en referensteknik RT (där RT refererar till referensteknik) i timmar.
- $CONE_{fast}$ är den bästa estimeringen av en fast CONE för referenstekniken, se kapitel 4 (Tabell 11), uttryckt i kr/MW.
- $VOLL_{TN}$ är den bästa estimeringen av en sammanvägd VoLL för tillförlitlighetsnormen, se kapitel 3, uttryckt i kr/MWh.

⁵⁷ ACER:s metod, artikel 18.1.

⁵⁸ ACER:s metod, artikel 18.2.

- $CONE_{rörlig}$ är den bästa estimeringen av en rörlig CONE för referenstekniken, se kapitel 4 (Tabell 11), uttryckt i kr/MWh. Om $CONE_{rörlig}$ är försumbar i förhållande till $VoLL_{RS}$ kan $CONE_{rörlig}$ bortses från.

5.1.2 Tillförlitlighetsnormen ges av målvärdet för LOLE

När gränsvärdena för LOLE har beräknats för respektive referensteknik ska ett slutligt så kallat målvärde för LOLE tas fram utifrån de beräknade gränsvärdena. Vad som är målvärdet för LOLE beror i sin tur på värdet för det minsta kapacitetsbehovet för tillförlitlighetsnormen.

Enligt ACER:s metod definieras det minsta kapacitetsbehovet för det berörda området, i det här fallet Sverige, som den minsta mängden extra kapacitet som behövs för att nå tillförlitlighetsnormen. Målvärdet för LOLE (tillförlitlighetsnormen) ska vara det minsta gränsvärdet för LOLE som uppfyller minsta kapacitetsbehovet för tillförlitlighetsnormen enligt formel 5.

Formel 5 Fastställande av målvärdet för LOLE (tillförlitlighetsnormen):

$$LOLE_{mål\ för\ RS} = \min (LOLE_{gränsvärde})$$

Som samtidigt uppfyller villkoret att:

$$kapacitets\ resurs\ potential\ (LOLE_{gränsvärde}) \geq\ minsta\ kapacitetsbehovet\ för\ RS$$

Det betyder att målvärdet för LOLE blir det lägsta gränsvärdet för LOLE som samtidigt uppfyller minsta kapacitetsbehovet för tillförlitlighetsnormen.

5.1.3 Det minsta kapacitetsbehovet för tillförlitlighetsnormen

För att kunna beräkna tillförlitlighetsnormen behöver Ei uppskatta det minsta kapacitetsbehovet för tillförlitlighetsnormen. Det minsta kapacitetsbehovet ska vara lägre än eller lika med den högsta möjliga effektbristen som observerats i den senaste europeiska, regionala eller nationella resurstillräcklighetsanalysen.⁵⁹

I nuläget finns ingen färdig europeisk bedömning som tagits fram enligt ACER:s beslutade ERAA-metod⁶⁰, som enligt förordningen ska bygga på en probabilistisk beräkningsmetod.⁶¹ Ingen har heller genomfört en nationell svensk analys med stöd av ERAA-metoden ännu. Däremot har Svenska kraftnät nyligen presenterat

⁵⁹ ACER:s metod, artikel 20.4.

⁶⁰ Methodology for the European resource adequacy assessment, in accordance with Article 23 of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity. Tillgänglig: <https://acer.europa.eu/en/Electricity/Pages/European-resource-adequacy-assessment.aspx> [Hämtad: 31 januari 2021].

⁶¹ Elmarknadsförordningen, artikel 23.5 h).

en svensk studie⁶² med fokus på leveranssäkerhet där en probabilistisk metod används för att analysera effekttillräckligheten⁶³. Analysen bygger på 245 simulerade år. I studien används slumpmässiga avbrott på produktion och överföringsförbindelser, baserade på historiskt utfall, för att på så vis efterlikna verkligheten. Av de 245 simulerade åren beräknas resurstillräcklighetsproblem, en effektbrist, uppstå endast 12 gånger, det vill säga i genomsnitt var tjugonde år. Medelvärde för storleken på effektbristen under de 12 identifierade effekttillfällen beräknas till 360 MW. Den största effektbristen i simuleringen uppgår till en timme med effektbristen 1 750 MW under de 245 simulerade åren.

I Sverige har det ännu inte uppstått en effektbrist som resulterat i fränkoppling av förbrukning och Svenska kraftnäts simuleringar för resurstillräcklighet visar att effekttillfälligheter inte heller kan antas bli vanliga i framtiden. Utifrån Svenska kraftnäts analys är det därför mest sannolikt att det inte kommer att bli någon effektbrist alls under den femåriga tidsperiod som ligger till grund för beräkningen av tillförlitlighetsnormen. Eftersom det minsta kapacitetsbehovet motsvarar storleken på effektbristen skulle minsta kapacitetsbehovet då vara 0 MW.

ACER:s metod anger dock att utgångspunkten är den största möjliga effektbristen. Detta innebär att vi utgår från 1 750 MW. Mot bakgrund av de osäkerheter som finns i den här typen av simuleringar kan förstås effektbristen, åtminstone i teorin, både över- och understiga 1 750 MW. Ei anser dock att 1 750 MW är det bästa tillgängliga estimatet och att det därför bör användas för att uppskatta det minsta kapacitetsbehovet vid beräkning av tillförlitlighetsnormen.

5.2 Beräkning av tillförlitlighetsnormen

I Tabell 13 presenteras de fasta och rörliga kostnaderna för CONE som beräknades för de identifierade referensteknikerna (som framgår av Tabell 12), gränsvärdet för LOLE för respektive referensteknik i timmar samt den tillgängliga kapaciteten vid behovstillfället i MW. Den tillgängliga kapaciteten ska enligt ACER:s metod täckas av den tillgängliga skattade kapaciteten som är den installerade kapaciteten multiplicerat med kapacitetsfaktorn som beskrevs i kapitel 4 (Tabell 4 och Tabell 6). I kolumnen längst till höger presenteras den summerade tillgängliga kapaciteten, eftersom det är den som sätter målvärdet för LOLE enligt villkoret för minsta kapacitetsbehovet (se Formel 5). Den referensteknik med det lägsta gränsvärdet för LOLE som samtidigt (tillsammans med de referenstekniker med

⁶² Svenska kraftnät, 2021. Elproduktionens leveranssäkerhet och Gotlands elförsörjning – Analyser kopplade till uppdrag i regleringsbrev för Svenska kraftnät år 2020. Ärendenummer: Svk 2020/4060.

⁶³ Utöver denna analys, gör Svenska kraftnät också andra analyser och prognoser av effektsituationen. Dessa analyser utgår från statiska metoder och probabilistiska metoder, men innehåller inte information om den största effektbristen i Sverige som behövs för att uppskatta minsta kapacitetsbehovet och har därför inte kunnat användas.

lägre gränsvärde) resulterar i en summerad tillgänglig kapacitet på minst 1 750 MW, är den teknik som avgör vad målvärdet för LOLE blir (se Formel 5).

Tabell 14 Rörlig och fast CONE (se Tabell 11), LOLE och kapaciteten (se Tabell 4 och Tabell 7) för referensteknikerna

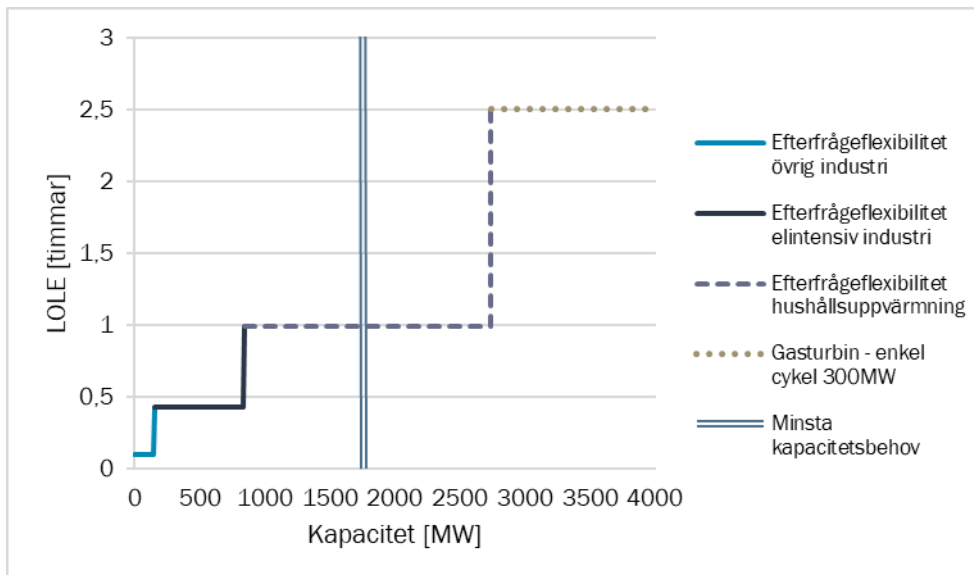
Referensteknik	CONE _{fast} [kr/MW]	CONE _{rörlig} [kr/MWh]	LOLE gränsvärde [Timmar]	Tillgänglig kapacitet för referenstekniken vid behovstillfället [MW]	Summerad tillgänglig kapacitet * [MW]
Efterfrågeflexibilitet för övrig industri	6 050	19 200	0,10	150	150
Efterfrågeflexibilitet elintensiv industri	35 400	108	0,43	688	838
Efterfrågeflexibilitet hushållsuppvärmning	79 100	2 700	0,99	1 900	2 738
Gasturbin enkel cykel 300 MW	204 000	838	2,5	Obegränsad	Obegränsad
Gasturbin enkel cykel 150 MW	254 000	838	3,1	Obegränsad	Obegränsad
Gasturbin kombicykel 300 MW	658 000	605	8,0	Obegränsad	Obegränsad
Batterilager	1 100 000	1 320	14	Obegränsad	Obegränsad
Kolmotor	1 780 000	849	22	Obegränsad	Obegränsad
Efterfrågeflexibilitet ventilation i fastigheter	2 040 000	5 400	27	33	Obegränsad
Kondenskraftverk	4 480 000	479	55	Obegränsad	Obegränsad
Vindkraft	11 500 000	121	140	Obegränsad	Obegränsad

* Summerad tillgänglig kapacitet för referenstekniken är den tillgängliga kapaciteten vid behovstillfället för referenstekniken summerat med den tillgängliga kapaciteten vid behovstillfället för de referenstekniker som har ett lägre LOLE gränsvärde.

I Tabell 13 är de olika referensteknikerna sorterade efter lägsta LOLE-värdet. Efterfrågeflexibilitet övrig industri och elintensiv industri, som har lägsta LOLE-värden, har dock bara en summerad tillgänglig kapacitet på 838 MW. Detta täcker inte det minsta kapacitetsbehovet på 1 750 MW. Efterfrågeflexibilitet för uppvärmning hushåll har däremot en summerad tillgänglig kapacitet på totalt 2 738 MW tillsammans med efterfrågeflexibilitet för elintensiv och övrig industri och samtidigt ett lägre LOLE-värde än övriga referenstekniker. Av Tabell 13 framgår då att det är efterfrågeflexibilitet för uppvärmning i hushåll som har det lägsta LOLE gränsvärdet (0,99 timmar) och samtidigt en summerad tillgänglig kapacitet som överstiger eller är lika med 1 750 MW. Det innebär att det blir efterfrågeflexibilitet för uppvärmning i hushåll som sätter målvärdet. Ei:s förslag till tillförlitlighetsnormen för Sverige är därmed 0,99 timmar.

I Figur 3 visas den summerade tillgängliga kapaciteten samt minsta kapacitetsbehovet för tillförlitlighetsnormen. Brytpunkten mellan dessa kurvor markerar tillförlitlighetsnormen i timmar.

Figur 3 Summerad tillgänglig kapacitet och kapacitetsbehov



Hade minsta kapacitetsbehovet för tillförlitlighetsnormen varit lägre, max 838 MW eller 150 MW, hade efterfrågefleksibilitet från elintensiv industri eller övrig industri varit den referensteknik med lägst gränsvärde för LOLE som därför istället avgjort målvärdet för LOLE. Tillförlitlighetsnormen hade i dessa fall fått ett lägre värde (0,43 respektive 0,10 timmar). Om minsta kapacitetsbehovet istället hade bedömts vara större än 2 738 MW skulle gasturbiner (enkel cykel 300 MW) varit den referensteknik med lägst gränsvärde för LOLE som avgjorde målvärdet för LOLE, tillförlitlighetsnormen hade i det fallet fått ett högre värde (2,5 timmar).

6 Perspektiv på den beräknade tillförlitlighetsnormen

Detta kapitel syftar till att tydliggöra innebörden av den framräknade tillförlitlighetsnormen och diskutera i vilken kontext den ska tillämpas.

6.1 Tillförlitlighetsnormen anger nivån på resurstillräckligheten i timmar

Tillförlitlighetsnormen är beräknad utifrån en metod och anger en teoretiskt optimal nivå. Vad som är teoretiskt optimalt baseras på de värden som metoden utgår från. VoLL är kundernas betalningsvilja för att undvika utebliven el en viss tid och fast och rörlig CONE representerar kostnaden för en viss teknik att tillföra kapacitet för att undvika utebliven leverans av el. Jämvikten mellan dessa värden leder fram till den samhällsekonomiska acceptabla nivån för ofrivillig bortkoppling, eftersom kostnaden för resursen är dyrare än vad kunderna är villiga att betala. På så sätt anger tillförlitlighetsnormen på ett transparent sätt en teoretiskt samhällsekonomiskt optimal nivå av försörjningstrygghet. Intentionen är att detta värde, i Sveriges fall 0,99 timmar, ska kunna användas som en del i att dimensionera ett eventuellt behov av ytterligare effekttillskott vid ett införande eller upprättande av kapacitetsmekanismer.

Som nämnts tidigare i rapporten uttrycks tillförlitlighetsnormen i ACER:s metod enbart som LOLE, trots att tillförlitlighetsnormen enligt elmarknadsförordningen ska uttryckas som förväntad energi ej levererad (EENS) och förväntad förlorad last (LOLE). Även om LOLE är förväntad förlorad last (loss of load expectations) så anges LOLE inte i en enhet som säger hur mycket effekt som saknas vid den tidpunkt då balans mellan utbud och efterfrågan inte kan uppnås. Tillförlitlighetsnormens värde på cirka 1 timme säger alltså exempelvis inte hur många kunder eller hur många MWh som inte kan försörjas vid den aktuella tidpunkten. Ei anser därför att det är en brist att tillförlitlighetsnormen inte uttrycks som både EENS och LOLE och att detta kan vara en fråga att utreda vid en framtida utveckling av ACER:s metod.

6.2 Tillförlitlighetsnormen bör förstås i kontexten av elmarknadsförordningen

I inledningen av denna rapport beskrivs förutsättningarna för att införa kapacitetsmekanismer och processen som då gäller enligt elmarknadsförordningen. Att utarbeta och besluta om en tillförlitlighetsnorm är

bara ett steg i denna process. Som framgick måste även resurstillräcklighetsproblem konstateras genom den process för resurstillräcklighetsbedömning som förordningen hänvisar till. En sådan bedömning är ännu inte färdig för Sverige när denna rapport tas fram.

Vidare ska medlemsländerna i första hand hantera resurstillräcklighetsproblem genom att undanröja de hinder som finns och vidta åtgärder för att förbättra marknadens funktion på sätt som framgår av medlemsstatens genomförandeplan som syftar till att undanröja kapacitetsbristen. Medlemsstaten får sedan, som en sista utväg för att undanröja kvarstående resurstillräcklighetsproblem, införa kapacitetsmekanismer. En kapacitetsmekanism måste också bli föremål för statsstödsprövning av Europeiska kommissionen. Sammantaget betyder detta att en tillförlitlighetsnorm måste kompletteras med andra bedömningar och analyser innan en kapacitetsmekanism kan övervägas eller utformas, det vill säga processen som ska följas innan en kapacitetsmekanism slutligt är godkänd är mycket mer omfattande än att bara besluta tillförlighetsnormen. Ei:s förslag på tillförlitlighetsnorm i denna rapport bör förstås i denna kontext.

Vidare bör resultaten från beräkningen av tillförlighetsnormen förstås som ett teoretiskt tillvägagångssätt för att identifiera det mest optimala värdet på tillförlitlighetsnormen. Det betyder till exempel inte att en eventuell framtida effektreserv eller annan kapacitetsmekanism i Sverige måste utformas så att det är efterfrågeflexibilitet som ska handlas upp.

Regelverket för beräkningen av tillförlighetsnormen är flexibelt på så sätt att en norm kan beräknas för medlemsstaten i sin helhet eller per elområde. Ei har beräknat tillförlitlighetsnormen för hela Sverige då de uppgifter som funnits tillgängliga för Ei för att beräkna VoLL avser nationell nivå och de data som ligger till grund för beräkningen av CONE inte i nuläget är möjliga att differentiera mellan olika geografiska områden i landet. Om det i framtiden finns tillgång till data som gör att tillförlitlighetsnormen kan beräknas på elområdesnivå kan det övervägas.

6.3 Tillförlitlighetsnormen och leveranssäkerhetsmål

Riksdagen har uppmanat regeringen att sätta ett leveranssäkerhetsmål för elförsörjningen i Sverige.⁶⁴ Målet ska, enligt betänkandet, "beakta hela samhällets behov och utgå från elförsörjningens betydelse för Sveriges konkurrenskraft som industrination."⁶⁵ Utöver det har målets innehåll inte specificerats.

⁶⁴ Näringsutskottets betänkande 2018/19:NU12.

⁶⁵ Näringsutskottets betänkande 2018/19:NU12. Tillgänglig: https://riksdagen.se/sv/dokument-lagar/arende/betankande/elmarknadsfragor_H601NU12/html.

I samband med införandet av den nya elmarknadsförordningen och under Ei:s uppdrag har tillförlitlighetsnormen ibland kopplats samman med frågan om att etablera ett nationellt leveranssäkerhetsmål för elsystemet i Sverige.

I detta uppdrag att föreslå en tillförlitlighetsnorm ingår inte att föreslå ett nationellt leveranssäkerhetsmål. Däremot ger vi här en kort beskrivning av hur Ei tolkar att tillförlitlighetsnormen förhåller sig till elsystemets leveranssäkerhet som helhet.

Begreppen försörjningstrygghet, resurstillräcklighet eller tillförlitlighetsnorm är inte sedan tidigare definierade i svenska ellagen (1997:857). Däremot finns det i ellagen regler om leveranssäkerheten, exempelvis krav på god kvalitet i elnäten och ett funktionskrav som innebär att elnätsföretag ska se till att avbrott i överföringen av el inte överstiger 24 timmar.⁶⁶ Vidare innehåller Ei:s föreskrift EIFS 2013:1 de krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet, där finns bland annat bestämmelser om antal avbrott i elöverföringen och avbrotts tid för vissa lastintervall.

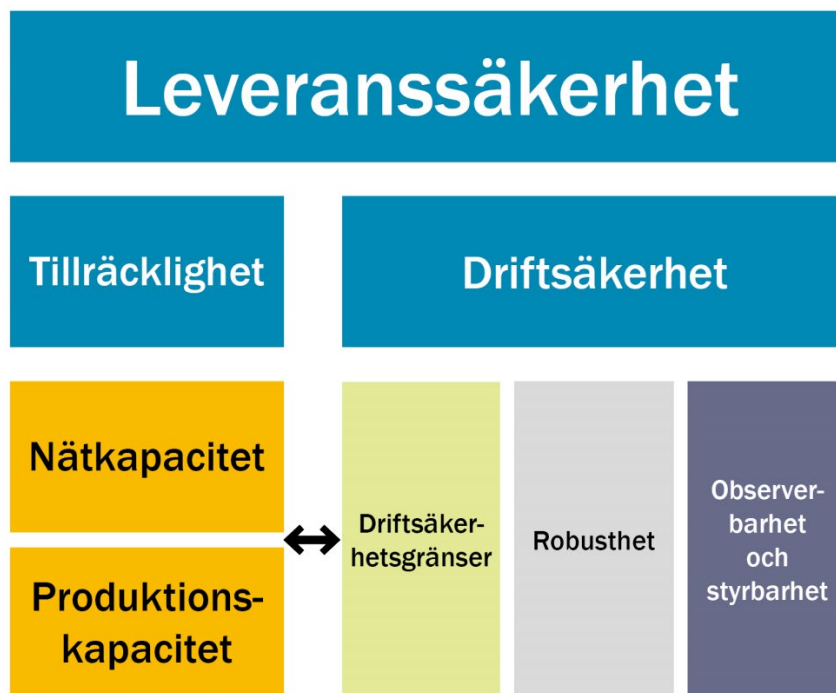
Ei:s uppfattning är att de nationella reglerna om elavbrott i ellagen och Ei:s föreskrift visserligen också relaterar till att säkerställa tillförlitligheten i elleveransen men dessa regler relaterar främst till bestämmelser som syftar till att undvika elavbrott som orsakas av driftavbrott i elnätet, inte specifikt avbrott som orsakas av bortkoppling på grund av att utbud och efterfrågan inte kan mötas med tillräcklig import, produktion, efterfrågefleksibilitet eller lagring.

De olika delarna av leveranssäkerheten kan beskrivas illustrativt genom Figur 4, en bild som ursprungligen kommer från Svenska kraftnäts systemutvecklingsplan.⁶⁷

⁶⁶ Det finns också bestämmelser om avbrottsersättning som innebär att elkunder har möjlighet att få ersättning vid längre elavbrott. Utöver det finns bestämmelser om kvalitet med i beräkningen av elnätsföretagens intäktsramar, vilket innebär att den uppnådda leveranssäkerheten påverkar elnätsföretagens intäktsram. Vid beräkningen av kvalitetsjusteringen av elnätsföretagens intäktsramar används samma avbrottskostnadsundersökning som i beräkningen av VoLL.

⁶⁷ Svenska kraftnäts Systemutvecklingsplan 2020-2029, s. 23.

Figur 4 Leveranssäkerhetens olika delar



Leveranssäkerheten består av två huvudsakliga delar: tillräcklighet (i form av tillräcklig nätkapacitet och produktionskapacitet) och driftssäkerhet. Tillräcklighet avser i Svenska Kraftnäts arbete förmågan hos produktion och elnät att leverera tillräckligt med el, att kunna producera och överföra den dit den behövs. Driftsäkerhet avser det ramverk inom vilket kraftsystemet måste drivas för att inte till exempel ett fel ska leda till oönskad bortkoppling av förbrukning. Tillräckligheten och driftsäkerheten har för Svenska kraftnät en inbördes påverkan där förändringar i nät- och produktionskapacitet kan flytta gränsen för vad som är säker drift eller omvänt, att utmaningar i driftsäkerhet leder till behov av utbyggd produktions- eller nätkapacitet.

Frågan om leveranssäkerhet i elsystemet är därför en större och mer komplex fråga än de faktorer som inkluderats vid beräkningen av tillförlitlighetsnormen enligt ACER:s metod. Tillförlitlighetsnormen beaktar till exempel inte om det finns tillräcklig nätkapacitet eller tillräckliga resurser för att hantera alla driftsäkerhetsaspekter. Avbrott till följd av att utbud och efterfrågan på el inte kan mötas är en delmängd av leveranssäkerheten i Figur 4.

Den tillförlitlighetsnorm som föreslås i denna rapport kan därför inte ensamt betraktas som ett leveranssäkerhetsmål för Sverige.

6.4 Behov av översyn av tillförlitlighetsnormen vart femte år

ACER:s metod, som ligger till grund för beräkningen av tillförlighetsnormen är ny och elmarknaden genomgår för närvarande stora förändringar. Detta gör att det finns behov av att se över tillförlighetsnormen regelbundet. För att tillförlitlighetsnormen ska ange en aktuell nivå på en medlemsstats försörjningstrygghet anser Ei att det är lämpligt att den ses över minst var femte år. Detta är också i linje med regelverket som anger att VoLL ska uppdateras minst vart femte år⁶⁸. Vidare rekommenderar ACER att CONE-beräkningen uppdateras minst vart femte år.⁶⁹

⁶⁸ Tillsynsmyndigheterna ska i enlighet med artikel 11.2 i elmarknadsförordningen uppdatera VoLL minst vart femte år, eller tidigare om tillsynsmyndigheten observerar en betydande förändring.

⁶⁹ Svenska kraftnät har under utredningens gång framfört att CONE-beräkningen bör ses över oftare än vart femte år för att vara aktuell.

7 Slutsatser

Tillförlitlighetsnormen är resultatet av en beräkning som baseras på den metod som har beslutats av ACER. Två huvudsakliga parametrar beräknas för att få ett värde på tillförlitlighetsnormen: värdet av förlorad last (VoLL) och kostnaden för ny resurs (CONE) avseende produktion, lager eller efterfrågeflexibilitet. VoLL beslutades av Ei i januari 2021 till 7 869 EUR/MWh i 2020 års prisnivå vilket motsvarar 82 520 kr/MWh⁷⁰.

Det andra steget i beräkningen av tillförlitlighetsnormen är att ta fram ett fast och ett rörligt värde för CONE för olika tekniker. För detta syfte identifieras ett antal referenstekniker som bedöms kunna bidra till resurstillräckligheten och lever upp till ett antal krav som specificerats i metoden. För varje referensteknik beräknas därefter ett gränsvärde för LOLE. Slutligen beräknas en tillförlitlighetsnorm med hjälp av VoLL och gränsvärdena för LOLE. Den referensteknik som blir den som avgör det slutgiltiga värdet på tillförlitlighetsnormen är den referensteknik som har det lägsta gränsvärdet för LOLE och samtidigt har en summerad tillgänglig kapacitet över eller lika med det minsta kapacitetsbehovet. Ei:s beräkningar visar att det är efterfrågeflexibilitet för uppvärmning i hushåll som är den referensteknik som har det lägsta gränsvärdet för LOLE och värdet på tillförlitlighetsnormen beräknas därför till 0,99 timmar. Resultaten från beräkningen är ett teoretiskt tillvägagångssätt för att identifiera det mest optimala värdet på tillförlitlighetsnormen. Exempelvis är det så att även om efterfrågeflexibilitet för uppvärmning i hushåll är den teknik som sätter tillförlitlighetsnormens värde innebär det inte att framtida eventuella kapacitetsmekanismer måste bygga på att det är efterfrågeflexibilitet från uppvärmning i hushåll som handlas upp.

Tillförlitlighetsnormen säger hur många timmar som det är samhällsekonomiskt försvarbart att inte upprätthålla tillräckliga kapacitetsresurser för att tillgodose hela den förväntade efterfrågan. Värdet för den föreslagna tillförlitlighetsnormen är 0,99 timmar per år. Det innebär en beräknad tillförlitlighet i Sverige där produktionen och importen ska kunna täcka hela det förväntade förbrukningsbehovet 99,989 procent av tiden.

Tillförlitlighetsnormen ska enligt elmarknadsförordningen uttryckas som förväntad energi ej levererad (EENS) och förväntad förlorad last (LOLE). I ACER:s

⁷⁰ Ei:s beslut om VoLL är angivet i EUR. Anledningen till detta är att VoLL ska anges i EUR/MWh enligt artikel 11 i elmarknadsförordningen. I Ei PM2021:01 beräknades VoLL till 82,52 kr/kWh i 2020 års prisnivå, vilket är 82 520 kr/MWh. För att ange VoLL i valutan EUR användes valutakursen 10,4867 som är ett genomsnitt för 2020 från Riksbanken.

beslutade metod uttrycks tillförlitlighetsnormen enbart som LOLE med motiveringen att LOLE bygger på VoLL och som i sin tur är baserat på EENS, och att kraven i förordningen på så vis är uppfyllda. Ei anser att det är en brist att tillförlitlighetsnormen inte uttrycks som både EENS och LOLE, och att ACER:s metod kan utvecklas i denna del.

Tillförlitlighetsnormen är en del i elmarknadsförordningens regelverk gällande resurstillräcklighet och ett steg i att harmonisera tillämpningen av den gemensamma elmarknaden inom EU. Syftet med tillförlitlighetsnormen är förutom att fastställa en medlemsstats samhällsekonomiskt optimala nivå av försörjningstrygghet också att en sådan bedömning måste vara på plats för att ett land ska få inrätta eller upprätthålla kapacitetsmekanismer⁷¹.

Däremot kan tillförlitlighetsnormen inte ensamt svara på om Sverige har ett behov av en kapacitetsmekanism. För att avgöra om det finns resurstillräcklighetsproblem och i slutändan om det finns ett behov av (och hur stort det behovet är) att införa kapacitetsmekanismer, måste först en resurstillräcklighetsbedömning enligt elmarknadsförordningen göras. Efter att en sådan bedömning gjorts ska medlemsländerna i första hand undanröja de hinder som finns och vidta åtgärder för att förbättra marknadens funktion, utifrån medlemsstatens genomförandeplan. Medlemsstaten kan sedan, som en sista utväg för att undanröja kvarstående resurstillräcklighetsproblem, införa kapacitetsmekanismer. En kapacitetsmekanism måste också bli föremål för statsstödsprövning av Europeiska kommissionen. Sammantaget betyder detta att en beslutad tillförlitlighetsnorm måste kompletteras med andra bedömningar och analyser innan en kapacitetsmekanism kan övervägas, utformas och slutligen godkännas.

I nuläget finns inte en färdig europeisk eller nationell resurstillräcklighetsbedömning som följer metoden enligt förordningen. Det är alltså inte känt om den kommer att konstatera att det råder resurstillräcklighetsproblem i Sverige eller inte. Den senaste tillräcklighetsanalysen som gjordes av ENTSO-E 2020 indikerade dock låga LOLE-värden och hög tillförlitlighet för de flesta länder i Europa⁷².

⁷¹ Kapacitetsmekanism enligt (EU) 2019/943: en tillfällig åtgärd för att säkerställa att önskad nivå av nödvändig resurstillräcklighet uppnås, genom ersättning till resurser för att de är tillgängliga, med undantag för åtgärder som rör stödtjänster eller hantering av överbelastning.

⁷² ENTSO-E Midterm Adequacy Forecast (MAF) 2020 Executive Summary. Tillgänglig: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Executive_Summary.pdf.

8 Referenser

ACER, 2020. (Refererad till som "ACER:s metod" i rapporten), Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard, in accordance with Article 23(6) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity, 2 October 2020. Tillgänglig: <https://acer.europa.eu/en/Electricity/Pages/European-resource-adequacy-assessment.aspx>

ACER, 2020. Methodology for the European resource adequacy assessment, in accordance with Article 23 of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity. Tillgänglig: <https://acer.europa.eu/en/Electricity/Pages/European-resource-adequacy-assessment.aspx>

ASEO, 2018. Cost of New Entry Analysis: Combustion Turbines and Combined-Cycle Plants with November 1, 2021 Online Date. Tillgänglig: <https://www.aeso.ca/assets/Uploads/CONE-Study-2018-09-04.pdf>

DNV-GL, 2020. Kostnader för hantering av «effektfrågan» En rapport beställd av Svensk Vindenergi. Tillgänglig: <https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2020/09/200914-Kostnader-for-hantering-av-effektfragan-FINAL.pdf>

DNV, 2021. Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät. Tillgänglig: <https://www.ei.se/download/18.1a478d39178a69490b746/1617712863057/DNV%20GL-Samh%C3%A4llsekonomiska-kostnader-och-nyttor-av-smarta-eln%C3%A4t.pdf>

EIA, 2021. Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2021. Tillgänglig: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf

Elforsk, 2014. El från nya och framtida anläggningar 2014 Elforsk rapport 14:40. Tillgänglig: <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/19919/el-fran-nya-och-framtida-anlaggningar-2014-elforskrappport-2014-40.pdf>

Elmarknadsförordningen, Europaparlamentet och Rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el. Tillgänglig: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/?uri=CELEX:32019R0943>

Energiforsk, 2019. Gasturbinteknik – Årsrapport 2019. Rapport 2019:608.

Tillgänglig: <https://energiforsk.se/media/26789/gastrubinteknik-arsrapport-2019-energiforskrapport-2019-608.pdf>

Energimarknadsinspektionen, 2016. Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet, Ei R2016:15. Tillgänglig: <https://www.ei.se/om-oss/publikationer/publikationer/rapporter-och-pm/2016/atgarder-for-okad-efterfrageflexibilitet-i-det-svenska-elsystemet---ei-r-201615>

Energimarknadsinspektionen, 2020. Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion, Ei R2020:09. Tillgänglig: <https://www.ei.se/om-oss/publikationer/publikationer/rapporter-och-pm/2020/genomforandeplan-med-tidsplan-for-att-forbatta-elmarknadens-funktion---ei-r202009>

Energimarknadsinspektionen, 2021. Beräkning av värdet av förlorad last (VoLL), Ei PM 2021:01. Tillgänglig: <https://www.ei.se/om-oss/publikationer/publikationer/rapporter-och-pm/2021/berakning-av-vardet-av-forlorad-last-voll---ei-pm202101>

Energimyndigheten, 2021. Läget på de globala energimarknaderna, vecka 17 2021. Tillgänglig: <http://www.energimyndigheten.se/globalassets/om-oss/lagesrapporter/globala-energimarknader/2021/laget-pa-energimarknaderna--v.-17-2021.pdf>

Energimyndigheten, 2021. Läget på energimarknaderna, april 2021. Tillgänglig: <http://www.energimyndigheten.se/globalassets/om-oss/lagesrapporter/biobransle/2021/laget-pa-energimarknaderna---biodrivmedel-och-fasta-biobranslen---april-2021.pdf>

ENTSO-E Winter Outlook Report 2020/21 and Summer Review 2020. Tillgänglig: <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>

ENTSO-E Midterm Adequacy Forecast 2020 Executive Summary. Tillgänglig: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Executive_Summary.pdf

Europeiska kommissionen, 2016. Rapport från Kommissionen: Slutrapport om branschutredningen om kapacitetsmekanismer. Tillgänglig: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/ALL/?uri=CELEX:52016DC0752>

Lazard, 2019. Lazard's levelized Cost of New Energy Analysis – Version 13.0. Tillgänglig: <https://www.lazard.com/media/451086/lazards-levelized-cost-of-energy-version-130-vf.pdf>

IVA, 2015. Energilagring, Teknik för lagring av el. Tillgänglig:

<https://www.iva.se/globalassets/info-trycksaker/vagval-el/vagval-el-lagring.pdf>

Svenska kraftnät, 2019. Systemutvecklingsplan 2020–2029, En statusuppdatering

om läget i kraftsystemet. Tillgänglig: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/systemutvecklingsplan2020-2029.pdf>

Svenska kraftnät, 2020. Kortsiktig marknadsanalys 2020, Simulering och analys av

kraftsystemet 2021–2025. Tillgänglig: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2020/kortsiktig-marknadsanalys-2020.pdf>

Svenska kraftnät, 2021. Elproduktionens leveranssäkerhet och Gotlands

elförsörjning – Analyser kopplade till uppdrag i regleringsbrev för Svenska kraftnät år 2020. Ärendenummer: Svk 2020/4060.

Sveriges riksdag, 2019. Näringsutskottets betänkande 2018/19:NU12. Tillgänglig:

https://riksdagen.se/sv/dokument-lagar/arende/betankande/elmarknadsfragor_H601NU12/html

Bilaga 1 Lista på analyserade tekniker

Presentation av samtliga analyserade tekniker och om dessa anses vara kandidattekniker för vidare analys.

Tabell 1 Analyserade tekniker

Tekniker som analyserats	Kandidatteknik
Bränsleceller	Nej
Efterfrågeflexibilitet för elintensiv industri	Ja
Efterfrågeflexibilitet övrig industri	Ja
Efterfrågeflexibilitet för hushållsuppvärmning	Ja
Efterfrågeflexibilitet ventilation i fastigheter	Ja
Efterfrågeflexibilitet för hushållsel	Ja
Efterfrågeflexibilitet för elbilsladdning	Nej
Efterfrågeflexibilitet serviceverksamhet	Nej
Energilager, komprimerad tryckluft	Ja
Energilager, Batterilager	Ja
Energilager, power to gas	Nej
Energilager, svänghjul	Nej
Kolmotorer	Ja
Gasturbin enkel cykel	Ja
Gasturbin kombicykel	Ja
Solpaneler för elproduktion	Nej
Vattenkraft, konventionell	Ja
Vattenkraft, pumpkraftverk	Ja
Vindkraft	Ja
Värmekraft, mottryckskraftverk	Ja
Värmekraft, kondenskraftverk	Ja
Geotermkraftverk	Nej
Kärnkraft, småskalig	Ja
Kärnkraft, storskalig	Ja

Bilaga 2 Tekniker som bedöms vara kandidattekniker

Som beskrivs i kapitel 4 är ett första steg i framtagandet av CONE att identifiera tekniker som bedöms vara kandidattekniker.

Kandidattekniker

Nedan beskrivs de tekniker som enligt Ei:s bedömning kan klassas som kandidattekniker.

Energilager – batterilager

Batterilager i elnätet är en sådan kandidatteknik som kan förbättra resurstillräckligheten vid den tidpunkt då det kan råda effektbrist i Sverige. Batterilager är en större samling batterier som tillsammans har en kapacitet stor nog att ha en påverkan på efterfrågan eller utbudet på elmarknaden, det vill säga det kan inte vara fråga om alltför små enheter.

Syftet med att inneha batterilager är att utnyttja prisskillnader för inköp av el respektive försäljning av el mellan timmar med låga respektive höga priser på elektricitet. Då priset på el står i direkt relation till tillgången flyttas el från perioder med mer tillgång till perioder med sämre tillgång på elektricitet. För mer information angående olika typer av batterilager på marknaden rekommenderas rapporten *Energilagring Teknik för lagring av el (IVA 2015)*¹ där beskrivningar finns för flera energilagringstekniker.

Energilager – pumpkraft

Pumpkraft är en form av energilagringsteknik som kan hjälpa systemet vid effektbristsituationer. Pumpkraft är en typ av energilagring som förlitar sig på vattenkraftssystem med energilagring genom att skapa potentiell energi. Lagringen sker med hjälp av vatten i en konstgjord sjö, gruvgång eller liknande. I traditionell pumpkraft pumpas vatten till en konstgjord högt belägen sjö vid lägre elpriser och vattnet leds sedan tillbaka ner genom en vattenturbin för elproduktion vid högre priser. För mer information angående tekniken pumpkraft rekommenderas IVA 2015.

¹ IVA 2015, Energilagring, Teknik för lagring av el. Tillgänglig: <https://www.iva.se/globalassets/info-trycksaker/vagval-el/vagval-el-lagring.pdf>.

Energilager – tryckluftslager

Tryckluftslager är en tredje energilagringsteknik som Ei bedömer kan förbättra resurstillräckligheten under förutsättning att lagret är av större modell.

Tryckluftslager innefattar tekniker där energi lagras i form av komprimerad luft. Tryckluftslager som teknik används för att lagra energi med samma syfte och användning som batterilager. Det fungerar så att elektricitet med hjälp av en kompressor komprimerar luft som sedan vid behov kan utnyttjas för att driva en turbin som genererar elektricitet.

Större tryckluftslager bedöms därför vara en kandidatteknik. Mindre tryckluftslager har en låg kapacitet, både i effekt och uttömningstid² och därmed har tekniken mindre möjlighet att förbättra resurstillräckligheten. Små anläggningar har också sämre kostnadseffektivitet enligt IVA 2015 och pålitliga specificerade kostnader för mindre tryckluftslager har inte hittats. På grund av bristen på tillgängliga och transparenta kostnader samt den begränsade kapaciteten för mindre anläggningar bedömer Ei att mindre tryckluftslager inte har de förutsättningar som krävs för att vara en kandidatteknik. För mer information angående tryckluftslager rekommenderas IVA 2015.

Efterfrågeflexibilitet

Olika typer av efterfrågeflexibilitet har potential att bidra till resurstillräckligheten vid en bristsituation. Ei anser därför att teknik för efterfrågeflexibilitet bör ses som kandidatteknik. Med teknik för efterfrågeflexibilitet menar vi anläggningar för styrning av efterfrågan på elektricitet vid perioder av högt elpris. Det finns teknik för efterfrågeflexibilitet inom olika användningsområden. Ei har valt att dela in teknikerna i fem olika kategorier: fastigheter, hushållsuppvärmning hushållsel, serviceverksamhet, elintensiv industri och övrig industri. Det är samma uppdelning som Ei utgick från i rapporten *Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet* (Ei R2016:15)³ En mer ingående beskrivning av respektive kategori finns i nämnda rapport. När det gäller serviceverksamhet som nämns i Ei R2016:15 redovisas enbart effekt relaterat till reservaggregat. Ei bedömer att sådana resurser i denna rapport bättre passar in under respektive teknik för reservkraft, till exempel kolmotorer eller gasturbiner. Därför anses inte efterfrågeflexibilitet för serviceverksamhet vara en egen kandidatteknik.

Värme kraft – gasturbiner

Ytterligare en teknik som kan förbättra läget vid effektbrist och som därför har identifierats som kandidatteknik är gasturbiner. Gasturbiner använder förbränning av luft och bränsleblandning för att tillverka el med hjälp av en turbin. Det finns en

² 3 - 50 MW installerad effekt per anläggning och uttömningstid på 2 - 6 timmar enligt IVA 2015.

³ Ei R2016:15 *Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet*. Tillgänglig: https://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202016/Ei_R2016_15.pdf.

mängd olika typer och indelningar av gasturbiner. I denna rapport har vi därför delat in gasturbiner i två olika typer, enkelcykel och kombicykel. Kombicykelgasturbiner benämns ibland också som gaskombikraftverk.

Med en enkelcykel menas en ren gasturbin och med kombicykel menas en gasturbin i kombination med en ångturbin som utnyttjar restenergin från de varma avgaserna. Ytterligare en skillnad är att kombicykelgasturbiner är dyrare att tillverka men har betydligt högre verkningsgrad än enkelcykelgasturbiner på grund av mindre värmeförluster. Då enkelcykelgasturbiner har en lägre investeringsutgift än kombicykelgasturbiner används denna typ ofta idag vid effektbehovsändamål såsom för reservkraft. Kombicykelgasturbiners högre verkningsgrad gör denna typ mer intressant för mer kontinuerlig drift. Bra beskrivningar av båda dessa tekniker finns i *El från nya och framtida anläggningar 2014* (Elforsk 2014)⁴.

Värmekraft – kolmotorer

En kolvmotor kan enligt Ei:s bedömning hjälpa systemet vid bristsituationer och bedöms därför vara en kandidatteknik. En kolvmotor är en ottomotor, lik bensinmotorer i bilar, eller dieselmotor som med hjälp av kolvar skapar rotationsenergin som driver en generator. Kolvmotorer är ofta relativt små i jämförelse med övriga kandidattekniker som Ei granskat men uppfyller ändå kravet på att kunna hjälpa systemet vid bristsituationer. Kolvmotorer benämns med flera olika namn såsom dieselaggregat eller gasmotorer och används ofta som reservkraft för samhällsviktiga byggnader såsom till exempel sjukhus. För mer omfattande beskrivning av kolvmotorer refereras till Elforsk 2014 där tekniken benämns gasmotor.

Värmekraft – kondens och mottryck

Kondens och mottryck är två tekniker som båda bör ha potential att kunna hjälpa systemet vid bristsituationer i Sverige. Båda bedöms därför vara kandidatteknik. I kondens- och mottryckskraftverk kokas vatten till ånga som leds till en ångturbin som genererar elektricitet. På andra sidan turbinen kyls ångan ner till vatten för att återanvändas i systemet. Dessa tekniker är väl beprövade tekniker som kan användas med en mängd olika bränslen och olika metoder för att koka vatten till ånga. Skillnaden mellan mottryck och kondens är att i ett kondenssystem kyls ångan efter turbinen ner utan att den resterande energin från värmen utnyttjas och i ett mottryckssystem utnyttjas en del av den kvarvarande energin i ångan efter turbinen för uppvärmning. Ett vanligt användningsområde för utnyttjandet av den resterande energin är uppvärmning av fjärrvärmevatten. Mottryckssystem har en

⁴ Elforsk 2014, *El från nya och framtida anläggningar 2014 Elforsk rapport 14:40*. Tillgänglig: <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/19919/el-fran-nya-och-framtida-anlaggningar-2014-elforskrappport-2014-40.pdf>.

högre utnyttjandegrad av bränslet när energi fås både i form av elektricitet och värme, men elproduktionen är lägre eftersom mer energi behöver finnas kvar i ångan efter turbinen för att det ska gå att utnyttja restenergin.

Kärnkraft – storskalig och småskalig

Ei har identifierat att kärnkraft är en kandidat teknik eftersom tekniken kan bidra i effektbristsituationer. Kärnkraft är en typ av värmekraft där kärnenergi används för att tillverka ånga till ångturbinen. På grund av stora skillnader i kostnader och förutsättningar mellan kärnkraft och annan värmekraft bedöms kärnkraft som en egen teknikkategori i denna rapport.

Kärnkraft kan delas in i storskalig respektive småskalig. Det senare förkortas på engelska SMR (small modular reactor). Idag finns storskalig kärnkraft i Sverige och mycket utveckling sker för SMR runt om i världen. Storskalig kärnkraft är en väl etablerad teknik även om utveckling konstant sker mot nyare generationer. SMR är i ett aktivt utvecklingsstadium med flera olika lösningar under utveckling. Båda typerna av kärnkraft bör kunna hjälpa till och lösa problem vid resursproblem och därför klassas båda som kandidat teknik.

Kärnkraft finns i många utföranden och generationer. I denna rapport avses anläggningar av generation III+ för storskalig kärnkraft och för SMR avses tidiga generation IV-reaktorer som skulle kunna bli kommersiella inom kort.⁵

Vattenkraft

Ei konstaterar att vattenkraft är en sådan teknik som har potential att hjälpa systemet vid effektbrist och vattenkraft bedöms därför utgöra en kandidat teknik enligt metoden. Vattenkraft är en väl utvecklad teknik där vatten förs från en högre till en lägre nivå genom en turbin för att generera elektricitet. Vatten som däms upp kan lagras på den högre nivån tills energin behövs eller till dess att dammen är full. Storleken på dammen samt regelverk över hur flöden får hanteras begränsar dock lagringsmöjligheterna.

Vindkraft

Ei bedömer att potentialen hos vindkraft att bidra vid resursproblem är tillräcklig för att vindkraft ska bedömas vara en kandidat teknik.

⁵ En generation IV reaktor skiljer sig ganska markant från dagens generation III & III+ reaktorer. Generation IV reaktorer ska kännetecknas av förbättrad säkerhet, mindre utnyttjande av naturresurser, bättre ekonomi samt mindre radioaktivt avfall. För att uppnå dessa mål behöver helt andra tekniker användas än de som används för befintliga reaktorer. Det finns dock idag inga kommersiella generation IV reaktorer men åtminstone en demonstrations reaktor, HTR-PM, av generation IV funktionstestas när denna rapport skrivs.

Referenser för bilaga 2

Energimarknadsinspektionen, 2016. Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet, Ei R2016:15. Tillgänglig:

https://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202016/Ei_R2016_15.pdf

Elforsk, 2014. El från nya och framtida anläggningar 2014 Elforsk rapport 14:40.

Tillgänglig: <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/19919/el-fran-nya-och-framtida-anlaggningar-2014-elforskrapport-2014-40.pdf>

IVA, 2015. Energilagring, Teknik för lagring av el. Tillgänglig:

<https://www.iva.se/globalassets/info-trycksaker/vagval-el/vagval-el-lagring.pdf>

Bilaga 3 Tekniker som inte bedöms vara kandidattekkniker

Som redovisats i Bilaga 2 har Ei analyserat vilka tekniker som bedöms vara kandidatteknik enligt ACER:s metod. Här följer en kort redogörelse för den teknik som Ei valde att inte klassa som kandidatteknik och skälen för detta.

Tekniker som inte är kandidattekkniker

I kapitel 4 anges att solenergi, fusionsenergi eller storskalig kolkraft inte bedöms som kandidattekkniker. I analysen av möjlig kandidatteknik har Ei även granskat en del andra tekniker som inte bedömts kunna utgöra kandidatteknik. Dessa beskrivs nedan.

Energilager – power to gas

När det gäller energilageranläggningar har Ei exempelvis uteslutit så kallade *power-to-gas*-anläggningar. Power-to-gas är en teknik där bränsle (gas) bildas med hjälp av elektricitet genom elektrolys. För elproduktion används någon annan produktionsteknik som omvandlar bränslet till el och power-to-gas kan därför inte anses vara en kandidatteknik i metodens mening (dock kan det visa sig att andra tekniker, såsom till exempel gasturbiner, kan utnyttja en power-to-gas-teknik för bränsletillverkning).

Svänghjul

När det gäller svänghjul lagras energi som rörelseenergi. Svänghjul bedöms dock ha för kort lagringstid av energin. Enligt *Energilagring Teknik för lagring av el* (IVA 2015) är lagringstiden i storleksordningen sekunder eller minuter. För att kunna öka resurstillräckligheten i tillräcklig omfattning behöver lagringstiden vara längre än så och svänghjul anses därför inte vara en kandidatteknik.

Bränsleceller

Ei har även i analysen av kandidattekkniker studerat olika typer av bränsleceller. Gemensamt för samtliga anläggningar som Ei klassar som bränsleceller är att de omvandlar energin i bränslet till elektrisk energi via en kemisk process utan några rörliga delar. Storleken på bränsleceller är i regel, i alla fall i nuläget, liten i jämförelse med behoven för elsystemet. Bränsleceller bedöms därför ha begränsad kapacitet att hjälpa till vid effektbristsituationer och har troligen i första hand andra användningsområden. Inte heller dessa har därför bedömts lämpliga att betrakta som kandidatteknik.

Geotermisk energi

I geotermkraftverk används geotermisk energi för att koka vattnet för elproduktion i en ångturbin. Tekniken anses inte vara en kandidat teknik då möjligheter att utnyttja geotermisk energi samt storlekspotential är svåranalyserat och starkt beroende av lokaliseringen.

Bilaga 4 Bedömning av om kandidattekniker anses vara referenstekniker

I denna bilaga presenteras de tekniker som Ei anser bör klassas som referenstekniker för beräkning av tillförlitlighetsnormen. I Bilaga 2 presenterades vilka tekniker som Ei har bedömt som kandidattekniker och utifrån dessa har några tekniker även kunnat klassas som referenstekniker enligt ACER:s metod.

Referenstekniker

Nedan beskrivs de tekniker som enligt Ei:s bedömning kan klassas som referenstekniker.

Energilager – batterilager

Idag är batterilager en standardiserad teknik med flera aktiva investeringsprojekt i Sverige. För att klassas som referensteknik måste också tekniken anses vara en standardteknik. Det finns idag flera olika standardiserade tekniker för batterilager och förekomsten av flera projekt visar på att batterilager generellt är kommersiellt gångbara. Ei:s granskning av tillgänglig information om kostnader, främst EIA 2021¹ och DNV-GL:s *Kostnader för hantering av «effektfrågan»* (DNV-GL 2020)², visar även att kostnaderna för batterilager är standardiserade. Ei anser därför att batterilager är en sådan teknik som uppfyller kravet på att vara standardteknik i metodens mening. Vidare är potentialen för batterilager obegränsad, då det i första hand är ekonomiska och inte tekniska förutsättningar eller lagar och regler som sätter gränsen för investeringar.

Eftersom det förekommer flera investeringsprojekt i Sverige är också kravet om att tekniken har potential att träda in på marknaden uppfyllt. Sammantaget uppfyller batterilager kriterierna för att vara en referensteknik.

Energilager – pumpkraft

När det gäller pumpkraft påverkar hydrologiska förutsättningar och geografi för anläggningsområdet kostnaderna mellan olika projekt avsevärt. IVA:s

¹ EIA, 2021. Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2021. Tillgänglig: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf.

² DNV-GL 2020. Kostnader för hantering av «effektfrågan» En rapport beställd av Svensk Vindenergi. Tillgänglig: <https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2020/09/200914-Kostnader-for-hantering-av-effektfragan-FINAL.pdf>.

Energilagring, Teknik för lagring av el (IVA 2015)³ uppger att investeringsutgiften för olika pumpkraftsprojekt varierar mellan 4 500 och 32 400 kr/kW beroende på lokalisering. Tillgängliga uppgifter hos Ei om kostnader är därför svåra att jämföra. Eftersom kostnadsuppgifterna ska vara tillgängliga och transparenta och möjliga att verifieras mot andra projekt uppfyller pumpkraft inte kravet om att vara standardteknik. Därmed kan pumpkraft inte heller betraktas som en referensteknik. Pumpkraft kan däremot vara exempel på en sådan teknik som kan förstärka Sveriges resurstillförlitlighet trots att tekniken för närvarande inte klarar kraven i metoden för att anses vara en referensteknik.

Energilager – större tryckluftslager

Ei har granskat större tryckluftslagerprojekt, se bland annat IVA 2015. Utredningen visar att större tryckluftslager kräver grottor eller akvifärer för lagring av den komprimerade luften. Kostnaden för dessa anläggningar är beroende av förutsättningarna i det enskilda fallet vilket gör att det är svårt att jämföra kostnader mellan olika projekt. Vidare utgör behovet av grottor eller akvifärer en teknisk begränsning av potentialen. Ei anser därmed att tryckluftslager inte uppfyller kraven i metoden på att vara standardteknik och därför inte heller kan vara en referensteknik.

Efterfrågefleksibilitet – fem olika typer

Efterfrågefleksibilitet är ett samlingsbegrepp för flera typer av flexibilitet som här delats in i fem olika kandidattekniker. Ei har under utredningsarbetet stött på svårigheter med att hitta tillförlitliga och korrekta data för de olika kandidatteknikernas potential och kostnader. Bedömningarna i denna rapport baseras på data och underlag från Ei R2016:15 och DNV-GL 2020. Även rapporten *Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät* (DNV 2021)⁴ har använts som referens.

Även om marknadsmodellen⁵ för handel med flexibilitet behöver fortsätta att utvecklas i Sverige bedömer Ei att efterfrågefleksibilitet inom olika områden uppfyller metodens krav på att teknologin ska vara kommersiellt gångbar. Anledningarna är att tekniken är mogen och analysen av kostnader för styrutrustning för efterfrågefleksibilitet i de projekt som Ei har kunnat granska i detta arbete har rimligt likvärdiga kostnader.

³ IVA 2015. *Energilagring, Teknik för lagring av el*. Tillgänglig: <https://www.iva.se/globalassets/info-trycksaker/vagval-el/vagval-el-lagring.pdf>.

⁴ DNV 2021. *Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät av DNV*. Tillgänglig: <https://www.ei.se/download/18.1a478d39178a69490b746/1617712863057/DNV%20GL-Samh%C3%A4llsekonomiska-kostnader-och-nyttor-av-smarta-eln%C3%A4t.pdf>.

⁵ Ei R2020:09, *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*.

För att efterfrågeflexibilitet ska uppfylla kravet på att vara standardteknik ska det inte finnas tekniska begränsningar i möjlig potential för utbyggnad. När det gäller den tekniska potentialen i olika typer av efterfrågeflexibilitet råder det en allmän tro på tekniken i Sverige oavsett om det är myndigheter, akademien eller energibranschen som tillfrågas. Samtidigt kan vi konstatera att potentialen inte realiserar i en så hög takt som skulle vara önskvärt.

De tekniska potentialerna och förutsättningarna för efterfrågeflexibilitet analyserades av Ei 2016. Den studien visade att kapaciteten för efterfrågeflexibilitet i fastigheter relaterar till ventilation och är tämligen begränsad med ca 300 MW tillgänglig och att 15 procent av fastighetsägarna angav att det idag är produktionstekniskt möjligt för dem att vara flexibla i sin elanvändning medan 6 procent angav att detta eventuellt kunde bli möjligt i framtiden. Den totala potentialen för fastigheter skulle därmed vara runt 21 procent av den tillgängliga kapaciteten, vilket är relativt lite för att ha en effekt på resurstillräckligheten men kan ändå hjälpa systemet till viss grad. Efterfrågeflexibilitet från fastigheter bedöms därmed vara en standardteknik, dock med en begränsad teknisk potential på ca 65 MW.

Potentialen för efterfrågeflexibilitet för hushållsuppvärmning bedöms enligt DNV 2021 vara 6 657 MW. Det representerar potentialen under vinterperioden, det vill säga under den tid på året som risken för resursproblem är som störst. Enligt en rapport som Ei publicerade 2016 (R2016:15) kan 57 procent av kunderna tänka sig att vara flexibla och låta en tredje part styra delar av uppvärmningen. Utifrån att 57 procent kan förväntas vara villiga att vara flexibla och den tekniska potentialen bedöms vara 6 657 MW, bedömer vi att efterfrågeflexibilitet för hushållsuppvärmning en standardteknik med potentialen 3800 MW.

Kapaciteten för efterfrågeflexibilitet för hushållsel är enligt Ei:s tidigare rapport cirka 300 MW och enligt en studie av DNV 2021 där flexibilitetspotentialen för hushållsapparater för rengöring undersökts 281 MW.⁶ Det finns dock ingen information om hur stor andel av kunderna som är villiga att låta någon styra denna typ av förbrukning. Det gör att den ekonomiska potentialen inte är möjlig att bedöma i nuläget. Kundernas incitament är låga då potentialen för vinst med denna reglering utifrån prisvariationerna på dagen före-marknaden idag är mycket låg.⁷ Investeringar i teknik för styrning av efterfrågeflexibilitet från hushållsel bedöms därför inte i nuläget vara aktuell som en standardteknik.

För efterfrågeflexibilitet i industrier anses kapaciteten vara densamma som den tekniska potentialen om de rätta ekonomiska förutsättningarna finns. Det finns en

⁶ Tvättmaskiner, torktumlare och diskmaskiner.

⁷ Enligt Ei R2016:15.

potential på 1 700 MW för elintensiv industri och 300 MW för övrig industri (R 2016:15). I DNV 2021 redovisas potential för olika elintensiva industrier till 1 030 MW flyttbar effekt och 345 MW effektreduktion eller övergång till egen produktion.⁸ Ei uppskattar därför potentialen för övrig industri till 300 MW. Potentialen för elintensiv industri uppskattas till totalt 1 375 MW. Skillnaden mellan slutsatserna i Ei:s rapport och de i DNV:s rapport kan förklaras med att det är ca fem år mellan att utredningarna och att elintensiv industri idag agerar mer på reglerkraftsmarknaden och inte är en ny resurs. Sammanfattningsvis bedömer Ei att efterfrågefleksibilitet för elindustri respektive övrig industri uppfyller kraven för att klassificeras som standardteknik.

I Tabell 1 nedan sammanfattas de uppskattade potentialerna i MW för de olika typerna av efterfrågefleksibilitet. Tabellen anger också att samtliga typer förutom efterfrågefleksibilitet för hushållsel klassas som standardteknik. Efterfrågefleksibilitet från uppvärmning i hushåll har den högsta potentialen.

Tabell 1 Potential (MW) för efterfrågefleksibilitet i olika kundsegment i Sverige

Typ av efterfrågefleksibilitet	Potential för ny resurs [MW]	Standardteknik
Efterfrågefleksibilitet för ventilation i fastigheter	65	Ja
Efterfrågefleksibilitet för hushållsel	Svåranalyserad	Nej
Efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning	3 800	Ja
Efterfrågefleksibilitet elintensiv industri	1 375	Ja
Efterfrågefleksibilitet övrig industri	300	Ja

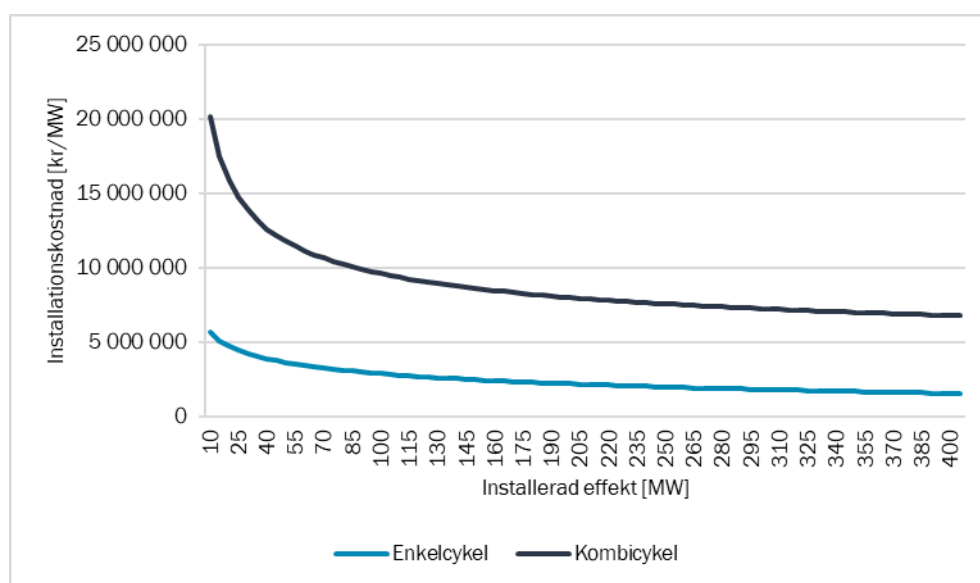
För att en standardteknik ska klassas som referensteknik enligt ACER:s metod behöver också tekniken ha potentialen att träda in på marknaden. Enligt metoden ska två kriterier vara uppfyllda. För det första ska kandidattekniken vara en sådan teknik där kapacitet antingen har tillförts marknaden under de senaste åren, håller på att byggas eller är på väg att tas i bruk inom en överskådlig tidsperiod. För det andra ska det inte finnas några hinder i nationella regelverk eller i EU:s regelverk. Det senare är inte fallet så en fråga är därför i vilken mån de fyra kategorierna av efterfrågefleksibilitet som klassats som standardteknik har potential att träda in på marknaden. Ei konstaterar att de fyra kandidatteknikerna relaterade till efterfrågefleksibilitet är sådana där kapacitet har tillförts marknaden under de senaste åren. Därmed uppfyller de kravet för att betraktas som referensteknik enligt metoden.

⁸ Massa och pappersindustri, stålindustri, aluminium elektrolys och kemiindustri.

Värmekraft – gasturbiner

Gasturbiner är en vanligt förekommande typ av kraftverk som bland annat används för reservkraft och det finns tillgång till uppgifter om kostnader. Genomgången visar dock att storleken på gasturbinerna påverkar kostnaderna. Därför är kapitalkostnaderna på grund av den varierade investeringsutgiften starkt beroende av storleken på gasturbinanläggningar. Detta medför att större anläggningar får ett lägre pris per installerad MW, se Figur 1.

Figur 1 Prisberoende för gasturbiner beroende på installerad effekt. Källa: Energiforsk 2019 och Elforsk 2014



Ei bedömer att båda typerna av gasturbiner, enkelcykel och kombicykel, ska betraktas som referenstekniker då båda är kommersiellt gångbara. Kostnaderna varierar visserligen med storlek på turbin men är standardiserade och det råder konkurrens eftersom det finns många aktörer och anläggningar tillgängliga på marknaden.

De tekniska begränsningarna bedöms vara få och gasturbiner ska därför betraktas som standardteknik i metodens mening. Även om det finns tillgång till kostnadsuppgifter är det bra att tänka på att kostnaderna skiljer sig åt beroende på installationsstorleken på anläggningar, se exempelvis *Gasturbinteknik – Årsrapport 2019* (Energiforsk 2019)⁹. Ei bedömer också att den tekniska potentialen för att bygga gasturbiner i Sverige är obegränsad då det i första hand är de ekonomiska förutsättningarna som sätter gränsen för investeringarna. Sammantaget uppfyller gasturbiner kraven för att utgöra referensteknik.

⁹ Energiforsk *Gasturbinteknik – Årsrapport 2019*, Rapport 2019:608. Tillgänglig: <https://energiforsk.se/media/26789/gastrubinteknik-arsrapport-2019-energiforskrappport-2019-608.pdf>.

Värmekraft – kolmotorer

Kolmotorer, eller dieselmotorer som de också kallas, är ofta relativt små i jämförelse med övriga kandidattekniker. Utifrån tillgänglig information, främst EIA 2021, är kostnaderna för kolmotorer standardiserade och likvärdiga i ett flertal av de regioner som redovisas i EIA:s rapport. Kolmotorer är också vanligt förekommande som reservkraftverksanläggningar i Sverige även om Ei inte kunnat ta del av tillgängliga kostnadsuppgifter för dessa anläggningar. Det är ändå rimligt att anta att kostnaderna är standardiserade.

Några direkta tekniska begränsningar har Ei heller inte kunnat identifiera. Potentialen för investeringar i kolmotorer är inte begränsad av tekniska förutsättningar eller lagar och regler, utan sätts av ekonomiska förutsättningar. Ei anser därför att tekniken är standardteknik på det sätt som avses i ACER:s metod. Det är också rimligt att anta att tekniken kan träda in på marknaden under den tidperiod som avses. Kolmotorer är därför att betrakta som en referensteknik med obegränsad potential.

Värmekraft – kondens och mottryck

Kondenskraftverk är en väl beprövad teknik i Sverige och omvärlden utan större variationer i kostnader eller tekniska begränsningar och bör därför betraktas som en standardteknik. Till exempel visar EIA 2021 på relativt likvärdiga kostnader mellan flera olika regioner och olika tekniker av kondenskraft.

När det gäller frågan om huruvida tekniken kan förväntas träda in på marknaden är potentialen för investeringar i kondenskraft i första hand beroende av ekonomiska förutsättningar, inte tekniska hinder eller hinder i regelverken. Potentialen bedöms därmed vara obegränsad om ekonomiska förutsättningar finns för tekniken. Tekniken bedöms därför sammantaget vara en sådan teknik som också ska anses vara en referensteknik.

För att producera el med mottryckskraft behöver däremot ett externt värmebehov finnas i anslutning till anläggningen, till exempel ett fjärrvärmenät, vilket begränsar den tekniska potentialen för denna typ av teknik. Vår analys visar därför att kostnaden för att bygga anläggningarna är tätt förknippad med kostnader för det externa värmebehovet. Kostnaden är därmed inte likvärdig mellan olika projekt. Detta gör att tekniken inte anses vara en standardteknik och därmed kan mottryck inte heller utgöra en referensteknik.

Kärnkraft – storskalig och småskalig

Kärnkraft kan delas in i storskalig och småskalig, så kallad *small modular reactor* (SMR). Idag existerar storskalig elproduktion från kärnkraft i Sverige och det är en väl etablerad teknik. Några investeringsbeslut i ny storskalig kärnkraft i Sverige finns dock inte idag. Anläggningar för SMR finns inte i drift idag även om tekniken

utvecklas i omvärlden. Trots att SMR är under ett aktivt utvecklingsstadium är utbyggnad av SMR, sett från ett svenskt perspektiv, tämligen avlägset på kommersiell grund. Dessutom skulle långa ledtider tillkomma för planering, tillstånd och konstruktion. Konstruktionstiden för storskalig kärnkraft bedöms vara mellan 7 och 10 år då medianen för konstruktionstid för kärnkraft mellan 1981 och 2019 har varierat mellan 84 och 117 månader¹⁰, till det kommer planering och tillståndsprövning.

Möjligheten för kärnkraftsteknik att träda in på marknaden i Sverige idag är geografiskt och tekniskt begränsad. Regelverket angående kärnkraft är också anpassat för stora anläggningar och innefattar att Sverige endast får ha tio reaktorer samt att de endast får uppföras på platser där det redan finns befintlig kärnkraft. Sammantaget anser Ei att det är osannolikt att ny kärnkraftsproduktion, storskalig eller småskalig, skulle vara aktuell att ta i drift i Sverige under det korta tidsperspektiv (fem år) som denna analys hanterar. Det är också tveksamt om sådana kärnkraftsprojekt i nuläget skulle uppfylla kravet på att anses vara standardteknik då möjligheterna att kartlägga kostnader för sådana projekt är begränsad.¹¹ Kärnkraftsteknik bedöms därför inte vara referensteknik.

Vattenkraft

För vattenkraft påverkar hydrologiska förutsättningar och geografi för anläggningsområdet möjligheten att bygga vattenkraftsanläggningar liksom kostnaderna för potentiella anläggningar. Inom ramen för denna utredning har Ei inte fått tillgång till svenska kostnadsuppgifter men som exempel redovisar EIA kapitalkostnaderna för konventionell vattenkraft till mellan 1 305 USD/kW och 4 935 USD/kW beroende på placering i USA¹². Det är därför rimligt att anta att kostnaderna skulle variera även i Sverige. För ny vattenkraft finns det också vissa begränsningar i potential eftersom möjliga placeringar av nya turbiner är begränsade på grund av att utnyttjandegraden av tillgängliga älvar redan är stor. Turbiner skulle dock kunna byggas i mindre utsträckning på befintliga platser och på så vis kunna öka effektuttaget. Trots det är det tveksamt om vattenkraft uppfyller metodens krav för att anses vara standardteknik. Möjligheten för tekniken att träda in på marknaden bör av samma skäl betraktas som begränsad. Sammantaget bedömer Ei därför att vattenkraft inte ska betraktas som en referensteknik.

¹⁰ <https://www.statista.com/statistics/712841/median-construction-time-for-reactors-since-1981/>

¹¹ Det finns vissa data över kostnader för olika kärnkraftsprojekt i omvärlden, till exempel redovisar EIA 2021 kostnader för potentiella anläggningar i USA, både för stor och småskalig produktion. Samtidigt kan det antas att de individuella kostnaderna förknippat med att bygga kärnkraft i Sverige kan vara många.

¹² EIA 2021.

Vindkraft

Vindkraften är idag en relativt standardiserad teknik där det finns tillgång till uppgifter om kostnader, även om vissa skillnader i kostnader kan uppkomma på grund av geografisk placering. Den geografiska skillnaden bör dock vara mindre än vid anläggande av exempelvis ny vattenkraft. I dagsläget finns ett antal pågående vindkraftsprojekt i Sverige och inga större tekniska begränsningar, utöver vad som följer av tillståndsprocessen och i lagar och regler för vidare utbyggnad. Tekniken uppfyller därför kravet på att vara standardteknik.

När det gäller potentialen för ny vindkraft att träda in på marknaden under de kommande åren bedöms den vara obegränsad. Att vindkraften inte är planerbar är i sig inget hinder för att utgöra referensteknik så länge vindkraften kan förväntas vara tillgänglig vid tillfällen som sammanfaller med det ökade effektbehovet.¹³ Baserat på detta klassar Ei vindkraft som en referensteknik.

Sammanfattning

För att en teknik ska anses vara en referensteknik ska både kraven för standardteknik och potential för inträde på marknaden uppfyllas.

Tabell 2 nedan visar kriterierna för att en teknik ska anses vara en standardteknik och vilka av kandidatteknikerna som Ei bedömer uppfyller dessa kriterier.

Tabell 2 Kriterier för standardtekniker

Teknik	Transparanta & generella kostnader	Likvärdiga kostnader	Inga stora tekniska begränsningar	Uppfyller kraven för standardtekniker
Batterilager	Ja	Ja	Ja	Ja
Efterfrågeflexibilitet för ventilation i fastigheter	Ja	Ja	Ja	Ja
Efterfrågeflexibilitet för hushållsel	Ja	Ja	Nej. Ej möjligt att bedöma potentialen.	Nej
Efterfrågeflexibilitet hushållsuppvärmning	Ja	Ja	Ja	Ja
Efterfrågeflexibilitet elintensiv industri	Ja	Ja	Ja	Ja
Efterfrågeflexibilitet övrig industri	Ja	Ja	Ja	Ja
Kolmotor	Ja	Ja	Ja	Ja
Gasturbin enkelcykel	Ja	Ja	Ja	Ja
Gasturbin kombicykel	Ja	Ja	Ja	Ja

¹³ I ett senare skede kommer dock den bristande planerbarheten att beaktas i beräkningen av CONE då endast en begränsad del av den installerade effekten kan förväntas vara tillgänglig när behov uppstår.

Teknik	Transparanta & generella kostnader	Likvärdiga kostnader	Inga stora tekniska begränsningar	Uppfyller kraven för standardtekniker
Kärnkraft SMR	Ja	Ja	Nej, pågående utveckling.	Nej
Kärnkraft storskalig	Ja	Ja	Ja	Ja
Pumpkraft	Nej	Nej	Nej, Osäker potential	Nej
Tryckluftslager	Ja	Ja	Nej, Osäker potential.	Nej
Vattenkraft	Nej	Nej	Nej, Osäker potential	Nej
Vindkraft	Ja	Ja	Ja	Ja
Kondenskraftverk	Ja	Ja	Ja	Ja
Mottryckskraftverk	Ja	Nej	Ja	Nej

Tabell 3 nedan visar om en teknik kan anses ha potential för inträde på marknaden och vilka kandidattekniker som bedöms ha det.

Tabell 3 Bedömning om en kandidatteknik har potential för inträde på marknaden

Teknik	Konstruktion i närtid	Tillåten	Uppfyller kraven för att anses ha potential för inträde på marknaden
Batterilager	Ja	Ja	Ja
Efterfrågefleksibilitet för ventilation i fastigheter	Ja	Ja	Ja
Efterfrågefleksibilitet för hushållsel	Ja	Ja	Ja
Efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning	Ja	Ja	Ja
Efterfrågefleksibilitet elintensiv industri	Ja	Ja	Ja
Efterfrågefleksibilitet övrig industri	Ja	Ja	Ja
Kolmotor	Ja	Ja	Ja
Gasturbin enkelcykel	Ja	Ja	Ja
Gasturbin kombicykel	Ja	Ja	Ja
Kärnkraft SMR	Nej, inte inom satt tidsperiod.	Ja, med viss begränsning.	Nej
Kärnkraft storskalig	Nej, inte inom satt tidsperiod.	Ja, med viss begränsning.	Nej
Pumpkraft	Ja	Ja	Ja
Tryckluftslager	Ja	Ja	Ja
Vattenkraft	Ja	Ja, med viss begränsning.	Ja
Vindkraft	Ja	Ja	Ja
Kondenskraftverk	Ja	Ja	Ja
Mottryckskraftverk	Ja	Ja	Ja

I Tabell 4 sammanställs vilka kandidattekniker som uppfyller dels kriterierna för att vara en standardteknik, dels kriterierna för att ha potential för inträde på marknaden. De kandidattekniker som uppfyller båda dessa krav bedöms som referenstekniker, enligt kolumnen längst till vänster.

Tabell 4 Kandidattekniikers krav för att också vara referenstekniker

Teknik	Uppfyller kraven för standardtekniker	Uppfyller kraven för att anses ha potential för inträde på marknaden	Bedöms vara en referensteknik
Batterilager	Ja	Ja	Ja
Efterfrågefleksibilitet för ventilation i fastigheter	Ja	Ja	Ja
Efterfrågefleksibilitet för hushållsel	Nej	Ja	Nej
Efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning	Ja	Ja	Ja
Efterfrågefleksibilitet elintensiv industri	Ja	Ja	Ja
Efterfrågefleksibilitet övrig industri	Ja	Ja	Ja
Kolvmotor	Ja	Ja	Ja
Gasturbin enkelcykel	Ja	Ja	Ja
Gasturbin kombicykel	Ja	Ja	Ja
Kärnkraft SMR	Nej	Nej	Nej
Kärnkraft storskalig	Ja	Nej	Nej
Pumpkraft	Nej	Ja	Nej
Tryckluftslager	Nej	Ja	Nej
Vattenkraft	Nej	Ja	Nej
Vindkraft	Ja	Ja	Ja
Kondenskraftverk	Ja	Ja	Ja
Mottryckskraftverk	Nej	Ja	Nej

Referenser för bilaga 4

DNV-GL, 2020. Kostnader för hantering av «effektfrågan» En rapport beställd av Svensk Vindenergi. Tillgänglig: <https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2020/09/200914-Kostnader-for-hantering-av-effektfragan-FINAL.pdf>

DNV, 2021. Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät. Tillgänglig: <https://www.ei.se/download/18.1a478d39178a69490b746/1617712863057/DNV%20GL-Samh%C3%A4llsekonomiska-kostnader-och-nyttor-av-smarta-eln%C3%A4t.pdf>

Energiforsk, 2019. Gasturbinteknik – Årsrapport 2019, Rapport 2019:608.

Tillgänglig: <https://energiforsk.se/media/26789/gastrubinteknik-arsrapport-2019-energiforskrapport-2019-608.pdf>

Energimarknadsinspektionen, 2016. Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet, Ei R2016:15. Tillgänglig:

https://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202016/Ei_R2016_15.pdf

EIA, 2021. Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2021. Tillgänglig:

https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf

IVA, 2015. Energilagring, Teknik för lagring av el. Tillgänglig:

<https://www.iva.se/globalassets/info-trycksaker/vagval-el/vagval-el-lagring.pdf>

Bilaga 5 Sammanvägt avkastningskrav med WACC-metoden

I den här bilagan presenteras Ei:s beräkning av ett sammanvägt avkastningskrav med WACC-metoden (kalkylränta) för referensteknikerna och de antaganden som legat till grund för beräkningen.

WACC med CAPM som teoretiskt ramverk för att uppskatta kalkylränta för referensteknikerna

Av ACER:s metod⁹¹ för att beräkna CONE framgår att en lämplig kalkylränta ska bestämmas för respektive referensteknik och denna kalkylränta sedan ska ingå i beräkningen av EAC.⁹²

Det finns både teoretiska ramverk och vedertagna metoder som marknadsaktörer kan använda för att uppskatta avkastningskrav i olika branscher och för enskilda företag. ACER rekommenderar att man vid beräkning av CONE använder WACC-metoden med Capital Asset Pricing Model (CAPM)-modellen. Ei har därför valt att i beräkningen av CONE utgå från ACER:s beskrivna metod vid beräkning av kalkylränta för de olika referensteknikerna.

Svenska energiföretag använder både eget och lånat kapital för att finansiera sin verksamhet. För det lånade kapitalet betalar företagen ränta till långivaren. För det egna kapitalet, vanligtvis aktier i företaget, betalas en utdelning. Om företagen agerar rationellt väljer de en fördelning mellan eget och lånat kapital så att de minimerar de totala finansieringskostnaderna. Den optimala fördelningen mellan lånat och eget kapital beror på flera saker, bland annat hur riskfylld verksamheten bedöms vara och hur kapitalintensiv den bransch som företaget verkar i är.

De tekniker som vi har valt som referenstekniker vid beräkningen av tillförlitlighetsnormen är de som följer av Tabell 3 i rapportens kapitel 4.

För att komma fram till en optimal fördelning (kvot) mellan eget och lånat kapital, för att finansiera investeringar är det praxis att utgå från marknadsvärden. Marknadsvärden speglar bäst ett företags sanna värde för olika typer av kapital.⁹³ I dag finns det endast en handfull svenska energiföretag som är börsnoterade och inga företag som uteslutande använder en viss sort av de angivna referensteknikerna i sin verksamhet. Mot denna bakgrund har vi valt att utgå från

⁹¹ Den rekommenderade metoden utgör en bilaga till ACER:s rekommendation.

⁹² ACER:s metod, artikel 9 och 14.1.

⁹³ Ei R2017:07.

jämförelseföretag och dess marknadsvärden för att skatta den optimala kvoten mellan lånat och eget kapital, vilket är ett vanligt tillvägagångssätt. Vi beskriver detta längre ned i denna bilaga.

WACC med CAPM beräknas enligt följande formel (vilket också är den formel som återges i ACER:s rekommendation).

$WACC = (RD(1-T) \times (D/(D+E))) + ((RE \times (E/(D+E)))$, där

- RD = kostnad för lånat kapital, det vill säga summan av kreditriskpremie och riskfri ränta.
- RE = kostnad för eget kapital efter skatt, som skattats via CAPM vilket beskrivs nedan.
- T = skattesats
- D = företagets finansiella skulder
- E = företagets eget kapital.

När ett företag är belånat utgör räntekostnaden en avdragsgill kostnad i verksamheten. Företaget får därmed betala en lägre skatt än vad som annars vore fallet. På grund av denna skattefördel görs ett avdrag för motsvarande skattesatsen när kostnaden för lånat kapital bestäms i WACC-metoden. Oftast brukar skattefördelen på svenska kallas för skattesköld och visar det överskott företaget hade betalat i skatt om inte räntekostnaden funnits. För kostnaden för eget kapital finns ingen skattesköld och därför anges avkastningen direkt efter skatt.

CAPM ger följande: $RE = RF + \beta_e (RM - RF)$, där

- RE = kostnad för eget kapital
- RF = riskfri ränta
- RM = förväntad avkastning på aktiemarknadsindex (aktiemarknadsriskpremie och riskfri ränta)
- β_e = betavärde, aktiebeta.

Vi utgår från två olika tidsperspektiv för riskfri ränta, aktiemarknadsriskpremie och inflationsförväntning

Vid fastställande av en kalkylränta med WACC-metoden är det vedertaget att beräkna centrala parametrar, såsom riskfri ränta, kreditriskpremie och aktiemarknadsriskpremie utifrån ett givet tidsperspektiv.

Enligt WACC-metoden är det vedertaget att skattningen för ett investeringsbeslut sker vid det aktuella tillfället, vilket ofta brukar kallas för att tillämpa ett momentant tidsperspektiv. Enligt CAPM bedömer en investerare sitt

avkastningskrav och därmed sin förväntade avkastning utifrån den marknadsinformation som finns tillgänglig vid investeringstidpunkten. För till exempel den riskfria räntan innebär det att den information som gäller vid investeringstidpunkten är den som investeraren förväntas basera sitt beslut på.⁹⁴ Detta gäller även vid långsiktiga investeringar. Synsättet tillämpas både vid investeringsbedömningar och företagsvärderingar. Syftet med bedömningarna är att fastställa ett tidsvärde på framtida kassaflöden som bedöms uppkomma under tillgångens livslängd.⁹⁵

Det är svårt att uppskatta framtida marknadsrisker med att investera i referensteknikerna i Sverige har vi, utöver ett momentant tidsperspektiv, även valt ett femårigt framåtblickande tidsperspektiv eftersom tillförlitlighetsnormen beräknas för perioden 2021–2026.

Sammantaget väljer vi att utgå från ett momentant och femårigt tidsperspektiv för riskfri ränta och aktiemarknadsriskpremie. I nedanstående avsnitt beskriver vi de metoder vi har använt för att ta fram de olika värdena. Kreditriskpremie borde även i teorin spegla dessa två olika tidsperspektiv. På grund av brist på tillförlitliga data och att få marknadsaktörer löpande gör prognoser för kreditriskpremie utgår vi i stället från jämförelseföretag för att skatta denna premie, vilket vi beskriver längre ned i denna bilaga.

Riskfri ränta

Med riskfri ränta avses den förväntade avkastningen på investeringar i finansiella instrument som saknar risk. I verkligheten finns det inga investeringar som är helt riskfria. Statspapper utgivna av finansiellt starka länder och som handlas fritt på marknaden brukar dock antas ha noll marknadsrisk⁹⁶ och likviditetsrisk⁹⁷. Det är därför vedertaget att statspapper, till exempel statsobligationer, används för att bedöma den riskfria räntan.⁹⁸ För att uppskatta den riskfria räntan behöver framförallt val av obligation med lämplig löptid och mätperiodens längd göras vilket vi beskriver mer ingående nedan.

En tillgångs investeringshorisont motsvarar den tid över vilken tillgången förväntas generera kassaflöden för en investerare. Denna period kan antingen begränsas av tillgångens ekonomiska livslängd eller tidpunkten då investeraren planerar att avyttra tillgången. Den rekommenderade matchningen mellan tillgången och kassaflödena avser deras duration, vilket inte exakt motsvarar löptiden eftersom durationen alltid är kortare än löptiden. Duration definieras som den genomsnittliga tiden för de nuvärdesvägda (diskonterade) kassaflödena från

⁹⁴ Brealey, Myers & Allen, 2011; Bruner et al., 1998.

⁹⁵ EY, 2017.

⁹⁶ Förändringar i marknadsränta.

⁹⁷ Risk för att inte kunna sälja finansiella instrument med kort varsel.

⁹⁸ The Independent Regulators Group (IRG), 2007; PTS, 2016.

investeringen. Då diskonteringsräntan är högre än noll kommer kassaflöden som ligger långt bort i tiden att få lägre vikt än de i närtid.⁹⁹

Den vanligaste räntebindningstiden för exempelvis infrastrukturinvesteringar är omkring fem till tio år. Det är också vanligt i företagsvärdering att använda ett tioårigt ränteinstrument som underliggande tillgång oavsett om det ibland är längre kassaflöden än så som ska värderas.¹⁰⁰ Mot denna bakgrund har vi utgått från en tioårig löptid som grund för centrala parametrar i kalkylräntan.

Av ACER:s metod för att beräkna CONE framgår att kostnader bör beräknas med utgångspunkt i det geografiska område som analyseras. Vi anser därför att obligationerna, när det är möjligt, bör representera den svenska kontexten i vilken svenska investeringar i referenstekniker skulle göras. Den teoribildning som finns inom området stödjer även detta resonemang.¹⁰¹ Vi har därför valt att utgå från tioåriga svenska statsobligationer som underliggande ränteinstrument när den riskfria räntan bestäms.

Till den riskfria räntan, i detta fall tioåriga svenska statsobligationer, kan det ibland vara motiverat att även addera en löptidspremie. Metodiken att lägga till en löptidspremie bygger på att den riskfria räntan för längre löptider ofta är högre än för kortare dito, särskilt om man befinner sig i ett lågränteläge och blickar framåt. Det är denna skillnad som brukar kallas löptidspremie. En eventuell löptidspremie avser täcka inflations- och realränterisk.

Den tioåriga löptidspremien har fallit trendmässigt under de senaste 20 åren och legat omkring 0 eller något negativ sedan reporäntan (Sverige riksbanks styrränta) sänktes till 0 procent under hösten 2014.¹⁰² Mot denna bakgrund bedömer vi att en löptidspremie inte ska adderas till den riskfria räntan.

Som vi har beskrivit ovan utgår vi från ett momentant och ett femårigt tidsperspektiv för riskfri ränta. I det momentana tidsperspektivet väljer vi att utgå från den genomsnittliga avkastningen för svenska tioåriga statsobligationer under år 2020, vilket ger ett värde på -0,04 procent. För det femåriga tidsperspektivet väljer vi att utgå från ett genomsnitt av Konjunkturinstitutets femåriga prognos från december 2020 för svenska tioåriga statsobligationer, vilket ger ett värde på 0,94 procent.

⁹⁹ Koller, Goedhart & Wessels, 2010; EY, 2017; Ei R2017:07.

¹⁰⁰ EY, 2017; Ei R2017:07.

¹⁰¹ Ei R2017:07.

¹⁰² Finansinspektionen, 2019.

Skattning av kvoten mellan lånat och eget kapital, aktiebeta och kreditriskpremie

Vi har vi valt att utgå från jämförelseföretag för att skatta kvoten mellan lånat och eget kapital och vi anser att det är logiskt att utgå från samma företag till grund för skattningen av risknivån (aktiebeta) och kreditriskpremien.

Vid användande av jämförelseföretag är det önskvärt att dessa företags riskstruktur är sådan att den i så stor omfattning som möjligt överensstämmer med riskstrukturen hos rationella investerare som investerar i referensteknikerna i Sverige. De referenstekniker som vi utgår ifrån har olika tekniska specifikationer, exempelvis anläggningens konfiguration, bränsletyp, teknisk och ekonomisk livslängd samt konstruktionsperiod. Samtliga tekniker som använder bränsle är flexibla i val av bränsle vid konstruktionen av anläggningen även om en del kräver en viss ombyggnad. Mot denna bakgrund är det rimligt att hela detta spektrum fångas och vägs in vid bedömning av exempelvis risknivå. Vi har därför valt att utgå från energiföretag i allmänhet som jämförelseföretag. Det är i dag dock få svenska energiföretag som är börsnoterade och som dessutom uteslutande använder en viss sorts referensteknik. Vi har därför valt att anlägga ett europeiskt perspektiv och utgå från europeiska börsnoterade energiföretag.

Aswath Damodarans är en ledande teoretiker inom finansiell ekonomi och professor på Stern School of Business inom New York University. Damodaran tillhandahåller och publicerar löpande data och analyser inom finansiell ekonomi på sin webbplats.¹⁰³ Flertal aktörer, till exempel nationella tillsynsmyndigheter och investerare, använder ofta data från Damodarans¹⁰⁴.

Damodaran publicerar bland annat finansiell information om olika världsdelars industrisegment. Den finansiella information som vi kan hämta härifrån och använda oss av vid beräkningen av CONE är genomsnittliga risknivåer (aktiebetavärden), kvoter mellan lånat och kapital samt kreditriskpremier för olika industrisegment. I Damodarans underlag finns två industrisegment från Europa som kan kopplas och relateras till den riskstruktur och spektrum vi söker efter vid beräkning av kalkylränta för referenstekniker. Segmenten är Power respektive Green & Renewable Energy. Företag i segmentet Power inrymmer affärsverksamhet som till stor del består av att producera el och värme från diverse energiråvaror såsom fossila bränslen (kol, olja och naturgas), kärnbränsle, sol-, vind-, vatten- och vågkraft, geoenergi samt olika sorters biobränsle¹⁰⁵. Företag i segmentet Green & Renewable Energy inrymmer affärsverksamhet som till övervägande del består av att producera förnybar el från olika källor såsom sol-, vind-, vatten- och vågkraft, geoenergi och biobränslen.

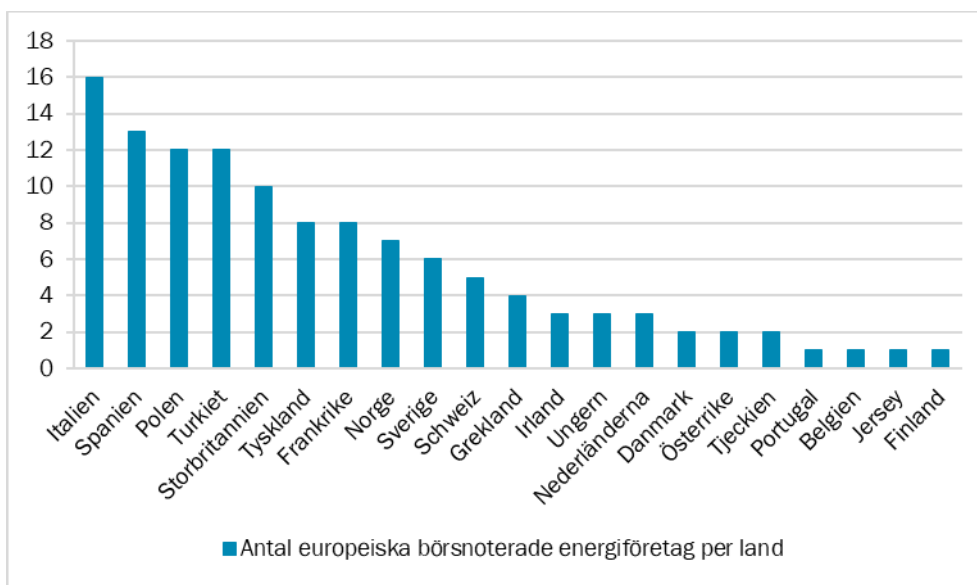
¹⁰³ Ei R2017:07; Damodarans webbplats.

¹⁰⁴ CEER, 2021.

¹⁰⁵ Biobränslens möjligheter att vara förnybar och koldioxidneutral beror på om motsvarande mängd koldioxid och eventuellt andra växthusgaser verkligen binds i ny biomassa under den period som studeras.

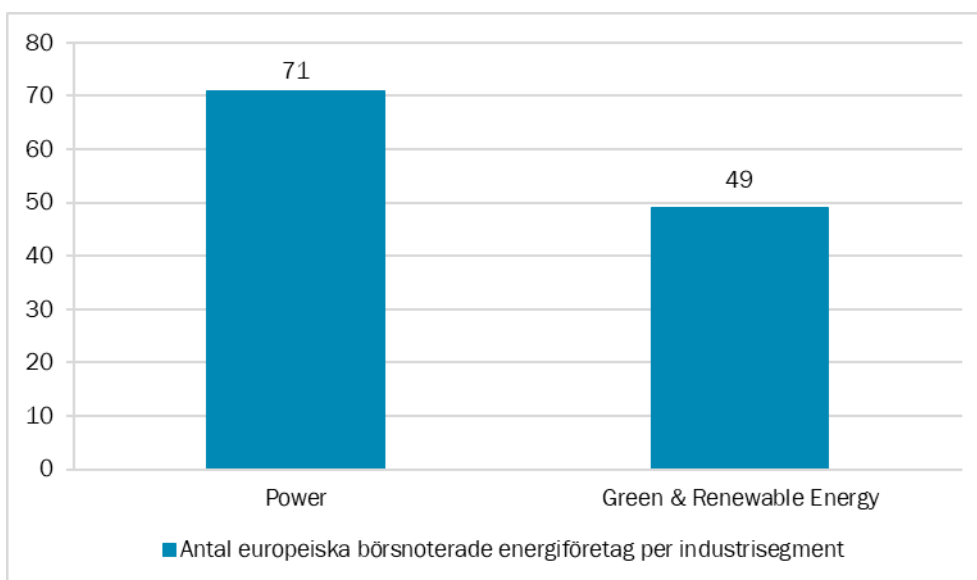
För att illustrera sammanvägning av företag i dessa segment har vi i Figur 1 och Figur 2 redovisat hur många av dessa företag som fördelas per land och industrisegment.

Figur 1 Antal europeiska börsnoterade energiföretag per land i industrisegmenten Power och Green & Renewable Energy



Källa: Damodarans webbplats. Egen bearbetning av Ei.

Figur 2 Antal europeiska börsnoterade energiföretag per industrisegment för Power respektive Green & Renewable Energy.



Källa: Damodarans webbplats. Egen bearbetning av Ei.

En investering kan finansieras både med lånat och eget kapital. I en WACC-metod sammanvägs dessa kapital till en räntesats utifrån en kvot som behöver tas fram. Vid bedömning av en rimlig kvot har vi valt att utgå från Damodarans underlag.

Aktiebeta är ett vedertaget mått på systematisk risk¹⁰⁶ och anger hur riskfylld en investering är i förhållande till marknadsens risk som en helhet. Marknadens aktiebetavärde är per definition 1,0. Aktiebetavärden under 1,0 innebär en lägre marknadsrisk och värden över 1,0 innebär en högre marknadsrisk.¹⁰⁷ Metodmässigt utgår Damodaran från publicerade veckovärden, lokala aktiemarknadsindex och en femårig historisk mätperiod vid beräkning av aktiebetavärden. För den historiska femåriga perioden tillämpas en viktning av data där två tredjedelar är från de senaste två åren och en tredjedel från de senaste fem åren.¹⁰⁸

Kreditriskpremien beräknas som skillnaden i räntesatsen mellan lånat kapital och riskfri ränta. Damodaran har estimerat industrisegmentens kreditriskpremier genom att först utgå från en global underliggande kreditriskpremie¹⁰⁹ på 0,77 procent. Därefter adderas en beräknad tillkommande premie utifrån segmentens standardavvikelse i dess aktiekurser under de senaste fem åren. Detta tillvägagångssätt bygger på att en större (mindre) svängning i avkastningen innebär en högre (lägre) risk.¹¹⁰

I Tabell 1 redovisar vi de genomsnittliga industrisegmentens kvoter mellan lånat och eget kapital, aktiebeta och kreditriskpremie per industrisegment. Det är dessa värden som ligger till grund för beräkningen av kalkylränta som används till att beräkna CONE för referensteknikerna.

Tabell 1 Genomsnittliga kvoter mellan lånat och eget kapital, aktiebeta och kreditriskpremie per industrisegment.

Industrisegment	Kvot mellan lånat och eget kapital	Aktiebeta	Kreditriskpremie
Power	Lån är 40% och eget kapital är 60%	0,83	1,76%
Green & Renewable Energy	Lån är 28% och eget kapital är 72%	0,90	2,42%

Källa: Damodarans webbplats.

Aktiemarknadsriskpremie

Aktiemarknadsriskpremien uttrycker den extra avkastning som en investerare kräver på aktiemarknaden för risken att investera i aktier jämfört med riskfria tillgångar. En grundsten i modern portföljteori är att investeringar med högre risk ska generera högre förväntad avkastning än säkra investeringar eftersom investerare antas vara motvilliga att ta risker. Detta innebär att en förväntad avkastning på investeringar kan ses som summan av den riskfria räntan och riskpremien. Det råder dock olika uppfattningar såväl inom teorin som i den

¹⁰⁶ En risk som investerare inte kan eliminera genom diversifiering (breddning).

¹⁰⁷ Ei R2017:07.

¹⁰⁸ Damodarans webbplats.

¹⁰⁹ För den amerikanska marknaden tillämpar Damodaran som standard ingen global underliggande kreditriskpremie.

¹¹⁰ Damodarans webbplats.

praktiska tillämpningen om hur risken med investeringar ska mätas och hur riskmätningen ska omvandlas till en förväntad avkastning.¹¹¹

De vanligaste metoderna i Sverige och andra länder för att bedöma aktiemarknadsriskpremien är historisk utveckling i någon form, en intervju- och enkätundersökning, implicit prissättning¹¹² eller en metod där man kombinerar dessa metoder med särskilda vikter.¹¹³ Samtliga av dessa metoder har för- och nackdelar. Ingen metod är helt överlägsen eller dominerande, även om exempelvis de europeiska tillsynsmyndigheterna i högre utsträckning utgår från en historisk utveckling i någon form¹¹⁴.

Som vi har beskrivit ovan väljer vi att utgå från ett momentant och femårigt tidsperspektiv för exempelvis riskfri ränta och aktiemarknadsriskpremie. Vid skattningen av aktiemarknadsriskpremien är det också ytterst viktigt att beakta den starka kopplingen som finns mellan aktiemarknadsriskpremien och riskfri ränta, när aktiemarknadsriskpremien ska skattas. Sambandet är att aktiemarknadsriskpremien härleds från den totala avkastningen som ska minskas med den riskfria räntan för att en korrekt nivå på aktiemarknadsriskpremien ska erhållas. Rörelserna i dessa parametrar gör att avkastningskravet kan beräknas felaktigt om antagandet för aktiemarknadsriskpremien inte stämmer överens med antagandet för den riskfria räntan.

I det momentana tidsperspektivet för den riskfria räntan är det rimligt att även skatta aktiemarknadsriskpremien momentant. En sådan aktiemarknadsriskpremie kan härledas från PwC:s senaste riskpremiestudie för år 2020, vilket ger ett värde på 7,70 procent. PwC:s studier är det vanligaste stödet bland marknadsaktörer för att bilda sig en uppfattning om nivån på aktiemarknadsriskpremien på den svenska aktiemarknaden¹¹⁵. Vid skattningen av aktiemarknadsriskpremien, till grund för beräkningen av kalkylräntan som används till att beräkna CONE för referensteknikerna, är det viktigt att den sker mot ett svenskt perspektiv. Att utgå från intervju- och enkätundersökning är även till sin karaktär framåtblickande och momentan då dessa fångar marknadsaktörer aktuella eller framtida förväntningar om avkastning på aktier.¹¹⁶

För det femåriga tidsperspektivet för aktiemarknadsriskpremien har vi valt att utgå från samma totalavkastningskrav, vid en genomsnittlig marknadsrisk (aktiebeta 1,0), som i det momentana tidsperspektivet. Även om nivåerna för riskfri ränta och aktiemarknadsriskpremien har förändrats under de senaste 15 åren har totalavkastningskravet varit relativt stabilt på runt 7,00–8,00 procent.¹¹⁷

¹¹¹ Goetzmann & Ibbotson, 2006; Damodaran, 2009; Oyefeso, 2006.

¹¹² Till exempel baserat på marknadspriser på handlade tillgångar.

¹¹³ Ei R2017:07.

¹¹⁴ Det hänger dock samman med vilken metod de använder för att estimera riskfri ränta och reglermodellerna rent generellt. Se också CEER, 2021.

¹¹⁵ Ei R2017:07.

¹¹⁶ Ei R2017:07.

¹¹⁷ EY, 2017.

I det momentana tidsperspektivet får vi en totalavkastning på 7,66 procent när vi adderar en aktiemarknadsriskpremie om 7,70 procent med en riskfri ränta på -0,04 procent. Utifrån samma totalavkastning (7,66 procent) får vi därmed i det femåriga tidsperspektivet en aktiemarknadsriskpremie på 6,72 procent. Nivån får vi genom att totalavkastning om 7,70 procent subtraheras med en riskfri ränta i det femåriga tidsperspektivet om 0,94 procent.

Från nominell till real kalkylränta

Av ACER:s rekommendation för beräkningen av kalkylränta för referenstekniker framgår det att den ska uttryckas som real före skatt. Den beräknade kalkylräntan behöver därför konverteras från nominell efter skatt till real före skatt.

Konverteringen ska enligt ACER ske med den så kallade standardmetoden.

Standardmetoden är en vedertagen och vanligt förekommande metod bland europeiska tillsynsmyndigheter för att konvertera avkastningskrav från nominellt efter skatt till real före skatt. Formeln som används i standardmetoden framgår nedan, där T är lika med skattesats och I är lika med inflationsförväntning.

$WACC \text{ nominell före skatt} = WACC \text{ nominell efter skatt} / (1 - T).$

$(1 + WACC \text{ real före skatt}) = (1 + WACC \text{ nominell före skatt}) / (1 + I)$

Mot bakgrund av att ACER:s ramverk anger att standardmetoden ska användas och att den är vedertagen och vanligt förekommande väljer vi att använda den i konverteringen. För att använda metoden behöver vi bestämma en skattesats och inflationsförväntning.

Som skattesats har vi valt den nu gällande svenska bolagsskattesatsen om 20,60 procent, vilket överensstämmer med ACER:s ramverk.

Inflation betyder att den allmänna prisnivån i samhället stiger. Det mest kända måttet på inflation i Sverige är förändringen i konsumentprisindex (KPI). Med KPI vägs prisförändringar på en korg av olika varor och tjänster samman. En vara eller tjänst som det köps mycket av och har en hög omsättning får ett större genomslag på KPI än en vara som det köps lite av. Vid denna beräkning tas också hänsyn till kvalitetsförbättringar, vilket räknas bort från dessa prisförändringar. Ett annat vanligt mått på inflation är förändringen i konsumentprisindex med fast bostadsränta (KPIF), som visar samma prisutveckling som KPI men utan de direkta effekterna av en ändrad penningpolitik. Riksbankens penningpolitik påverkar nämligen KPI genom ändrade räntesatser på hushållens bostadslån och kan leda till en missvisande bild beroende på sammanhang. Ett mått som KPIF brukar även kallas för underliggande inflation, vilket bör vara det som ska fångas upp av denna parameter.¹¹⁸

¹¹⁸ Ei R2017:07; Riksbankens webbplats; SCB:s webbplats, a.

För inflationsförväntningen utgår vi från ett momentant och femårigt tidsperspektiv. Som momentan nivå utgår vi från KPIF som gällde i genomsnitt under 2020 i Sverige, det vill säga cirka 0,50 procent¹¹⁹. För det femåriga tidsperspektivet utgår vi från genomsnittet av Konjunkturinstitutets femåriga prognos från december 2020 för KPIF, vilket ger värde på 1,72 procent.

Kalkylränta för referenstekniker i Sverige

Resultatet från våra bedömningar av de enskilda parametrarna för kalkylräntan presenteras i Tabell 2 nedan. Den kalkylränta vi har valt att utgå ifrån, för samtliga referenstekniker, baseras på ett oviktat genomsnitt av dessa kalkylräntor vilket är 5,25 procent.

För att reflektera de osäkerheter som finns i beräkningen av kalkylränta har vi, i enlighet med ACER:s metod, valt att tillämpa ett osäkerhetsintervall. Intervallet bedömer vi till 4,20–6,38 procent och grundas på vår beräknings max- och minimipunkter för att på så sätt inkludera samtliga tänkta observationer i vårt urval.

Tabell 2 Kalkylräntor för olika industrisegment och tidsperspektiv samt Sveriges använda kalkylränta

Parameter och beräkningsutfall	Power	Green & Renewable Energy	Power	Green & Renewable Energy
	Momentant	Momentant	5-årigt framåtblickande	5-årigt framåtblickande
Skattesats	20,60 %	20,60 %	20,60 %	20,60 %
Kvot mellan lånat och eget kapital	40/60	28/72	40/60	28/72
Aktiebeta	0,83	0,90	0,83	0,90
Risfri ränta	-0,04 %	-0,04 %	0,94 %	0,94 %
Aktiemarknadsriskpremie	7,70 %	7,70 %	6,72 %	6,72 %
Kostnad för eget kapital	6,34 %	6,88 %	6,51 %	6,98 %
Kreditriskpremie	1,76 %	2,42 %	1,76 %	2,42 %
Kostnad för lånat kapital före skatt	1,72 %	2,38 %	2,70 %	3,36 %
Kostnad för lånat kapital efter skatt	1,37 %	1,89 %	2,14 %	2,67 %
Nominell kalkylränta efter skatt	4,35 %	5,49 %	4,76 %	5,77 %
Inflationsförväntning	0,50 %	0,50 %	1,72 %	1,72 %
Real kalkylränta före skatt	4,95 %	6,38 %	4,20 %	5,46 %
Real kalkylränta före skatt, oviktat medelvärde		5,25 %		

¹¹⁹ SCB:s webbplats, b.

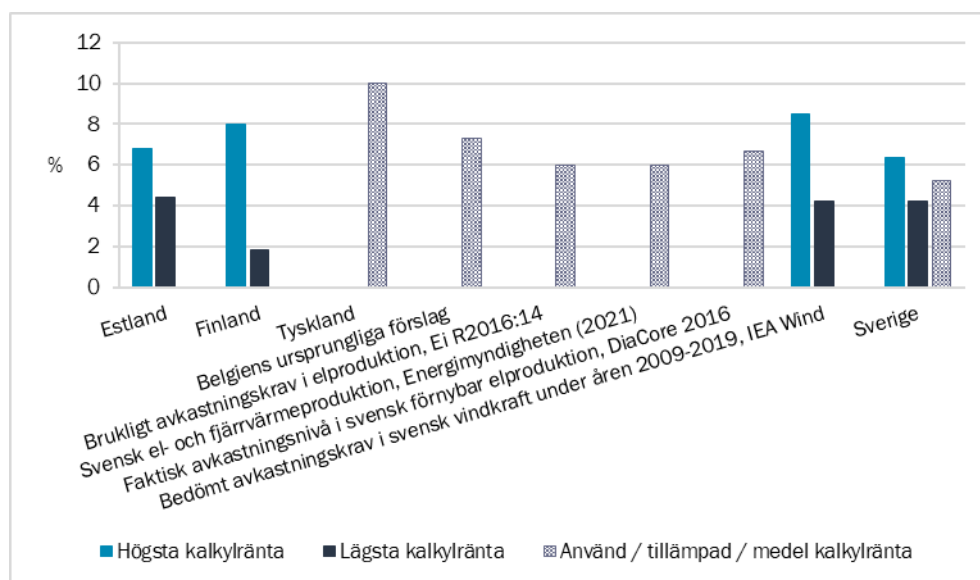
Sveriges kalkylränta för referenstekniker är i paritet med andra länders och tidigare studier inom området

Det är även betydelsefullt att jämföra Sveriges nivå av kalkylränta med andra länders tillsynsmyndigheters bedömningar och liknande studier av nivån på kalkylränta i investeringar i svensk elproduktion. Vi har valt ut några sådana jämförelseobjekt vilket presenteras i Figur 3.

Det ska dock framhållas att det är svårt att göra en helt rimlig jämförelse. Det beror på att de olika EU-ländernas kalkylräntor fortfarande beräknas och att länderna har gjort olika bedömningar om delar i beräkningen av tillförlitlighetsnorm¹²⁰ vilket påverkar nivån av kalkylränta och efterföljande beräkningar. Dessutom är våra utvalda studier i huvudsak baserade på de marknadsförutsättningar¹²¹ som rådde då, mestadels omkring 2016, vilket skiljer sig mot vad som är fallet i dag. Att det är viktigt att beakta aktuella marknadsförutsättningar i så hög grad som möjligt kan illustreras av Figur 4 som visar att bedömt avkastningskrav i svenska vindkraftverk nästan halverats från 2009 till 2019.

Sammantaget visar Figur 3 och Figur 4 att Sveriges nivå på kalkylränta är i paritet med några andra länders preliminära bedömningar och tidigare liknande studier om nivån på kalkylränta i investeringar i svensk elproduktion.

Figur 3 Några andra nationella tillsynsmyndigheters preliminära bedömningar om real kalkylränta före skatt för referenstekniker som en del i arbetet med att fastställa tillförlitlighetsnorm samt andra referenser för kalkylränta i investeringar i elproduktion.

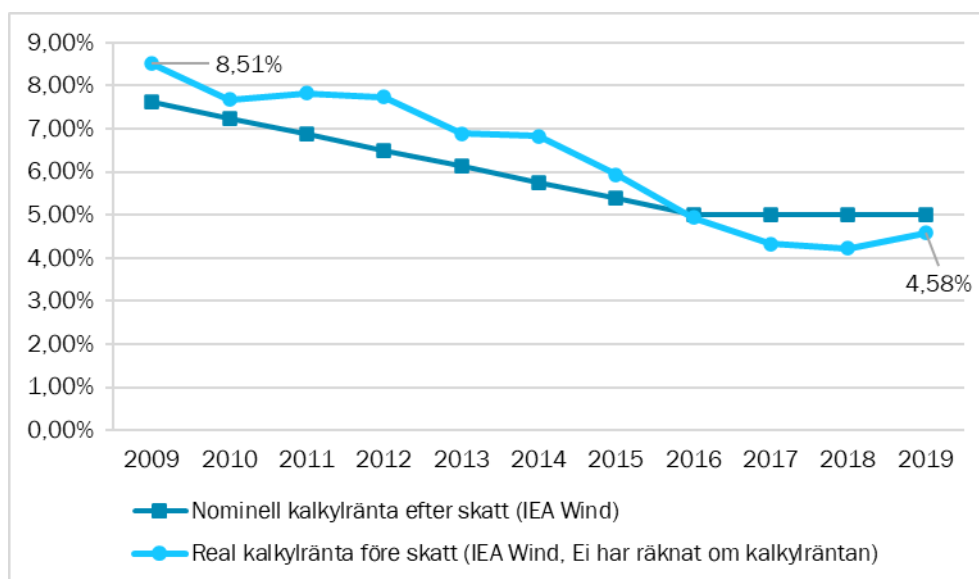


Källa. Underhandskontakter med nationella tillsynsmyndigheter i Estland, Finland, Tyskland och Belgien. Studier om kalkylränta i investeringar elproduktion är Ei R2016:14, Energimyndigheten (2021), DiaCore (2016) och IEA Wind, se referenslista. Ei har även bearbetat en del av de data som presenteras, framförallt omvandlat kalkylräntan från nominell efter skatt till real före skatt.

¹²⁰ Med olika bedömningar om delar i beräkningen av tillförlitlighetsnormen menas exempelvis olika referenstekniker, bedömd livslängd och tillhörande kostnader, marknadsdata samt tidsperspektiv och bolagsskattesats för kalkylränta.

¹²¹ Med marknadsförutsättningar menas exempelvis aktuella räntenivåer, bolagsskattesatser och villkor för att anskaffa kapital.

Figur 4 Genomsnittligt avkastningskrav för investeringar i svenska vindkraftverk på land med en installerad effekt på minst 1 MW¹²² och som varit anslutet till elnätet under minst ett helt år under åren 2009–2019.



Källa. IEA Wind som årligen intervjuat svenska vindkraftsutvecklare. Ei har räknat om kalkylräntan från nominell efter skatt till real före skatt. Omräkningen är gjord med standardmetoden, årsmedel för KPIF från SCB:s webbplats (b) och årlig svensk bolagsskattesats.

Referenser för bilaga 5

Brealey, R., Myers, S., & Allen, F. (2011). *Principles of Corporate Finance*. Global edition, 10:e uppl. McGraw Hill.

Bruner, R.F., Eades, K.M., Harris R.S, Higgins R.C. (1998). *Best Practices in Estimating the Cost of Capital: Survey and Synthesis*. Financial Practice and Education, Spring I Summer.

CEER. (2021). *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2020*. Ref. C20-IRB-54-03.

Ei (Energimarknadsinspektionen). (2016). *Ökad andel variabel elproduktion. Effekter på priser och producenters investeringsincitament*. Ei R2016:14.

Ei (Energimarknadsinspektionen). (2017). *Nya regler för elnätsföretagen inför perioden 2020–2023*. Ei R2017:07.

Energimyndigheten. (2021). *Scenarier över Sveriges energisystem 2020*. ER 2021:06.

Energimyndighetens webbplats.

<http://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/marknadsstatistik/>. Hämtad den 22 mars 2021.

¹²² I Sverige finns det omkring 3 300 enskilda vindkraftverk på land med en installerad effekt på minst 1 MW och som var godkända för tilldelning av elcertifikat per den 22 mars 2021 (Energimyndighetens webbplats).

EY. (2017). *Energimarknadsinspektionen: Regulatorisk kalkylränta – en teoretisk översikt*. 10 augusti 2017.

Damodarans webbplats. <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. Hämtad den 5 mars 2021.

Damodaran, A. (2009). *Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – A Post-Crisis Update*. Stern School of Business.

DiaCore. (2016). *The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies*.

IEA Winds webbplats. <https://community.ieawind.org/task26/dataviewer>. Hämtad den 11 mars 2021.

Finansinspektionen. (2019). *FI-analys. Svenska riskpremier och penningpolitik*. Nr 18. Den 16 september 2019.

Goetzmann, W.N. & Ibbotson, R.G. (2006). *History and the Equity Risk Premium*. Yale ICF Working Paper No. 05-04.

Koller, T., Goedhart, M. & Wessels, D. (2010). *Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies*. University Edition. 5:e versionen.

Oyefeso, O. (2006). *Would There Ever Be Consensus Value and Source of the Equity Risk Premium? A Review of the Extant Literature*. International Journal of Theoretical and Applied Finance Vol. 9, No. 2, p. 199-215.

PTS (Post- och telestyrelsen). (2016). *Samråd om kalkylräntan för mobila nät – uppdatering 2016*. Rapportnummer PTS-ER-2016:5.

Riksbankens webbplats.

<https://www.riksbank.se/sv/penningpolitik/inflationsmalet/hur-mats-inflation/>. Hämtad den 22 januari 2021.

SCB:s webbplats (a) (Statistiska centralbyrån). <https://www.scb.se/om-scb/nyheter-och-pressmeddelanden/kpi-och-kpif-tva-olika-inflationsmatt/>. Hämtad den 22 januari 2021.

SCB:s webbplats (b) (Statistiska centralbyrån). <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/priser-och-konsumtion/konsumentprisindex/konsumentprisindex-kpi/pong/tabell-och-diagram/konsumentprisindex-med-fast-ranta-kpif-och-kpif-xe/inflationstakten-enligt-kpi-och-kpif/>. Hämtad den 12 mars 2021.

The Independent Regulators Group (IRG). (2007). *Regulatory Accounting, Principles of Implementation and Best Practice for WACC calculation*.

Bilaga 6 Osäkerheter och hur de påverkar resultatet

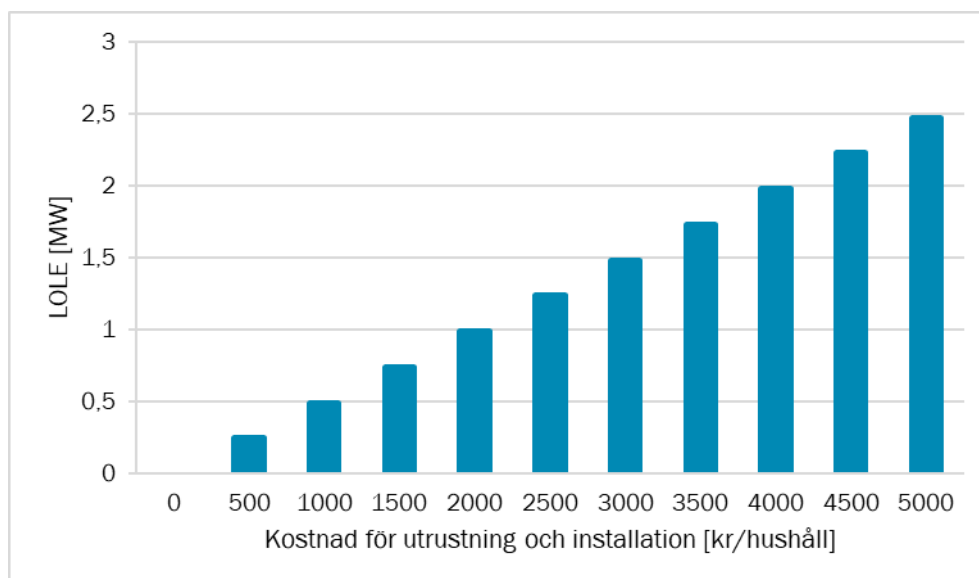
I denna bilaga presenteras känslighetsanalyser som visar hur stor påverkan olika val i beräkningen av CONE har på det slutliga resultatet för tillförlitlighetsnormen.

Fasta kostnader

Den beräknade investeringsutgiften får betydelse för beräkning av kapitalkostnaden för en referensteknik. Investeringsutgiftens storlek beror på den tekniska specifikationen, till exempel skiljer sig investeringsutgiften per MW åt för en gasturbin beroende på turbinens storlek. Kapitalkostnaden är alltså beroende på den installerade effekten i dessa fall.

Enligt beskrivningen i rapportens kapitel 4.4.1 har ett viktat medelvärde per hushållseffekt för uppvärmning använts tillsammans med kostnaden 2 000 kr per hushåll för att beräkna investeringsutgiften för efterfrågefleksibilitet för hushållsuppvärmning. Denna kostnad är skattad och har en stor påverkan på resultatet för tillförlitlighetsnormen då den föreslagna tillförlitlighetsnormen baseras på denna teknik.

Figur 1 Påverkan från kostnader för utrustning och installation av styrutrustning för efterfrågefleksibilitet



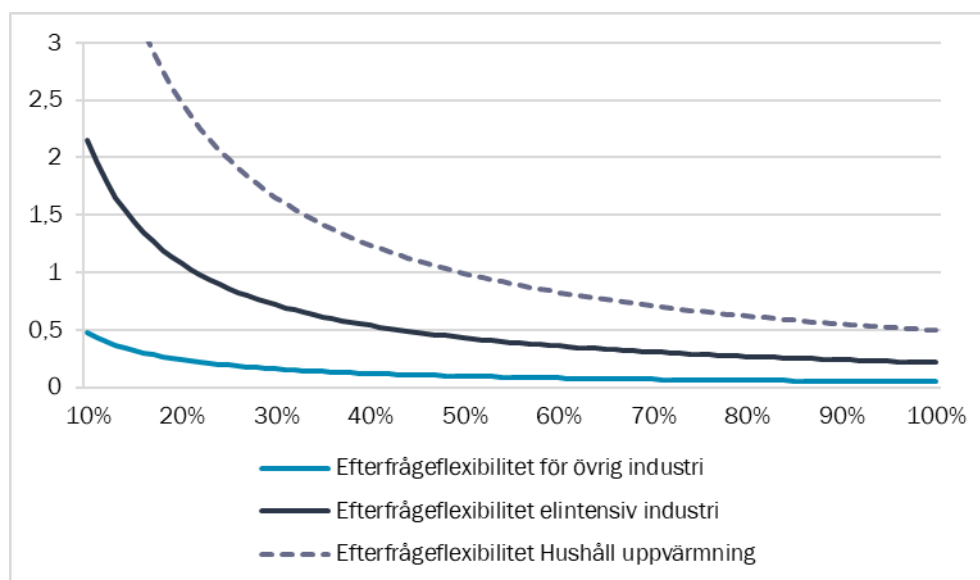
Kapacitetsfaktorn

Valet av kapacitetsfaktor påverkar tillförlitlighetsnormens värde.

Kapacitetsfaktorns inverkan på LOLE för de olika referensteknikerna för efterfrågefleksibilitet visas i Figur 2. Valet av kapacitetsfaktor kan också påverka om tekniker räcker till för att fylla kapacitetsbehovet. Minsta kapacitetsbehovet för

tillförlitlighetsnormen är 1 750 MW och om kapacitetsfaktorn är lägre än 32 procent kommer inte efterfrågeflexibilitet för hushållsuppvärmning, tillsammans med alternativen för efterfrågeflexibilitet för industrier, räcka till för att täcka kapacitetsbehovet. I sådana fall skulle tillförlitlighetsnormen sättas efter referenstekniken gasturbin enkel cykel 300MW med ett gränsvärde för LOLE på 2,5 timmar.

Figur 2 Kapacitetsfaktorns påverkan på LOLE



Som framgår i Bilaga 5 har två olika storlekar på gasturbiner valts ut och analyserats, 300 MW och 150 MW. Analysen visar att LOLE varierar mellan 2,5 och 3,1 timmar beroende på vald storlek, där en större turbin ger ett lägre LOLE-värde. Som jämförelse, vid val av en annan datakälla (Elforsk 2014)¹²³ blir LOLE istället 6,3 timmar för en 150 MW gasturbin. Ei:s val av beräknad investeringsutgift per referensteknik får alltså genomslag på LOLE. Detta är en anledning till att en teknisk specifikation behöver tas fram per referensteknik. Det är också en viktig anledning till att en teknik ska ha verifierbara kostnader för att klassas som standardteknik (och därmed referensteknik). Trots att Ei har konstaterat att gasturbiner uppfyller kravet för att klassas som referensteknik har en uppskattning av investeringsutgiften för de två gasturbinsstorlekarna fått göras.

Även om LOLE-värdena för gasturbiner varierar beroende på turbinens storlek och vilken källa som används som underlag till beräkningarna, så är det lägsta LOLE-värdet som Ei beräknat för gasturbiner högre än LOLE-värdet för efterfrågeflexibilitet i hushåll med en marginal på 1,5 timmar. Det innebär att även om gasturbinernas storlek och de olika datakällorna har en påverkan på LOLE-

¹²³ Elforsk 2014, El från nya och framtida anläggningar 2014 Elforsk rapport 14:40. Tillgänglig: <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/19919/el-fran-nya-och-framtida-anlaggningar-2014-elforskrappport-2014-40.pdf>.

värden för tekniken, förväntas det inte avgöra vilken referensteknik som sätter målvärdet för LOLE och därmed det slutliga resultatet för tillförlitlighetsnormen.

Rörliga kostnader

En känslighetsanalys av de rörliga kostnaderna visar att förändringar i kostnaderna i de flesta fall endast har en marginell påverkan på tillförlitlighetsnormen, under förutsättning att $CONE_{rörlig}$ är marginell i jämförelse med beräknad VoLL. VoLL uppgår till 82 520 kr/MWh och $CONE_{rörlig}$ för respektive referensteknik visas i rapportens Tabell 11 i avsnitt 4.6. I samtliga fall får osäkerheter i rörliga kostnader marginell påverkan på resultatet jämfört med påverkan av osäkerheter i fasta kostnader. Detta beror på att beräkningen av LOLE följer Formel 4 i avsnitt 5.1 som medför att ändringar i $CONE_{rörlig}$ får mindre påverkan så länge $CONE_{rörlig}$ är liten i jämförelse med VoLL:

$$LOLE_{RT} = \frac{CONE_{fast}}{VOLL_{TN} - CONE_{rörlig}}$$

I Tabell 1 nedan följer ett antal analyser av hur osäkerheter i de rörliga kostnaderna inom $CONE_{rörlig}$ påverkar resultatet på LOLE för respektive referensteknik. För referensteknikerna efterfrågefleksibilitet visas utfallet för LOLE om referenspriset för aktiveringspriset halveras eller dubblas. För övriga referenstekniker visas utfallet för LOLE om referenspriset för bränslet halveras eller dubblas.

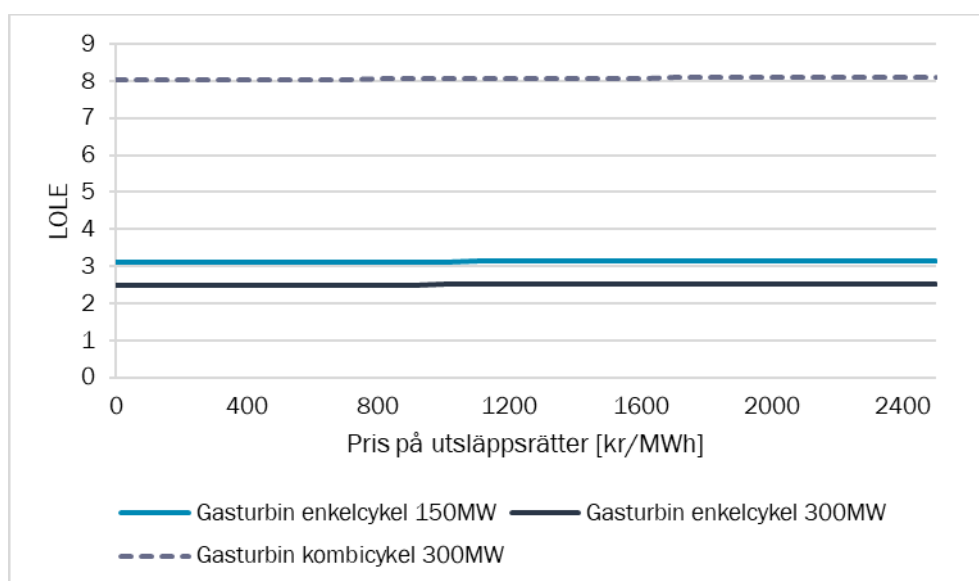
Tabell 1 Osäkerhet för rörliga kostnader

Teknik	Referens	Referenspris [kr/MWh]	LOLE [h]	LOLE vid halvering av referenspriset	LOLE vid dubbling av referenspriset
Efterfrågefleksibilitet övrig industri	Aktiveringspris	3 830	0,10	0,08 (-13%)	0,14 (+43%)
Efterfrågefleksibilitet elintensiv industri	Aktiveringspris	5 030	0,43	0,43 (-0,1%)	0,43 (+0,1 %)
Efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning	Aktiveringspris	2 700	0,99	0,97 (-2%)	1,03 (+3 %)
Gasturbin enkel cykel 300 MW	Naturgaspris	250	2,5	2,5 (-0,3%)	2,5 (+0,7 %)
Gasturbin enkel cykel 150 MW	Naturgaspris	250	3,1	3,1 (-0,3%)	3,1 (+0,7 %)
Gasturbin kombi-cykel 300 MW	Naturgaspris	250	8,0	8,0 (-0,2%)	8,1 (+0,5 %)
Batterilager	Elpris	1 000	14	13 (-0,8%)	14 (+1,6 %)
Kolvmotor	Naturgaspris	250	22	22 (-0,3%)	22 (+0,6 %)
Efterfrågefleksibilitet ventilation i fastigheter	Aktiveringspris	5 400	27	26 (-3%)	29 (+8%)
Kondenskraftverk	Flis	258	55	55 (-0,3%)	55(+0,5 %)

Tabell 1 visar att även mycket stora variationer i aktiveringspris eller bränslepris enbart har en marginell påverkan på LOLE för respektive referensteknik. I de flesta fall är osäkerheten så pass låg att det inte får någon märkbareffekt på resultaten. När det gäller aktiveringspris och elinköpspris för batterilager är nivåerna mycket svårbedömda och kan innehålla större fel, men för bränslekostnader är det mycket osannolikt med extrema förändringar i prisnivåer.

Vi har också undersökt om variationer i kostnaden för utsläppsrätter har effekt på resultatet för tillförlitlighetsnormen. Känslighetsanalysen visar att variationen i kostnaden inte har någon märkbar påverkan på tillförlitlighetsnormen då även mycket stora förändringar i pris ger marginella skillnader i LOLE. Även om priset på utsläppsrätter skulle stiga eller sjunka till mycket höga eller låga nivåer blir påverkan på tillförlitlighetsnormen marginell. Som exempel visas i Figur 3 att förändringar i priset på utsläppsrätter inte ger någon noterbar förändring på LOLE för gasturbiner.

Figur 3 Utsläppsrätters påverkan på LOLE



Sammanvägt avkastningskrav med WACC-metoden

Ei har beräknat ett sammanvägt avkastningskrav (kalkylränta) med WACC-metoden till 5,25 procent för samtliga tekniker med ett osäkerhetsintervall på 4,20–6,38 procent. Nivåerna är här angivna reallt före skatt. Förändringar i vald kalkylränta får en noterbar effekt på LOLE-värdena och kan därmed ha påverkan på värdet av tillförlitlighetsnormen. I Tabell 2 visas påverkan på osäkerheten i kalkylräntan för de olika teknikerna.

Tabell 2 Osäkerhet kalkylränta

Teknik	LOLE kalkylränta 5,25% [h]	LOLE kalkylränta 4,2% [h]	LOLE kalkylränta 6,38% [h]
Efterfrågefleksibilitet övrig industri	0,10	0,09 (-5%)	0,10 (+6%)
Efterfrågefleksibilitet elintensiv industri	0,43	0,41 (-5%)	0,45 (+6%)
Efterfrågefleksibilitet hushållsuppvärmning	0,99	0,94 (-5%)	1,05 (+6%)
Gasturbin - enkel cykel 300 MW	2,5	2,3 (-8%)	2,7 (+9%)
Gasturbin - enkel cykel 150 MW	3,1	2,9 (-8%)	3,4 (+10%)
Gasturbin - kombicykel 300 MW	8,0	7,3 (-9%)	8,9 (+11%)
Batterilager	14	13 (-8%)	15 (+9%)
Kolmotor	22	20 (-9%)	24 (+10%)
Efterfrågefleksibilitet ventilation i fastigheter	27	25 (-5%)	28 (+6%)
Kondenskraftverk	55	50 (-8%)	60(+9%)
Vindkraft	140	123 (-12%)	159 (+14%)

Slutsats av känslighetsanalyser

Känslighetsanalysen visar att osäkerheter i investeringsutgifter, fasta kostnader och kapacitetsfaktorn har betydligt större påverkan på resultatet än vad osäkerheter i beräkningen av de rörliga kostnaderna har. Stora variationer i rörliga kostnader har endast liten påverkan på tillförlitlighetsnormen. Även med mycket stora variationer i de rörliga kostnaderna kommer LOLE-värdena för respektive referensteknik eller tillförlitlighetsnormen inte förändras nämnvärt. Osäkerheter i kapacitetsfaktorn eller investeringsutgiften för den referensteknik som sätter tillförlitlighetsnormen kan dock ge stor påverkan på resultatet. Även osäkerheterna i beräkningarna av kalkylränta kan ha en viss påverkan på resultatet av tillförlitlighetsnormen.

