

Varför är elpriserna (ibland) så höga?

Om prisbildningen på elmarknaden – med en utblick mot 2035

RAPPORT 2026:1219



Varför är elpriserna (ibland) så höga?

Om prisbildningen på elmarknaden – med en utblick mot 2035

Lars Bergman
Handelshögskolan Stockholm

ISBN 978-91-89917-62-0 | © Energiforsk oktober 2026
Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30
E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Innehållsförteckning

Förord	5
Summering	6
Summary in English	8
1. Inledning.....	10
1.1 Syfte	10
1.2 Skillnader mot andra studier inom Nepp	10
1.3 Disposition	11
2. Utgångsläget 2025.....	11
2.1 Produktion och nettoexport	11
2.2 Utvikning: Hur bestäms exporten av el	12
2.3 Effektbalansen	13
2.4 Användning.....	15
2.5 Sammanfattning av utgångsläget inför det närmaste decenniet	16
3. Produktionskapacitetens utveckling fram till 2035	17
3.1 Kärnkraft	19
3.2 Vattenkraft.....	19
3.3 Kraftvärme	19
3.4 Vindkraft	20
3.5 Solkraft	20
3.6 Installerad effekt fram till 2035	21
4. Efterfrågeutvecklingen fram till 2035	22
4.1 Priset på el och efterfrågan på el.....	23
4.2 Ansökningar om nya anslutningar till stamnätet	23
4.3 Industrin.....	25
4.4 Datacentraler	26
4.5 Transporter	26
4.6 Slutsatser om utvecklingen på efterfrågesidan	28
4.7 Utländsk efterfrågan.....	28
5. "Elpriset" och prisbildningen på elmarknaden.....	30
5.1 "Elpriset" i denna studie	30
5.2 Hur har elpriserna utvecklats	31
5.3 Prisbildningen på elmarknaden	32
5.4 Elpriser på kort sikt och på lång sikt	35
5.5 Prisbildningen på elmarknaden i ett samhällsekonomiskt perspektiv	35
6. Vindförhållanden och elpriser	37
6.1 Prisbildningens logik under olika vindförhållanden	37
Fall 1: Kraftig vind.....	38
Fall 2: Svag vind.....	39
6.2 Slutsatser av de två hypotetiska fallen	39

7. Integration och elpriser	39
Fall 1: En "elektrisk ö"	40
Fall 2: En helt integrerad flernationell elmarknad	40
8. Elprisernas utveckling fram till 2035	41
8.1 Giltiga slutsatser från Fall 1.....	41
8.2 Koppling till kontinentala elpriser	42
9. Varför är elpriserna som de är och vad kan man göra åt det?	43
9.1 Behöver prisbildningen på elmarknaden reformeras?	44
9.2 En utblick mot tiden efter 2035.....	45

Förord

Elprisernas nivå och utveckling har stor ekonomisk betydelse. Kortsiktigt påverkar de kraftföretagens intäkter och hushållens och det övriga näringslivets kostnader. Förväntningar om elprisernas utveckling på längre sikt påverkar beslut om investeringar i nya kraftverk och elkrävande anläggningar. Bland de faktorer som bestämmer elpriserna finns de olika kraftföretagens produktionskapacitet och beståndet av elkrävande anläggningar och elkrävande fordon. Men en mycket viktig faktor i sammanhanget är själva prisbildningen på elmarknaden och kopplingen mellan den svenska och en rad europeiska elmarknader.

I denna studie analyseras prisbildningen på den svenska elmarknaden och hur denna är relaterad till elpriserna i angränsande länder. Ett syfte är att bidra till ökade kunskaper om hur elpriserna bestäms. Ett annat är att göra en bedömning av hur de svenska elpriserna i stora drag kommer att utvecklas under åren fram mot 2035.

Många personer har på olika sätt bidragit vid framtagandet av med denna rapport. Ett särskilt tack till Jan Strömbergsson vid Skellefteå Kraft som generöst delat med sig av sina kunskaper om budgivning och budgivningsstrategier vid handel med el. Likaså ett stort tack till Bo Diczfalusy vid Bodiz Consulting, Per Kågeson, Stefan Montin vid Energiforsk och Thomas Tangerås vid IFN och Mälardalens Högskola som lämnat värdefulla synpunkter på tidigare versioner av rapporten. Anton Johansson vid Green Power Sweden, Johan Bruce vid SKGS, Anna Jäderström vid Svenska kraftnät, Ebba Löfblad och Thomas Unger vid Profu har alla bidragit med viktiga data. Dock är det författaren ensam som i alla avseenden ansvarar för rapportens innehåll.

Summering

Syfte

Under senare år har elpriset emellanåt legat på historiskt höga nivåer. Men varför är elpriset stundtals så högt? Den vind som driver vindkraftverken och det vatten som driver vattenkraftverken är ju gratis! Och varför skiljer sig elpriset så mycket mellan landets olika delar? Det enkla svaret är att elpriset inte bestäms av kostnaden att producera el utan av förhållandet mellan utbud och efterfrågan på den "relevanta" elmarknaden. Det något mer komplicerade svaret har att göra med vad som är den "relevanta" elmarknaden och hur utbud och efterfrågan på denna bestäms. Samt hur kostnaderna att producera el ändå kommer in i bilden.

Syftet med denna studie, som ingår i forskningsprogrammet Nepp, är att presentera och diskutera detta mer komplicerade svar och att med detta som grund bedöma hur de elpriser som svenska hushåll och företag betalar kommer att utvecklas under det kommande decenniet. Målet är att bidra till ökad kunskap om hur elmarknaden fungerar och varför elpriserna är som de är och blir som de blir.

Nya förutsättningar

Två förhållanden som vuxit fram under det senaste decenniet har skapat nya förutsättningar för prisbildningen på elmarknaden. Det ena är att en hög andel av den el som produceras i Sverige numera kommer från väderberoende vindkraft och i någon mån från lika väderberoende solkraft. Det andra är att den svenska elmarknaden numera i hög grad är integrerad med elmarknaderna i stora delar av Europa. Priset på el i Sverige beror därför numera på hur mycket som det blåser i Sverige och angränsande länder och de priser som bestäms på ett flertal elmarknader i runt om i Europa.

Utbud och efterfrågan i Sverige

Trots att den svenska elmarknaden i allt högre grad är integrerad med elmarknaderna i stora delar av Europa spelar den svenska kraftindustrins produktionskapacitet och svenska hushålls och företags efterfrågan fortfarande stor roll för de svenska elpriserna. En genomgång av befintliga investeringsplaner och ledtider vid investeringar i ny elproduktion tyder på att den tillgängliga kapaciteten i det svenska elproduktionssystemet kommer att växa med ca. 10 procent fram till 2035. Utvecklingen på efterfrågesidan kommer troligen att vara snabbare men inte tillräckligt snabb för att absorbera hela det kapacitetsöverskott i energitermer (TWh) som för närvarande (2026) finns i det svenska elproduktionssystemet. Slutsatsen är därför att de svenska elpriserna kommer att uppvisa en långsamt stigande trend fram till 2035 samtidigt som nettoexporten av el kommer att gradvis minska men inte helt upphöra.

Ett nytt sätt att tänka

De förändringar som skett på elmarknaden gör att man måste tänka på ett nytt sätt om vad som bestämmer elpriset. En del av den etablerade synen är att marknadspriset på el reflekterar den rörliga kostnaden i det "marginella" kraftslaget, d.v.s. det kraftslag som måste tas i bruk för att tillgodose efterfrågan. En annan del är att elprisets kortsiktiga variationer beror på variationer i efterfrågan på el.

Dessa "sanningar" gäller inte längre. Det finns inte längre någon uppenbar koppling mellan priset på el och kostnaden att producera el. I stället är det väderbetingade variationer i utbudet av el och kopplingen till de kontinentala elpriserna som tillsammans med nätbegränsningar mellan de olika elområdena som i huvudsak bestämmer de svenska elpriserna. Dessa kommer att av allt att döma variera mellan mycket låga och mycket höga nivåer. Det betyder att hushåll och företag måste ta ställning till om och i så fall hur man ska gardera sig mot elprisets volatilitet.

Elprisutvecklingen

Rapportens slutsatser om elprisutvecklingen prisutvecklingen kan sammanfattas i följande fyra punkter:

1. Det genomsnittliga elpriset i Sverige kommer sannolikt att stiga, men det sker relativt långsamt.
2. Elprisernas volatilitet blir minst lika viktig som de genomsnittliga elpriserna.
3. Prisskillnaden mellan norra och södra Sverige kommer troligen att minska.
4. Elpriserna i Sverige kommer att fortsatt vara starkt beroende av elpriserna i resten av Europa.

Summary in English

Purpose

In recent years, the price of electricity has occasionally been at historically high levels. But why is the price of electricity sometimes so high? The wind that powers the wind turbines and the water that powers the hydropower plants are free! And why does the price of electricity differ so much between the different parts of the country? The simple answer is that the price of electricity is not determined by the cost of producing electricity, but by the relationship between supply and demand in the "relevant" electricity market. The somewhat more complicated answer has to do with what is the "relevant" electricity market and how supply and demand in this market are determined. And how the costs of producing electricity still come into the picture.

The purpose of this study, which is part of the research program Nepp, is to present and discuss this more complicated answer and to assess how the electricity prices paid by Swedish households and companies will develop over the next decade. The goal is to contribute to increased knowledge about how the electricity market works and why electricity prices are the way they are and will be what way they will be.

New conditions

Two conditions that have emerged over the past decade have created new conditions for price formation in the electricity market. One is that a high proportion of the electricity produced in Sweden now comes from weather-dependent wind power and to some extent from equally weather-dependent solar power. The second is that the Swedish electricity market is now largely integrated with the electricity markets in large parts of Europe. The price of electricity in Sweden therefore now depends on how windy it is in Sweden and neighboring countries and on what prices are determined in several electricity markets around Europe.

Supply and demand in Sweden

Even though the Swedish electricity market is increasingly integrated with the electricity markets in large parts of Europe, the Swedish power industry's production capacity and the demand of Swedish households and companies still play a major role in determining Swedish electricity prices. A review of existing investment plans and lead times for investments in new electricity production indicates that the available capacity in the Swedish electricity production system will grow by approx. 10 percent by 2035. The development on the demand side will probably be faster but not fast enough to absorb the entire capacity surplus in energy terms (TWh) that currently (2026) exists in the Swedish electricity production system. The conclusion is therefore that Swedish electricity prices will show a slowly rising trend until 2035, while net exports of electricity will gradually decrease but not completely cease.

A new way of thinking

The changes that have taken place in the electricity market mean that one must think in a new way about what determines the electricity price. Part of the established view is that the market price of electricity reflects the variable cost of the "marginal" type of power, i.e. the type of power plant that must be put into use to meet demand. Another part is that the short-term variations in the price of electricity are due to short-term variations in the demand for electricity.

These "truths" no longer apply. There is no longer any obvious link between the price of electricity and the cost of producing electricity; instead, it is weather-related variations in the supply of electricity and the link to continental electricity prices that, together with grid constraints between the different bidding areas, mainly determine Swedish electricity prices. These will apparently vary between very low and very high levels. This means that households and companies must decide whether and, if so, how to hedge against the volatility of the electricity price.

Electricity price development

The report's conclusions on the development of electricity prices can be summarized in the following four points:

1. The average price of electricity in Sweden is likely to rise, but it is happening relatively slowly.
2. The volatility of electricity prices will be at least as important as the average electricity prices.
3. The price difference between northern and southern Sweden will probably decrease.
4. Electricity prices in Sweden will continue to be highly dependent on electricity prices in the rest of Europe.

1. Inledning

1.1 Syfte

Under senare år har elpriset emellanåt legat på historiskt höga nivåer. Men varför är elpriset stundtals så högt? Den vind som driver vindkraftverken och det vatten som driver vattenkraftverken är ju gratis! Och varför skiljer sig elpriset så mycket mellan landets olika delar? Det enkla svaret är att elpriset inte bestäms av kostnaden att producera el utan av förhållandet mellan utbud och efterfrågan på den "relevanta" elmarknaden. Det något mer komplicerade svaret har att göra med vad som är den "relevanta" elmarknaden och hur utbud och efterfrågan på denna marknad bestäms. Samt hur kostnaderna att producera el ändå kommer in i bilden.

Syftet med denna studie, som ingår i forskningsprogrammet Nepp, är att presentera och diskutera detta mer komplicerade svar och att med detta som grund bedöma hur de elpriser som svenska hushåll och företag betalar kommer att utvecklas under det kommande decenniet. Målet är att bidra till ökad kunskap om hur elmarknaden fungerar och varför elpriserna är som de är och blir som de blir.

Studien vänder sig till politiker och personer som är verksamma inom myndigheter, företag och intresseorganisationer inom energiområdet. Men också till media och en energiintresserad allmänhet. Förhoppningsvis kan även experter på elsystem och elmarknader finna något av värde i rapporten, men de utgör inte den primära målgruppen.

1.2 Skillnader mot andra studier inom Nepp

Varför behövs denna studie? Det har ju gjorts flera studier, inte minst inom Nepp¹, av elsystemets förväntade utveckling fram till 2035 och decennierna därefter. Ett av de resultat som då tagits fram rör elprisernas utveckling. Dock skiljer sig denna studie på två viktiga sätt från de övriga studierna inom Nepp.

Den första rör definitionen av "elpris". I de modellbaserade Nepp-studierna beräknas ett s.k. skuggpris på el. Detta är lika med elsystemets långsiktiga marginalkostnad² vilket är det pris som skulle etableras om det vore perfekt konkurrens på elmarknaden och denna är i långsiktig jämvikt vid en given nivå på efterfrågan.

Ett pris som beräknas på detta sätt säger mycket om elsystemets karaktäristika, men däremot inte så mycket om hur elpriserna *de facto* bestäms. Denna studie tar i stället sin utgångspunkt i handeln med el och det faktum att elpriserna bestäms dag för

¹ Se exempelvis "Så får industrin tillräckligt med el till 2035". NEPP Rapport 2025:1133. Oktober 2025, och "Så får industrin tillräckligt med el till 2045". Energiforsk. Rapport 2026:1199.

² Den långsiktiga marginalkostnaden definieras som den extra kostnad som uppstår när produktionen ökar med en enhet när alla produktionsfaktorer är rörliga.

dag, egentligen kvart för kvart, via budgivning på en organiserad marknadsplats som är kopplad till motsvarande marknadsplatser i en rad andra länder.

Den andra skillnaden är att man i de aktuella Nepp-studierna utgick ifrån hur mycket el som behövs i industrin, transportsektorn och andra delar av ekonomin för att Sveriges klimatpolitiska mål ska kunna nås. Givet detta elbehov har man räknat fram det elproduktionssystem som är kostnadseffektivt. Detta är uppenbarligen ett viktigt underlag för utformningen av den statliga energipolitiken. Men en nog så viktig fråga är vad som faktiskt, önskat eller oönskat, kommer att ske i termer av ökat utbud av och ökad efterfrågan på el fram till 2035³. Det är en av huvudfrågorna i denna studie.

1.3 Disposition

Rapporten har nio kapitel. Kapitel 2 innehåller en kort sammanfattning av utvecklingen på den svenska elmarknaden under det senaste decenniet. I Kapitel 3 diskuteras utvecklingen av det svenska elproduktionssystemets kapacitet under det kommande decenniet, medan motsvarande utveckling på efterfrågesidan diskuteras i Kapitel 4. I de återstående kapitlen 5–9 diskuteras olika aspekter av prisbildningen på den svenska elmarknaden och hur elpriserna kan väntas utvecklas fram till 2035.

2. Utgångsläget 2025

Hur elmarknaden och de svenska elpriserna kommer att utvecklas under det kommande decenniet beror, bland mycket annat, på vad som har skett under det senaste decenniet och tidigare. Därför sammanfattas hur produktionen och användningen av el har utvecklats efter 2015.

2.1 Produktion och nettoexport

Den svenska produktionen av el under det senaste decenniet redovisas i nedanstående Tabell 1. Förutom den samlade elproduktionen redovisas även den del som kommer från vindkraft och solkraft. Därtill redovisas den svenska nettoexporten av el. Det bör nämnas att importen av el genomgående varit mycket liten.

³ Därmed har denna studie likheter med de s.k. korttidsprognoser som Energimyndigheten återkommande gör för utvecklingen av produktion och användning av el i Sverige. Den senaste avser perioden 2025 – 2029. Dessa prognoser avser den mest sannolika utvecklingen av den fysiska produktionen och användningen av el, men de behandlar inte prisutvecklingen. I denna studie är det i stället priserna på el som står i fokus. Dessutom är tidshorisonten 2035, inte 2029.

Tabell 1: Produktion och nettoimport av el 2015–2025. TWh

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Produktion	159,0	152,4	160,4	159,4	165,2	160,5	168,0	169,9	163,0	169,4	167,3
-Vindkraft	16,3	15,5	17,6	16,6	19,8	27,5	27,1	33,1	34,1	40,4	39,0
-Solkraft	0,1	0,1	0,1	0,3	0,5	0,8	1,1	2,0	3,1	3,1	4,4
Nettoexport	22,6	11,7	19,0	17,2	26,2	25,0	25,6	33,2	28,5	33,4	33,4

Källa: Energimyndighetens statistikdatabas.

Som framgår av tabellen har vindkraftsproduktionen vuxit under hela perioden, från en andel på ca 10 procent till ca 25 procent av den samlade produktionen. Ökningen har varit särskilt snabb efter stängningen av kärnkraftsreaktorerna Ringhals 1 och Ringhals 2. Parallellt med den ökade vindkraftsproduktionen har nettoexporten av el vuxit och under de senaste åren varit nästan lika stor som den samlade vindkraftsproduktionen.

Växande nettoexport är liktydigt med ett växande kapacitetsöverskott räknat i energitermer (TWh) i förhållande till den inhemska efterfrågan. Den svenska elenergibalansen uppvisar alltså ett stort överskott. Som kommenteras längre fram i rapporten har utvecklingen i effekttermer (MW) däremot gått i motsatt riktning. Resultatet är att Sverige nu (2026) enligt Svenska kraftnäts bedömning har ett mindre men över tid växande effektunderskott.

2.2 Utvikning: Hur bestäms exporten av el

Exporten av el beror inte på att svenska elproducenter, liksom producenter av t.ex. personbilar, bestämmer sig för att sälja en viss del av sin produktion på utländska marknader. Det som sker är i stället att alla sälj- och köpbud som lagts av aktörer på tolv europeiska dagen-före marknader (se Tabell 2) matas in i en dator och hanteras av en algoritm som heter Euphemia. På basis av de lagda buden och kapaciteten i överföringsförbindelserna mellan och inom de olika nationella elmarknaderna bestäms där vilka köp- och säljbud som ska accepteras för att den samlade kostnaden ska bli så låg som möjligt.

Resultatet är en plan för produktion och användning av el som bland annat definierar hur mycket el som ska produceras i de olika länderna och hur den producerade elen ska flöda inom och mellan de olika nationella elmarknaderna. Samtidigt bestäms vilka priser som ska gälla på var och en av dessa marknader.

Vissa länder kommer då vara nettoimportörer medan andra är nettoexportörer. Sverige har under det senaste decenniet varit en betydande nettoexportör. Det beror på att det i Sverige kan produceras en stor mängd el som kan bjudas ut till ett lägre pris än vad kraftföretagen kan i många andra länder.

Tabell 2: Europeiska elbörser vars priser kopplas via Euphemia

Elbörs	Aktörer från
Nord Pool	Sverige, Norge, Finland, Danmark, Lettland, Litauen
EPEX SPOT	Frankrike, Tyskland, Schweiz, Belgien, Nederländerna, UK, Österrike
GME	Italien
OMIE	Spanien, Portugal
TGE	Polen
OPCOM	Rumänien
HEnEX	Grekland
HUPX	Ungern
OKTE	Slovakien
OTE	Tjeckien
BSP Southpool	Slovenien
CROPEX	Kroatien

2.3 Effektbalansen

Elsystemets effektbalans (MW) spelar en viktig roll för prisbildningen på elmarknaden. I

Tabell 3 redovisas den installerade och tillgängliga⁴ effekten (under "normalår") i det svenska elproduktionssystemet 2025. Den under året maximala efterfrågan på effekt (MW) uppgår för närvarande (2026) till ca 25 000 MW. Det betyder att den tillgängliga effekten i stort sett är tillräcklig under normalår men däremot inte under år med ovanligt kalla vintrar. Dessa brukar kallas "tioårsvintrar" respektive "tjugoårsvintrar" beroende på hur ofta som vintrarna är särskilt kalla.

⁴ Med "tillgänglig effekt" avses den installerade effekt som av Svenska kraftnät bedöms vara tillgänglig för produktion under den period då den momentana efterfrågan är som högst.

Tabell 3: Installerad och tillgänglig effekt 2025

	Installerad effekt, MW	Tillgänglig effekt, MW
Vattenkraft	16 300	13 366
Kärnkraft	6 900	6 210 ⁵
Vindkraft	17 000	1 530
Kraftvärme, FV	2 800	2 156
Kraftvärme, industri	1 600	1 232
Solkraft	4 800	0
Summa	49 400	24 494
Gasturbiner	1 500	
Kondens	700	
Summa, totalt	51 600	

Källa: "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport höst 2025".

Som synes är den bedömda tillgängliga effekten mindre än hälften av den installerade effekten. Orsaken är främst vind- och solkraftens låga genomsnittliga tillgänglighet. Dock varierar produktionen i vindkraftverk under året mellan nästan fullt och obetydligt kapacitetsutnyttjande. Gasturbiner och kondenskraft är reservkraft som bara utnyttjas då kapacitetssituationen är ansträngd. Dessa kraftslag ingår i effektbalansen men har liten betydelse för den normala prisbildningen på elmarknaden. De har därför inte tagits med i tabellen.

Emellertid är den installerade effekten mycket ojämnt fördelad mellan de olika elområdena, vilket framgår av Tabell 4. Merparten av vattenkraften och en stor del av vindkraften finns norr (SE 1 och SE 2), medan kärnkraften finns i Mellansverige (SE 3). Den installerade effekten i SE 4 är betydligt lägre än i de övriga elområdena. Som framgår av de två sista raderna i tabellen skiljer sig fördelningen av såväl den totala elanvändningens som industrins andel av denna från den installerade effektens fördelning mellan de fyra elområdena.

⁵ Denna siffra innebär att kärnkraftens tillgänglighet är 90 procent. Det bör nämnas att denna tillgänglighet på grund driftstopp tidvis har varit betydligt lägre.

Tabell 4: Installerad effekt (MW) och andel av elanvändning (procent) per elområde 2025

	SE 1	SE 2	SE 3	SE 4
Vattenkraft	5 198	8 101	2 627	347
Kärnkraft	0	0	6 944	0
Vindkraft	2 983	7 219	4 435	2 373
Kraftvärme, FV	149	232	1 938	456
Kraftvärme, industri	117	529	525	411
Solkraft	41	241	2 273	2 254
Summa	8 500	16 300	18 818	5 807
Andel av installerad effekt	17	33	38	12
Andel av total elanvändning, procent	9	12	62	17
Andel av industrins elanvändning, procent	14	16	56	14

Källa: "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport höst 2025", respektive presentation vid Svenska Energiekonomiska Föreningen av Johan Bruce, SKGS, den 11 maj 2026.

Den geografiska obalansen i elanvändningen leder till att mycket av den el som produceras i norr flödar söderut. Kapaciteten i överföringsförbindelserna mellan elområdena är stora; 3 300 MW mellan SE 1 och SE 2, 7 300 MW mellan SE 2 och SE 3 och 6 200 MW mellan SE 3 och SE 4. Detta till trots är "snitten" mellan elområdena, särskilt mellan SE 2 och SE 3 ofta bindande, vilket är orsaken till att priserna då skiljer sig mellan elområdena. Som visas i Kapitel 5 är det normala mönstret att elpriserna är lägst i SE 1 eller SE 2 och högst i SE 4.

2.4 Användning

Mellan 1990 och 2015 var den årliga elanvändningen, exklusive överföringsförluster, omkring 130 TWh. Som framgår av Tabell 5 har mönstret varit likartat även under decenniet därefter. Med undantag för transportsektorn⁶ finns det alltså ännu inte några tecken på att den kraftiga efterfrågeökning som under några år har förväntats skulle ha inletts.

Det finns många möjliga förklaringar till detta. En är att de mycket höga elpriserna under 2022 pressade ned elanvändningen och att återhämtningen, trots de låga

⁶ Sektorn "Transporter" utgörs av kommersiella transportföretag. Det betyder att användningen av el för att driva de elbilar som ägs av hushåll och övriga delar av näringslivet samt den offentliga sektorn redovisas under sektorerna "Industri" och "Bostäder*".

priserna under 2023 och 2024, ännu inte har kommit i gång. En annan är att de tidigare bedömningarna varit alltför optimistiska när det gäller omfattningen av och takten i den svenska ekonomins elektrifiering. En tredje möjlighet är att de höga framtida användningsnivåerna var "planeringsmål" med oklar innebörd som misstogs för att vara prognoser d.v.s. bedömningar av den mest sannolika utvecklingen.

Tabell 5: Årlig elanvändning per sektor och riket 2015–2025. TWh

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Industri	49,2	49,2	49,8	49,4	48,7	46,7	45,7	44,9	44,4	44,3	44,2
Transporter	2,6	2,7	2,7	2,8	2,9	2,8	3,3	3,7	4,1	4,7	5,3
Bostäder *	70,7	72,8	73,4	73,6	72,2	70,4	76,4	70,7	68,7	69,1	69,3
Fjärrvärme*	4,5	4,7	4,9	4,3	4,1	4,4	4,4	4,2	4,7	7,5	7,4
Förluster	10,4	10,7	11,1	11,0	10,7	10,9	11,8	10,2	9,6	9,4	9,3
Riket brutto	137,4	140,0	141,8	141,1	138,6	135,2	141,6	133,7	131,5	134,9	135,6
Riket netto	127,0	129,6	130,7	130,1	127,9	124,3	129,8	123,5	121,9	125,5	126,3

Källa: Energimyndighetens statistikdatabas. Sektorn Bostäder* omfattar även Service, medan sektorn Fjärrvärme* även omfattar Raffinaderier.

2.5 Sammanfattning av utgångsläget inför det närmaste decenniet

Utgångsläget för utvecklingen på den svenska elmarknaden under kommande decenniet kan mot bakgrund av ovanstående sammanfattas i tre punkter:

- Elproduktionssystemet har ett betydande kapacitetsöverskott i energitermer i förhållande till den inhemska efterfrågan, men också ett växande underskott i effektermer.
- Det finns ännu inga tydliga tecken på att de senaste decenniernas situation med i stort sett konstant årlig inhemsk efterfrågan håller på att övergå till en fas med snabb ökning.
- Det finns en mycket betydande obalans mellan de fyra elområdena när det gäller såväl elproduktionssystemets kapacitet och sammansättning som elanvändningen.

Hur utvecklingen från detta utgångsläge kan väntas bli och vad detta innebär för de svenska elprisernas utveckling är temat för den fortsatta framställningen. Den första delen i den diskussionen rör utvecklingen av elproduktionssystemets kapacitet fram till 2035.

3. Produktionskapacitetens utveckling fram till 2035

Utbudet av el från anläggningar i Sverige under tiden fram till 2035 beror, bland andra faktorer, på hur den tillgängliga produktionskapaciteten utvecklas⁷. Detta beror i sin tur på nettot av hur mycket ny kapacitet som tillkommer och hur mycket kapacitet som avvecklas under den tiden. Ett sätt att bedöma hur mycket ny kapacitet som kan väntas tillkomma är att studera de ansökningar om anslutning till stamnätet⁸ som kommit in till Svenska kraftnät och som lett till att kapacitet reserverats för att senare eventuellt tilldelas för nya anslutningar.

En kraftproducent som behöver tillgång till ny eller utökad kapacitet på elnätet ansöker om detta, ofta via berört regionnätstföretag, hos Svenska kraftnät. De ansökningar om inmatning till stamnätet som kommit in fram till början av 2026 och som avser perioden 2026 – 2030 uppgår till ca. 8 000 MW. Motsvarande siffra för perioden 2031 – 2035 är ca. 11 000 MW. Sammantaget innebär det ett indikerat behov av ny kapacitet på ca. 19 000 MW fram till 2035. Siffrorna innefattar energilager men inte havsbaserad vindkraft (som behandlas i särskild ordning).

Dessa ansökningar speglar vilka investeringar i elproduktion som olika aktörer planerar att göra om de ekonomiska utsikterna är tillräckligt goda och nödvändiga tillstånd beviljas. Beroende på olika förhållanden beslutar Svenska kraftnät att reservera kapacitet för vissa ansökningar⁹. För de ansökningar som kommit in från och med 2022 och fram till 1 mars 2026 har nätkapacitet på sammanlagt 6 629 MW reserverats (se Tabell 6). Faktisk tilldelning av kapacitet sker i samband med att anslutningsavtal så småningom tecknas.

Tabell 6: Reserverad kapacitet i stamnätet 2022 – 2026-03.01. MW

Ansökan inkom	2022	2023	2024	2025	2026	Summa
MW	1 100	3 045	1 142	1 170	172	6 629

Källa: Svenska kraftnät

Med "reserverad kapacitet" avses nätkapacitet som kan utnyttjas när "*elinfrakstrukturen tagits i drift och eller när kundens anläggning är redo*". Sett från en investerares synpunkt innebär detta att tillgången på nätkapacitet är säkrad. Huruvida man redan ansökt om och fått övriga nödvändiga tillstånd torde variera mellan olika fall, men man är sannolikt i ett mycket tidigt skede av

⁷ Utbudet av el beror också på konkurrensförhållandena på elmarknaden. Exempelvis kan nätbegränsningar under vissa omständigheter göra att enskilda kraftproducenter får s.k. marknadsmakt och därmed incitament att hålla tillbaka utbudet för att få till stånd högre priser.

⁸ Överföringsnätet från norr till söder tillsammans med utlandsförbindelserna kallas "transmissionsnätet". Den del av transmissionsnätet som ägs av Svenska kraftnät och inte innefattar utlandsförbindelserna kallas "stamnätet".

⁹ De kriterier som Svenska kraftnät använder när man tar ställning till ansökningar om anslutning till stamnätet är bland annat tillgången på nätkapacitet och eventuell konkurrens mellan olika ansökande om denna kapacitet.

investeringsprocessen. Frågan är då hur lång tid det kan väntas ta innan investeringen är genomförd och den nya anläggningen kan börja producera el.

Denna fråga har inom ramen för forskningsprogrammet Nepp studerats av forskare vid IVL.¹⁰ Resultaten sammanfattas i Tabell 3.2. Med hjälp av dessa data samt information om vilka kraftverksprojekt som pågår eller med säkerhet ska startas i närtid kan man med god precision bedöma hur den installerade effekten i svenska kraftverk kommer att utvecklas under det närmaste decenniet. IVL:s studie omfattar dock inte vattenkraft och effekthöjningar i befintliga kärnkraftverk.

Tabell 7: Ledtider vid investeringar i olika kraftslag.

	Planering	Prövning	Etablering	Totalt
Ny kärnkraft	2–10	2–6	5–15	9–25
Kraftvärme	1–3	1–5	1–5	3–10,5
Vind (land)	1–4	3,5–9,5	3–5	7,5–19
Vind (havs)	1,5–2	9–11	3–4,5	13,5–19
Solceller (mark)	2–5	1–3	1–1,5	4–10
Gasturbiner	N/A	N/A	N/A	3–10
Vätgaslager	1–2	1,5–3	3,5–5	6–12
Elnät	0–4	0,5–2	2–6	7–15

Kolumnen "Totalt" utgår från att alla moment genomförs sekventiellt och utan avbrott, vilket alls inte är självklart. Om några moment till en del genomförs parallellt blir den sammanlagda ledtiden kortare. Men om något moment inte kan inledas omedelbart efter föregående moment blir den sammanlagda ledtiden i stället längre. Det som står under rubriken "Totalt" ska alltså tolkas med försiktighet.

Forskarna bakom rapporten anger inte någon sannolikhetsfördelning för utfallen inom respektive moment. Mittvärdet i de angivna intervallen är alltså inte nödvändigtvis det mest sannolika utfallet. Tolkningen av resultaten ska därför inte drivas längre än till att ledtiderna skiljer sig väsentligt mellan olika kraftslag och att de kan variera en hel del inom respektive kraftslag. Samtidigt visar resultaten att det i allmänhet tar lång eller mycket lång tid från planering till idrifttagande av nya kraftverk.

Om man utgår från att de ansökningar på sammanlagt 6 629 MW för vilka kapacitet har reserverats, har passerat stadiet "Planering" så kan nya anläggningar vara i drift under perioden fram till 2035. Men då måste investeringsbesluten fattas i närtid,

¹⁰ Lindblom, E., E. Löfblad, M. Malmaeus och J. Westerberg, "Ledtider för energiomställningen". Energiforsk. Rapport 2026:1185

tillståndsprocessen vara snabb och avse landbaserad vindkraft, solkraft, kraftvärme eller energilager. När det gäller kärnkraft kan tillståndsprocessen komma att vara förhållandevis snabb, men eftersom etableringsfasen är så lång är det inte troligt att ny kärnkraft kommer att vara i drift före 2035.

För att få en bättre bild av elproduktionskapacitetens utveckling fram till 2035 redovisas i det följande vad som är känt när det gäller investeringar i närtid i de enskilda kraftslagen.

3.1 Kärnkraft

Ny kärnkraft torde alltså inte kunna vara på plats före 2035. Däremot skulle kapaciteten i befintlig kärnkraft kunna utökas, vilket nyligen skedde i Forsmark 1. En fördjupad förstudie om förlängd drifttid av befintliga reaktorer pågår (2026), vilket kan leda till beslut om en effekthöjning i Forsmark 3. Dock har inga definitiva beslut fattats.

3.2 Vattenkraft

Svenska kraftnät har gjort en enkät riktad till ägare av storskaliga respektive småskaliga vattenkraftverk¹¹. Svarefrekvensen var mycket hög, särskilt bland ägare till de storskaliga vattenkraftverken (94 procent). Svaren tyder på att det fram till 2030 kommer att tillkomma 200 MW installerad effekt med en produktionsförmåga under normalår på 252 GWh. Fram till 2035 väntas ytterligare 145 MW i installerad effekt och 234 GWh i produktionsförmåga under normalår tillkomma. Det betyder att den installerade effekten i vattenkraftverk växer till 16 500 MW 2030 och till 16 645 MW 2035. Samtliga tillskott kommer i SE1 och/eller SE 2.

Därutöver planeras ytterligare tillskott på 444 MWh respektive 747 GWh fram till 2035. Det framgår dock inte i vilket skede som processen befinner sig. Givet de långa ledtider som i allmänhet gäller vid kraftverksprojekt är det osannolikt att en betydande del av de planerade anläggningarna kommer att vara i drift före 2035.

Det bör nämnas att den miljöprövning av befintlig vattenkraft som inletts kan komma att leda till minskad kapacitet i det svenska vattenkraftssystemet. Genomförandet av denna miljöprövning sträcker sig emellertid över en lång period, vilket innebär att effekterna fram till 2035 troligen är små.

3.3 Kraftvärme

Parallellt med ovan nämnda enkät gjorde Svenska kraftnät en enkät till ägare av kraftvärmeverk (inklusive industriella mottrycksanläggningar). Svar inkom från 49 av 65 företag som tillsammans svarar för ca. 80 procent av elproduktionen i kraftvärmeverk för fjärrvärme. De inkomna svaren tyder på att en del ny kapacitet,

¹¹ "Kraftsystemets förmågor – potential att öka vattenkraft och kraftvärme", SVK 2025/1843.

20–35 MW, tillkommer under tiden fram till 2035. Samtidigt avvecklas fyra anläggningar under samma period.

Sammantaget innebär detta att den samlade installerade eleffekten i kraftvärmeverk för fjärrvärme bedöms vara oförändrad på nivån ca. 2 200 MW fram till 2030 för att därefter minska något. Den årliga produktionen av el bedöms öka från knappt 5 TWh 2024 till ca. 6 TWh år 2030 och tiden fram till 2035.

3.4 Vindkraft

I början av 2026 uppgick den installerade effekten i vindkraftverk till 18 343 MW, vilket innebar en ökning med 1 343 MW jämfört med året innan. Samtidigt är 1 027 MW landbaserad vindkraft under byggnad. Anläggningarna i fråga väntas vara klara för drift under 2027. Det betyder att den samlade installerade effekten i vindkraftverk vid början av 2028 kommer att vara 19 370 MW. Om anläggningarnas genomsnittliga tillgänglighet liksom 2025 är 27 procent så kommer de år 2028 befintliga vindkraftverken att producera 45,8 TWh. Det är en ökning med ca. 14 procent jämfört med situationen 2025.

Utöver de vindkraftverk som är under byggnad (2026) finns "investeringsredo" projekt med en sammanlagd effekt på 1 988 MW. Att ett vindkraftverk är "investeringsredo" innebär att alla tillstånd är på plats, samtidigt som ett aktivt investeringsbeslut enligt en källa förutsätter "lägre politisk risk och högre elpriser". Anläggningarna i fråga skulle kunna vara i drift omkring 2030 eller de närmaste åren därefter. Om detta skulle ske växer den installerade effekten i vindkraftverk till 21 358 MW med en samlad elproduktion (beräknad som ovan) på 50,5 TWh.

Huruvida projekten i fråga verkligen kommer att genomföras beror också på vilka beslut som fattas om utbyggnad av ny kärnkraft. Ett betydande tillskott av ny kärnkraft som tas i drift mellan 2035 och 2040 kan ju, allt annat lika, förväntas hålla nere elpriserna och därmed försämra den förväntade lönsamheten i tillkommande vindkraftverk.

Utöver de nämnda vindkraftsprojekten finns det också "tillståndsgivna" projekt. Dessa har en samlad effekt på 6 130 MW varav 3 200 MW i havsbaserad vindkraft. Det rör sig här om projekt som har miljötillstånd men som saknar nätkoncession och investerare. Mot bakgrund av de beräknade ledtider som anges i Tabell 7 ter det sig osannolikt att mer än en del av dessa projekt skulle kunna realiseras före 2035.

3.5 Solkraft

Det har visat sig svårt att finna data om pågående och förväntad utbyggnad av solkraft. Dock har solkraften betydelse för prisbildningen på elmarknaden endast under sommarmånaderna. Enligt Energimyndighetens prognos för perioden 2025 – 2029 kommer den årliga solkraftsproduktionen växa till ca. 6 TWh 2029.

3.6 Installerad effekt fram till 2035

Hur mycket som investeras i ny elproduktion beror i hög grad på investerarnas förväntningar om framtida elpriser. De kapacitetstillskott som kommer med pågående projekt är dock tämligen säkra. I nedanstående Tabell 8 har således de pågående vindkraftsprojekten inkluderats i siffrorna för 2030. Huruvida de "investeringsredo" projekten kommer att genomföras är osäkert, men de har ändå tagits med i siffrorna för 2035.

I tabellen redovisas både installerad och tillgänglig effekt. Med "tillgänglig" avses som nämnts den effekt som med Svenska kraftnäts bedömning av förväntad tillgänglighet är tillgänglig under höglasttid. Men den faktiska produktionen i vindkraftverk varierar kraftigt mellan mycket höga och mycket låga nivåer. Under sommarhalvåret utökas den intermittenta kraftproduktionen med bidraget från solkraft.

Tabell 8: Installerad och tillgänglig effekt i olika kraftslag 2025, 2030 och 2035. MW

	Installerad effekt, MW				Tillgänglig effekt, MW		
	2025	2030	2035		2025	2030	2035
Vattenkraft	16 300	16 500	16 645		13 366	13 530	13 649
Kärnkraft	6 900	6 900	6 900		6 210	6 210	6 210
Vindkraft	17 000	19 000	21 000		1 530	1 710	1 890
Kraftvärme FV	2 800	2 800	2 800		2 156	2 156	2 156
Kraftvärme industri	1 600	1 600	1 600		1 232	1 232	1 232
Solkraft	4 800	4 800	4 800		0	0	0
Summa	49 400	51 600	53 694		24 494	24 838	25 095
Kondens och gaskraft	2 200	2 200			-	-	-
Summa	51 600	53 800	55 894				

I Tabell 9 redovisas elsystemets bedömda årsvisa produktionsförmåga. Siffrorna för 2025 samt bedömningen av vatten- och kärnkraftens produktionsförmåga är hämtade från den korttidsprognos för perioden 2025 – 2029 som Energimyndighetens gjort.¹² Som ovan antas att vindkraftens genomsnittliga tillgänglighet under året är 27 procent.

Enligt de siffror som redovisas i tabellen ökar det svenska elsystemets produktionsförmåga med 7,7 procent mellan 2025 och 2030 och med ytterligare 2,8 procent mellan 2030 och 2035. I genomsnitt under hela perioden innebär detta en årlig ökning med knappt en procent. Men eftersom både nederbörds- och vindförhållande växlar mellan olika år kan utfallen komma att avvika en hel del från dessa siffror. Till detta kommer osäkerheten i underliggande bedömningar om hur mycket och när som investeringar i ny produktionskapacitet kommer att ske. Dock ter det sig uppenbart att elsystemets kapacitet i energitermer inte kommer att växa

¹² Korttidsprognos vinter 2026. ER 2026.9

särskilt snabbt under tiden fram till 2035. Frågan är då hur snabbt som efterfrågan kan väntas växa. Det är temat för nästa kapitel.

Tabell 9: Elsystemets beräknade produktionsförmåga. TWh per år.

	2025	2030	2035
Vattenkraft	68	67	67
Kärnkraft	45	50	50
Vindkraft	39	46	51
Kraftvärme m.m.	11	11	11
Solkraft	4	6	6
Summa	167	180	185

4. Efterfrågeutvecklingen fram till 2035

Många bedömningar av den framtida användningen av el som under senare år har framförts har utgått från hur mycket el som behövs för att Sveriges klimatpolitiska mål ska kunna nås. De framtida nivåer som det talats om har ofta beskrivits som "planeringsmål" snarare än som prognoser. De innebär alla en kraftig ökning av den svenska elanvändningen under det närmaste decenniet. En av de beskrivningar av den utveckling inom industrin, transportsektorn och resten av ekonomin som skulle leda till en kraftigt ökande elanvändning redovisas i en studie som genomförts inom forskningsprogrammet Nepp¹³.

Där antogs att elanvändningen (brutto) under "startåret" 2025 (studien gjordes under 2023) skulle bli omkring 150 TWh. I ett scenario benämnt *Högel* ökade elanvändningen till 250 TWh 2035, medan den i det alternativa scenariot *Lågel* skulle stanna vid 185 TWh¹⁴. Dessa nivåer innebär att elanvändningen skulle öka med drygt 2 procent per år mellan 2025 och 2035 i scenariot *Lågel* och med drygt 5 procent per år i scenariot *Högel*.

Med hänsyn till att elanvändningen 2025 endast var knappt 136 TWh ter det sig osannolikt att den skulle växa till en nivå i intervallet 185 – 250 TWh till 2035, d.v.s. öka med 3,1 – 6,1 procent per år. Men vad är då den sannolika utvecklingen av den

¹³ "Så får industrin tillräckligt med el till 2035". Energiforsk. Rapport 2025:1126.

¹⁴ Som nämndes i inledningen till denna rapport var detta scenarier, inte prognoser i gängse mening. Syftet var att beskriva den elanvändning (och elproduktion) som skulle göra det möjligt att realisera Sveriges klimatpolitiska mål.

svenska elanvändningen fram till 2035? Svaret beror i hög grad på hur mycket av den förväntade elektrifieringen av industrin och transportsektorn som kommer att realiseras och hur många och hur elkrävande datacentraler som kommer att byggas. Syftet med detta kapitel är att försöka besvara dessa frågor. Men först några ord om ett metodproblem.

4.1 Priset på el och efterfrågan på el.

Avsikten med denna studie att bedöma hur elpriserna kommer att utvecklas under det kommande decenniet givet hur efterfrågan på el utvecklas. Men här kan det finnas ett simultanitetsproblem; efterfrågan på el påverkar priset på el samtidigt som priset på el påverkar efterfrågan. För att undvika detta problem måste man skilja mellan de elpriser som råder vid en viss tidpunkt och de elpriser som elmarknadens aktörer hade förväntat sig att gälla vid denna tidpunkt.

De elpriser som råder vid en viss tidpunkt påverkar efterfrågan på el vid den tidpunkten givet de elkrävande anläggningar av olika slag, stora som små, som utnyttjas vid denna tidpunkt. Men att dessa elkrävande anläggningar finns på plats speglar inte det aktuella priset på el utan, bland annat, de elpriser som elmarknadens aktörer några år bakåt i tiden förväntade sig att råda vid denna och angränsande tidpunkter.

I denna studie görs två typer av bedömningar som rör den framtida efterfrågan på el. Den första rör vilka elkrävande anläggningar som, baserat på aktörernas elprisförväntningar och andra faktorer, kan väntas tillkomma under det närmaste decenniet. Det är temat i detta kapitel och rör i första hand industrianläggningar, datacentraler eller eldrivna fordon som alla har betydelse för hur mycket el som vid enskilda framtida tidpunkter kommer att efterfrågas.

Den andra bedömningen rör hur dessa elkrävande anläggningars elanvändning kan väntas påverka priset på el under det kommande decenniet. Hypotesen är att denna elanvändning till största delen beror på andra faktorer än det aktuella elpriset, d.v.s. att den kortsiktiga priskänsligheten är låg. Den bedömningen görs i rapportens avslutande kapitel.

4.2 Ansökningar om nya anslutningar till stamnätet

En första indikation på vad som kan komma att ske på elmarknadens efterfrågesida ges av Svenska kraftnäts kö av ansökningar om anslutning av ny elanvändning till stamnätet. I Tabell 4.1 redovisas läget i nämnda kö per den 28 februari 2026. Ansökningarna är fördelade mellan olika ändamål, där "Industri" som synes står för den med bred marginal största volymen ansökningar. Gemensamt för dessa är att de gjorts mycket tidigt i en process med syfte att ansluta ny elanvändning till elnätet. Vilka företag som står för ansökningarna, tidplaner och andra detaljer är inte publik information.

Vissa av de ansökningar som finns i kön kommer av olika skäl aldrig att realiseras. Men om alla skulle realiseras före 2035 så skulle detta medföra en mycket betydande ökning av elanvändningen. I Tabell 4.1 anges uppskattningar av hur många timmar per år som olika typer av användare utnyttjar den tilldelade kapaciteten. De siffror som anges i tabellen avser dels det antal timmar per år som respektive användare utnyttjar i stort sett hela den tilldelade effekten, dels hur många procent av årets timmar som detta är. För kategorin "Övrig användning" används den skattning som gjorts om "Handel och kontor".

Det finns också ansökningar om att ansluta nya energilager (batterier) till elnätet. Dessa används för att "flytta el" i olika tidsskalor, bland annat för kortsiktig frekvensreglering och kapning av effekttoppar. Batterierna utnyttjar sina nätanslutningar både för inmatning och utmatning ett visst antal timmar per år¹⁵, men eftersom all el som köps senare säljs är nettoförbrukningen på årsbasis i princip noll. De beräkningar som redovisas i Tabell 10 är osäkra och bör alltså tas med "en nypa salt", men de indikerar hur mycket ny elanvändning som de liggande ansökningarna om nätkapacitet skulle kunna medföra.

Tabell 10: Liggande ansökningar om anslutning till stamnätet samt beräknad elanvändning

Ändamål	Ansökt effekt	Utnyttjandetid		Elanvändning
		Timmar	Procent	
	MW			TWh
Energilager	3 596	730 – 1 460	16–32	0
Datacentraler	4 643	6 000 – 7 000	68–80	28–33
Industri	21 430	5 000 – 7 000	57–80	107–150
Övrig användning	3 532	2 000 – 3 500	23–40	7–12

Källa: Svenska kraftnät.

Kalkylen landar i siffror som innebär minst en fördubbling av elanvändningen fram till 2035, vilket i dagsläget ter sig helt orealistiskt. Innan man kan dra några slutsatser om vad ansökningskön betyder i termer av framtida elanvändning måste man därför ha mer information om vad som ligger bakom de köande ansökningarna.

Ett steg i riktning mot en bättre uppskattning är att se på hur mycket av den ansökta kapaciteten som Svenska kraftnät har reserverat. Det är projekt för vilka nätkapacitet har säkerställts, men som inte nödvändigtvis ännu fått de övriga tillstånd som krävs.

I Tabell 11 redovisas hur mycket kapacitet som reserverats för nya användare mellan 2022 och början av 2026. Som framgår rör det sig om ca. 30 procent av den ansökta kapaciteten. Med samma fördelning mellan användarkategorier som i Tabell 10

¹⁵ Drifftiden är överslagsmässigt beräknad på följande sätt: Ett typiskt 2-timmarsbatteri, där kvoten mellan energiinnehåll och maximal uteffekt således är 2, körs en cykel per dygn. Det ger $2 \cdot 365 = 730$ fullasttimmar per år (räknat på maximal urladdningseffekt). Vissa batterier cyklar mer än så och andra batterier har ett annat energi-till-effekt-förhållande. Med 4-timmarsbatterier, som kan bli en realitet, blir motsvarande siffra 1 460. Om nätanslutningen utnyttjas lika många timmar för inmatning som för utmatning blir antalet timmar 1 460–2 920.

skulle de projekt för vilka nätkapacitet har reserverats leda till en ökning av den årliga elanvändningen med 40–59 TWh fram till 2035. Det betyder att elanvändningen det året skulle ligga i intervallet 176–195 TWh.

*Tabell 11: Reserverad kapacitet för nya anslutningar till stamnätet för elanvändning.
MW*

Beslutat	MW
2026	145
2025	4 643
2024	1 923
2023	715
2022	3532
Summa	10 010

Källa: Svenska kraftnät

Eftersom ledtiderna när det gäller ny användning i genomsnitt torde vara kortare än för ny produktion kommer även beslut om reserverad kapacitet under åren fram till 2030 eller senare att kunna leda till ökad elanvändning före 2035. Den kapacitet som reserverats fram till början av 2026, d.v.s. 10 010 MW, bör alltså inte ses som en övre gräns för hur mycket ny kapacitet för ökad elanvändning som skulle kunna tillkomma före 2035.

Emellertid kan projekt för vilka nätkapacitet har reserverats skjutas på framtiden eller helt läggas ned. För att få en bild av hur efterfrågan på el kommer att utvecklas redovisas det som i nuläget är känt om investeringar och investeringsplaner i olika sektorer.

4.3 Industrin

SKGS (en samarbetsorganisation för företag inom skog, kemi, gruvor och stål) kartlägger årligen industrins produktions-, investerings- och ombyggnadsplaner med avseende på vad dessa kan innebära för branschens elanvändning fram till 2035. I den senaste kartläggningen, som gjorts under 2026¹⁶, är bedömningen att industrins elanvändning kommer nära nog fördubblas mellan 2025 och 2035. Närmare bestämt från 47¹⁷ TWh 2025 till 93 TWh 2035, en ökning med 46 TWh. De största ökningarna sker i stålindustrin, som väntas öka från ca 7 TWh till nära 29 TWh, och i framställning av elektrobränsle, som väntas öka från 1 TWh år 2025 till 17 TWh år 2035.

Jämfört med motsvarande bedömning 2025 är dessa användningsnivåer 21 TWh lägre. Skälet till är att många planerade projekt senarelagts eller skrinlagts helt och hållet. Ändå förutses fortfarande en mycket stor ökning av industrins elanvändning

¹⁶ Industrins elbehov till 2035 – en kartläggning. SKGS, juni 2026.

¹⁷ Detta är en av okända skäl något högre siffra än den som redovisades i Tabell 2.4.

fram till 2035. En betydande del av denna ökning förväntas ske i elområde SE 1 ("Luleå").

Det ligger i sakens natur att dessa bedömningar är osäkra. Bland annat ter sig mer sannolikt att den stora ökningen av elanvändning för framställning av elektrobränslen är en överskattning än en underskattning. I den fortsatta framställningen antas därför att industrins årliga elanvändning kommer att öka mindre än 46 TWh fram till 2035.

4.4 Datacentraler

Datacentraler spelar en avgörande roll för utvecklingen av AI och digitaliseringen i stort. Enligt IEA var den globala elanvändningen i datacentraler år 415 TWh år 2024. Den väntas växa till 945 TWh år 2030, vilket innebär en årlig tillväxt på nästan 14 procent. Huruvida detta är en realistisk bedömning kan kanske diskuteras, men det är tydligt att datacentraler kan komma att svara för en betydande andel av elanvändningens ökning det närmaste decenniet.

Det finns en lokal efterfrågan på de tjänster som ett datacentraler erbjuder. Men delar av kundkretsen kan finnas långt ifrån den fysiska plats där datacentret ligger. Det betyder att flera länder kan komma att konkurrera om värdskapet för tillkommande datacentraler. Lokaliseringsbesluten kommer att bero på en rad olika faktorer, varav de förväntade elpriserna är en. Dock anses datacentraler vara jämförelsevis okänsliga för höga elpriser. En vanlig bedömning är att ett så högt pris som 80 öre/kWh är acceptabelt för ett datacentraler.

I nuläget (2026) bedöms befintliga datacentraler förbruka 4–5 TWh per år. Ett stort antal nya datacentraler planeras och enligt en bedömning som nyligen gjordes kommer detta att leda till att datacentrens elanvändning ökar till 9–10 TWh per år 2030, d.v.s. med ca 5 TWh jämfört med nuläget. En betydande del av denna ökning förväntas ske i Mälardalen, d.v.s. elområde SE 3.

Ökningen av datacentralers elanvändning bedöms i allmänhet fortsätta efter 2035. Exempelvis bedömer konsultföretaget Profu att datacentrens årliga elanvändning år 2050 kan komma att uppgå till 12 TWh. Samtidigt betonas att osäkerheten i denna uppskattning är stor.

4.5 Transporter

Det som driver på transportsektorns elanvändning är främst ökad användning av eldrivna fordon för vägtransporter. Emellertid är elbilarnas samlade förbrukning (enligt uppgifter från Vattenfall) ännu så länge mycket låg, bara 0,45 TWh per år. Men om alla landets bilar skulle drivas med el skulle den årliga förbrukningen uppgå till 12,6 TWh. Det visar att transportsektorn i framtiden kan komma att stå för en betydande del av den samlade elanvändningen. Som framgår av Tabell 12 har andelen laddbara fordon i nyregistreringen av personbilar, lastbilar och bussar ökat kraftigt.

Tabell 12: Andelen laddbara fordon bland nyregistrerade fordon 2019 och 2025

	2019	2025 t.o.m. november
Personbilar	4	36
Lätta lastbilar	3	23
Tunga lastbilar	0	7
Bussar	7	45

Källa: Mobility Sweden

Ökningstakten är högst för bussar och har accelererat under de senaste åren. Men för övriga fordonstyper har ökningstakten stagnerat efter 2023. För personbilar är det en nedgång med tre procentenheter jämfört med nivån 2023. Den ökande andelen av nyregistreringarna till trots är andelen laddbara fordon i hela den befintliga fordonsparken fortfarande liten (se Tabell 13).

Tabell 13: Andelen laddbara fordon i hela fordonsparken 2025

	Procent
Personbilar	15
Lätta lastbilar	5
Tunga lastbilar	1,7
Bussar	14

Källa: Mobility Sweden

Dock finns det flera faktorer som kan ge förnyad fart i övergången till laddbara fordon. En är den osäkerhet om de framtida oljepriserna som kommit med stängningen av Hormuzsundet och ökad instabilitet i Mellanöstern. En annan är statliga subventioner och fortsatt utbyggnad av laddstationer. En tredje är lansering av allt billigare elbilar.

Det finns inga prognoser på hur stor del av fordonsparken som väntas vara elektrifierad 2035. Om andelen skulle öka till 50 procent till 2035 så skulle transportsektorns årliga elanvändning öka med omkring 6 TWh (givet att 100 procent elektrifierad befintlig bilpark skulle förbruka 12,3 TWh per år). Till detta kommer effekten av ökade andelar laddbara lastbilar och bussar samt ökning av de spårbundna eldrivna transporterna.

Den ökade användningen av eldrivna fordon väntas ske i hela landet. Dock torde ökningen vara störst i de största städerna med omnejd, d.v.s. inom elområdena SE 3 och SE 4.

4.6 Slutsatser om utvecklingen på efterfrågesidan

Förutom effekten av en ökad användning av elbilar uppvisar hushållens och servicesektorns elanvändning visar inga tecken på att öka mer än marginellt. Däremot är det sannolikt att såväl industrins som den kommersiella transportsektorns elanvändning kommer att öka väsentligt, även om det är osäkert hur många TWh som det kan röra sig om. Datacentraler, som är en "dark horse" i sammanhanget, kan komma att svara för en betydande ökning av efterfrågan.

I det ovan nämnda scenariot *Lågel* växer elanvändningen med 2,1 procent per år mellan 2025 och 2035. Med en elanvändning på 136 TWh i stället för 150 TWh (som antogs i scenariot *Lågel*) år 2025 skulle detta innebära en elanvändning på nivån 167 TWh år 2035. Om man i stället för att använda dessa tillväxttal utgår från de tillskott i industrins och andra sektors elanvändning som diskuterades ovan så ökar elanvändningen med 3,1 procent per år från 136 TWh omkring 185 TWh mellan 2025 och 2035.

Med en årlig elanvändning i intervallet 167–185 TWh torde den maximala momentana efterfrågan öka från omkring 25 000 MW till 28 000–30 000 MW.

Diskussionen i Kapitel 3 ledde till bedömningen att det svenska elsystemets produktionsförmåga skulle öka med ca 1 procent per år under det kommande decenniet och nå 185 TWh år 2035. Om den inhemska elanvändningen växer med mer än 1 procent och mindre än 3,1 procent per år så kommer gapet mellan den inhemska elproduktionen och den inhemska elanvändningen att krympa fram till år 2035, men till en del ändå vara kvar.

Frågan är då vad detta betyder för den utländska efterfrågan på den el som produceras i Sverige, d.v.s. den svenska exporten av el.

4.7 Utländsk efterfrågan

Sverige har en betydande kapacitet att överföra el till angränsande länder, drygt 11 000 MW. Detta framgår av Tabell 14 som också visar att de i särklass största överföringskapaciteterna är till de nordiska grannländerna, särskilt Norge. Hur mycket av den kapacitet som utnyttjas samtidigt beror på efterfrågeläget i de angränsande länderna, inhemska nätbegränsningar, driftsrelaterade begränsningar och, inte minst, till vilka priser som elen bjuds ut i Sverige och angränsande länder.

Som genomsnitt över året 2025 var exporten ca. 4 200 MW, varav en mycket hög andel gick till de nordiska grannländerna. Det sistnämnda speglar att kapaciteten i förbindelserna till dessa länder utgör mer än 80 procent av den samlade kapaciteten i utlandsförbindelserna. Eftersom dessa länder också har förbindelser med länderna

på den europeiska kontinenten finns det starka kopplingar mellan de kontinentala elpriserna, särskilt de tyska, och de svenska elpriserna.

Tabell 14: Kapacitet i överföringsförbindelser till angränsande länder 2025.

Överföring till	Kapacitet, MW
Danmark	2 015
Norge	4 995
Finland	2 200
Litauen	700
Polen	600
Tyskland	615
Summa	11 115

Källa: Svenska kraftnät.

Icke överraskande varierar exporten mellan olika tidpunkter. Exempelvis var exporten 3 914 MW mitt på eftermiddagen den 21 april, medan den uppgick till 1 990 MW på förmiddagen den 6 maj. De högsta noteringarna ligger i intervallet 8 000 – 9 000 MW. Den inhemska efterfrågan på dagtid ligger under större delen av året i intervallet 12 000 – 25 000 MW. Det betyder att den utländska efterfrågan kan vara ett mycket betydande tillskott till den momentana efterfrågan på den el som produceras i Sverige.

Hur den svenska produktionen av fördelas mellan inhemska och utländska användare beror på till vilka priser som den svenska elen bjuds ut i förhållande till motsvarande bud i angränsande länder. Den el som exporteras är ju inte el som "blir över" när svenska användare tagit sitt, utan resultatet av konkurrensen mellan svenska och utländska användare om den el som produceras i Sverige. Men när den inhemska efterfrågan närmar sig den inhemska produktionsförmågan är det troligt att de inhemska användarnas bud blir alltmer konkurrenskraftiga och, allt annat lika, således begränsar exporten.

Men "allt annat" är inte nödvändigtvis lika. En situation med betydande export från Sverige och en lika betydande import till Sverige för att täcka den inhemska efterfrågan är förvisso osannolik. Som framgick i Kapitel 3 finns det "tillståndsgivna" vindkraftsprojekt med en samlad effekt på 6 130 MW varav 3 200 MW i havsbaserad vindkraft. Det är projekt som har miljötillstånd men saknar nätkoncession och investerare. Om de kontinentala elpriserna vore tillräckligt höga skulle ledtiderna för dessa projekt kunna pressas och en del av dessa kunna realiseras före 2035.

Det skulle i så fall möjliggöra en fortsatt betydande elexport från Sverige, liksom ett fortsatt stort kapacitetsöverskott i förhållande till den inhemska elanvändningen. Emellertid sker en betydande utbyggnad av vind- och solkraft i många europeiska

länder, vilket kan leda till att de kontinentala elpriserna inte kommer att vara "tillräckligt höga".

5. "Elpriset" och prisbildningen på elmarknaden

Det är inte uppenbart vad som menas med "elpriset". Det finns minst två skäl till detta. Det ena är att "elmarknaden" består av flera olika marknader där man köper och säljer el under olika tidsperioder före den tidpunkt då elen ska produceras och användas. Störst med avseende på omsättning och betydelse för de priser som elanvändarna betalar är "dagen-före" marknaden Elspot. Det är den del av "elmarknaden" som är i fokus i denna studie¹⁸.

Det andra skälet är att det på Elspot sätts inte mindre än 384 priser per dygn; ett för varje 15-minutersperiod under 24 timmar i de fyra olika elområdena. För de stora aktörerna på elmarknaden utgör alla dessa priser relevant information, men för flertalet aktörer räcker det med någon form av medelvärde. Det kan vara medelvärden per timme eller dygn för det elområde där man befinner sig eller för landet som helhet. För den som ska investera i ny elproduktion är det relevanta "elpriset" ett medelvärde av de kortsiktiga elpriserna under en längre framtida period.

5.1 "Elpriset" i denna studie

I denna studie betyder "elpriset" ett medelvärde för riket eller per elområde av de priser som sätts på Elspot under ett år. Närmare bestämt är "elpriset" ett s.k. tidsmedelvärde¹⁹ av dessa priser. Till saken hör att de priser som sätts på Elspot är "partihandelspriser". De är starkt relaterade till men skiljer sig från konsumentpriserna som ju innefattar såväl fasta avgifter som punktskatt och moms. Konsumentpriserna kan också via finansiella avtal (fastprisavtal) vara skyddade mot kortsiktiga variationer i marknadspriserna på el.

¹⁸ Som komplement till Elspot handlas el på en "intra-dag marknad", där aktörerna kan justera de positioner som de tagit i dagen-före handeln. Till detta kommer en marknad för s.k. stödtjänster, d.v.s. resurser som Svenska kraftnät behöver för att stabilisera elsystemets frekvens i realtid. Utöver den "fysiska" handeln med el finns också en handel med finansiella terminskontrakt med el som underliggande tillgång. Handeln med dessa kontrakt sker både på en organiserad marknad och genom bilateral handel. Omsättningen i TWh är flera gånger större än motsvarande omsättning på den "fysiska" elmarknaden. Den finansiella elhandeln gör det möjligt för elmarknadens aktörer att prissäkra de positioner som man tagit i den fysiska handeln på 3–4 års sikt. Terminspriserna har en viktig roll genom att de speglar aktörernas förväntningar om de framtida priserna på Elspot. De bilaterala PPA-kontrakten (Power Purchase Agreement) är instrument för långsiktig prissäkring.

¹⁹ Ett tidsmedelvärde är ett ovägt genomsnitt av de elpriser som sätts under en definierad period, t.ex. ett år. Det finns också viktade medelvärden, exempelvis medelvärdet av olika elproducenters intäkter per producerad kWh. I det fallet viktas varje pris med den kvantitet el som produceras under den tidsperiod, numera 15 minuter, då detta pris gäller. Det är vanligt att man studerar kvoten mellan ett sådant viktat medelvärde för ett visst kraftslag med motsvarigheten för hela den samlade elproduktionen. Denna kvot, som kallas "capture rate", är lägre än 1,0 för vindkraft och i allmänhet lika med eller högre än 1,0 för s.k. planerbara kraftslag (t.ex. kraftvärme och kärnkraft).

När man studerar "elprisets" utveckling kan man fokusera på åtminstone tre olika aspekter. En är skillnaderna mellan de fyra svenska elområdena och elpriserna i angränsande länder. En annan är elprisets variationer, "volatilitet", kortsiktigt (per kvart, per timme, per dag, per vecka) eller mellan olika år. En tredje aspekt är huruvida det finns en långsiktig trend i elprisets utveckling och hur denna trend i så fall ser ut.

I det följande diskuteras alla tre aspekterna men huvudfrågan rör den långsiktiga trenden i elprisets utveckling under det kommande decenniet.

5.2 Hur har elpriserna utvecklats

Analysen av vad som kan väntas ske med elpriserna under det kommande decenniet kan lämpligen börja med statistik över hur dessa har utvecklats under det gångna decenniet. Som framgår av Tabell 15 finns det ingen uppenbar trend i det senaste decenniets elprisutveckling. Samtidigt har skillnaderna mellan olika år varit stor, särskilt mellan de extremt höga priserna under 2022 och priserna åren innan och efter. Med hänsyn till att den svenska elproduktionen domineras av kraftslag med mycket låga rörliga kostnader kan man också notera att elpriserna i allmänhet är betydligt högre än dessa kostnader.

Tabell 15: Årsmedelvärden för svenska elpriser, öre/kWh

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
SE1	19,9	27,5	29,7	45,4	40,1	15,0	43,2	63,3	45,7	28,7	18,5
SE2	19,0	27,5	29,7	45,4	40,1	15,0	43,2	63,3	45,7	28,2	18,5
SE3	20,7	27,8	30,1	45,7	40,6	22,1	67,0	137,5	59,1	40,9	51,4
SE4	21,6	28,0	31,0	47,6	42,1	26,9	81,7	161,5	74,3	56,9	67,3
Riket	20,5	27,7	30,1	46,1	40,7	19,8	58,8	107,1	56,2	38,7	38,2

Källa: elmarknad.se (Historiska elpriser 2015–2025)

Det finns som nämnts också ett tydligt regionalt mönster med lägre priser i norra Sverige (SE 1 och SE 2) än i mellersta och södra Sverige (SE 3 och SE 4). Fram till 2019 var dessa skillnader obetydliga²⁰, men har från och med 2020 varit stora. Denna förändring i förhållandet mellan de olika elområdespriserna följde på stängningen av

²⁰ Samma mönster gällde mellan 2012, då elområdena infördes, och 2015.

två kärnkraftsreaktorer i Ringhals (2019 och 2020) och den stora utbyggnaden av vindkraft i norra Sverige. Sammantaget ökade detta behovet att överföra el från norr till söder, vilket ledde till att kapaciteten i elnätet tidvis blev otillräcklig. Därmed blev det utbudsöverskott och låga priser i norr medan det motsatta förhållandet gällde i söder. Till detta kommer att SE 4 var exponerat mot elprisutvecklingen i Tyskland.

De prisnivåer som redovisas i Tabell 15 kan jämföras med kostnaden (inklusive kapitalkostnader) för ny kraft. I 2025 års rapport från SNS konjunkturråd²¹ angavs kostnaden för tillkommande landbaserad vindkraft till 30–50 öre/kWh. Motsvarande siffra för havsbaserad vindkraft var 60–80 öre/kWh, medan kostnaden för livstidförlängning av befintlig kärnkraft bedömdes vara ca 40 öre/kWh. Kostnaden för ny kärnkraft angavs till 90–180 öre/kWh. Med reservation för osäkerheten i denna typ av uppskattningar har de senaste årens (utom 2022) elpriser varit för låga för att motivera investeringar i ny produktion.

5.3 Prisbildningen på elmarknaden

Handeln med el sker huvudsakligen på organiserade marknadsplatser²². Den hittills viktigaste av dessa är som nämnts dagen-före marknaden Elspot, där handeln är en viktig del i aktörernas planering för det kommande dygnet. Den "produkt" som handlas är MWh/handelsperiod, d.v.s. genomsnittlig effekt under respektive handelsperiod. Intill nyligen var handelsperioden en timme men är sedan en tid tillbaka 15 minuter. Priset uttrycks i €/MWh, men här används det för elkonsumenter mer bekanta måttet öre/kWh²³ (eller SEK/MWh).

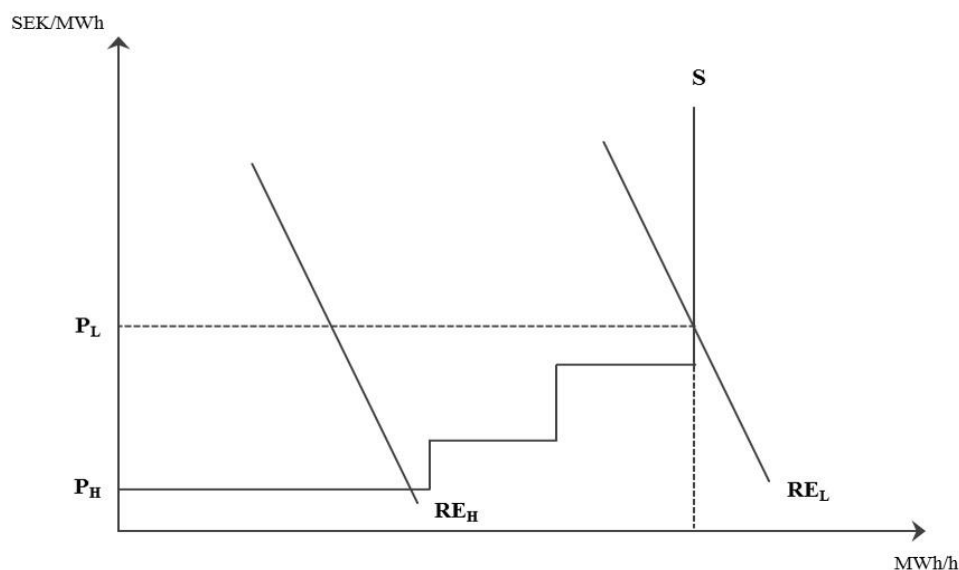
För att beskriva hur jämviktspriset på el bestäms kan man använda Figur 1. Liksom i handeln på den svenska elmarknaden är volymenheten MWh/h, medan priset uttrycks i SEK/MWh. I figuren representeras efterfrågan av "residualefterfrågan", d.v.s. efterfrågan minus produktionen i intermittenta kraftslag (vindkraft och solkraft) där den rörliga kostnaden är noll. Efterfrågekurvan RE_L representerar en situation då produktionen i dessa kraftslag är låg och residualefterfrågan följaktligen hög, medan RE_H representerar den motsatta situationen. Utöver de väderberoende stokastiska variationer i efterfrågan som illustreras i figuren finns det också systematiska variationer som beror på årstid, veckodag och tid på dygnet.

21 Tangerås, T., P. Holmberg och C. Le Coq, "Investeringar i elproduktion för en hållbar utveckling". SNS 2025

22 Alternativet är bilateral handel mellan säljare och köpare, vilket är vanligt på den finansiella elmarknaden. Exempelvis är handeln med långsiktiga s.k. PPA-kontrakt (Power Purchase Agreement) bilateral.

23 Innan "driftkvart", d.v.s. den kvart då elen ska produceras och användas, kan elmarknadens aktörer justera sina bud på den s.k. intra-dag marknaden. Där är handelsperioden densamma som på Elspot.

Figur 1: Modell av prisbildningen på en elmarknad



De tre stegen på utbudskurvan representerar den rörliga kostnaden i vattenkraft²⁴, kärnkraft och kraftvärme²⁵. Den lodräta linjen S anger den övre gränsen för den samlade kapaciteten i dessa kraftslag och utgör därmed utbudskurvans sista del. Jämviktspriset hamnar på den nivå där utbudskurvan skär den för den aktuella handelsperioden gällande efterfrågekurvan.

Som figuren är ritad leder låg vind- och solkraftproduktion till s.k. knapphetsprissättning, d.v.s. en situation då marknadspriset är högre än den rörliga kostnaden i det marginella kraftslaget. Det är en situation som är vanlig i elsystem med en hög andel kraftslag med mycket låga rörliga kostnader. Den uppstår då efterfrågan vid ett pris som är lika med det marginella kraftslagets rörliga kostnad överstiger den tillgängliga produktionskapaciteten.

Situationen med knapphetsprissättning ska inte förväxlas med monopolprissättning, d.v.s. en situation där en ensam producent driver upp marknadspriset över den rörliga kostnaden genom att begränsa sitt utbud²⁶. Eftersom detta innebär att el som köpare skulle vara villiga att betala för inte produceras är monopolprissättning inte rationellt från samhällsekonomisk synpunkt.

Skillnaden mellan de två efterfrågekurvorna visar hur väderförhållandenas påverkar efterfrågan på el. Denna påverkan växer med andelen intermittent kraft i elsystemet, vilket innebär att elprisets volatilitet också ökar när andelen intermittent kraft ökar. I ett längre perspektiv är efterfrågan på el (som i figuren) priskänslig, även om

²⁴ Vattenkraftens rörliga driftskostnad är nära noll men den egentliga kostnaden är en alternativkostnad, d.v.s. den intäkt som produktion vid en senare tidpunkt skulle generera.

²⁵ Därutöver finns (dock inte i figuren) gasturbiner och kondenskraft som till största delen ingår i den s.k. effektreserven. Denna ingår inte i elmarknadens reguljära utbudskurva.

²⁶ Det innebär att producenten i fråga både har "marknadsmakt" och därtill väljer att utöva denna.

priskänsligheten hittills har visat sig vara låg. På kort sikt, d.v.s. inom ett eller några dygn, torde priskänsligheten dock vara så låg att marknadens aktörer utgår från att efterfrågans är okänslig för prisvariationer (d.v.s. att efterfrågekurvan är lodrät).

Den bild av prisbildningen på elmarknaden som ges av Figur 1 är i huvudsak men inte helt riktig. Det som är riktigt är att allt som produceras säljs till jämviktspriset. Alla intramarginella kraftslag får således intäkter som överstiger deras rörliga kostnader. Men det är inte riktigt att hela utbudskurvan bestäms av de olika kraftslagens rörliga kostnader.

I stället bestäms utbudet av aktörernas bud, d.v.s. vilka kvantiteter som de är beredda att sälja vid olika prisnivåer. Dessa bud är relaterade till men inte identiska med de olika kraftslagens rörliga kostnader. De avvikelser som uppstår beror de enskilda kraftslagens särdrag eller på risken för kapacitetsbrist²⁷.

Ett vindkraftverk producerar el (och genererar intäkter) endast då det blåser. Samtidigt är den rörliga kostnaden lika med noll. Samma typ av situation gäller för solkraft. Man har därför incitament att, med en viss marginal för att undvika s.k. obalansavgifter, bjuda in hela sin förväntade produktion till priset noll och hoppas på att marknadspriset ska bli högre. Detta resonemang gäller i princip även för kärnkraft, kraftvärme och fossilkraft; man bjuder in hela produktionen till ett pris som täcker den rörliga kostnaden. Det viktiga för dessa kraftslag är att de bud som lämnas accepteras. Så långt liknar utbudskurvan således den i Figur 1.

Men sedan kommer vattenkraften. Givet att ett vattenkraftverk är kopplat till ett reglerbart²⁸ vattenmagasin kan det som inte produceras i dag i stället produceras i morgon (eller senare). Eller omvänt. En vattenkraftsproducent kan därför anpassa den kvantitet som man bjuder ut till den förväntade efterfrågan och vad vind- och solkraftverken bedöms komma att producera. Frågan är således "nu eller senare". Svaret beror på hur de framtida priserna på terminsmarknaden förhåller sig till aktuella prognoser för marknadspriserna under det kommande dygnet.

För en vattenkraftsproducent är det viktigt att de bud som läggs accepteras (att man får "tillslag") så att man får leverera den kvantitet som man bjudit ut. Han har därför incitament att lägga bud som ligger något under de förväntade marknadspriserna. Den del av elmarknadens utbudskurva som avser vattenkraft har alltså inget att göra med vattenkraftverkens rörliga kostnader. Den visar i stället vattenkraftsproducenternas säljbud, baserade på dessas förväntningar om marknadspriser på el i närtid och framtid.

²⁷ Exempelvis kan det finnas drifttekniska skäl att hålla i gång produktionen i ett kärnkraftverk även om marknadspriset är lägre än verkets rörliga kostnad.

²⁸ Det finns flera typer av reglerbara vattenmagasin. "Flerårsmagasin", som är ovanliga, är så stora att de kan lagra mer vatten än tillrinningen under ett normalår. Mer vanliga är "säsongsmagasin" som töms under vintern och fylls på under sommaren. Det finns också "veckomagasin" som töms under vardagar och fylls på under helger.

En konsekvens av kopplingen mellan elmarknaderna i flera länder är att efterfrågekurvan i Figur 1 inte bara speglar den inhemska efterfrågan. Den är i stället resultatet av den tidigare nämnda process där köp- och säljbud på tolv olika europeiska handelsplatser för el matats in i en dator och hanterats av algoritmen *Euphemia*. Resultatet är en plan för flöden inom och mellan länderna och priser inom varje elområde i dessa länder. Det betyder att den efterfrågan som de svenska producenterna ska tillgodose under en handelsperiod kan vara större, lika med eller mindre än den inhemska efterfrågan under denna handelsperiod.

5.4 Elpriser på kort sikt och på lång sikt

En viktig fråga är hur den kortsiktiga prisbildningen på elmarknaden är relaterad till de olika kraftslagens kostnader (inklusive kapitalkostnader) och till elprisernas utveckling på längre sikt. Frågan anknyter till det i ekonomisk teori använda begreppet "lång sikt". Detta avser en tidsperiod som är så lång att realkapitalet kan anpassas till önskad nivå. På "lång sikt" är således alla kostnader, definitionsmässigt, rörliga. På en marknad med effektiv konkurrens blir det långsiktiga jämviktspriset därför lika med den långsiktiga marginalkostnaden.

Begreppet "lång sikt" är emellertid en abstraktion; i verkligheten består utvecklingen av en sekvens av olika "kort sikt". Priset på el bestäms således inte av den långsiktiga marginalkostnaden för att producera el. I stället gäller det omvända; det är elpriset som avgör vilka anläggningar som kan täcka sina långsiktiga marginalkostnader²⁹. Den som ska investera i ny elproduktion måste därför bilda sig en uppfattning om medelvärdet av elprisets framtida nivåer. Med andra ord är "långsiktig marginalkostnad" ett investeringskriterium.

5.5 Prisbildningen på elmarknaden i ett samhällsekonomiskt perspektiv

En sak är hur priserna på elmarknaden bestäms. En annan är om dessa priser är "de rätta"; borde elpriserna egentligen ha varit andra och i så fall vilka? Frågan om "det rätta priset" har brytt filosofer och andra tänkare i århundraden, men har inget entydigt svar. Rättare sagt beror svaret på vilka kriterier som man använder för att bedöma ett visst marknadspris. Här, och i allmänhet numera, används kriterier som har sin grund i den ekonomiska teorin om effektiv användning av ett lands resurser. Marknadspriset på el kan således sägas vara "rätt" om det har etablerats på en från samhällsekonomisk synpunkt en väl fungerande marknad med effektiv konkurrens. Frågan är då om den svenska elmarknaden är en sådan marknad.

Den fundamentala uppgiften för en marknad är att säkerställa att utbud är lika med efterfrågan, d.v.s. att det finns ett marknadspris till vilket en säljare kan sälja sin produkt och en köpare kan köpa denna produkt. Från denna synpunkt har den svenska elmarknaden fungerat väl. Priserna har varierat en hel del, men det har

²⁹ Exempelvis är det inte kärnkraftens kostnader som bestämmer framtidens elpriser, utan det är framtidens elpriser som avgör om ny kärnkraft kan bli lönsam.

alltid³⁰ funnits ett marknadspris som gjort att utbud varit lika med efterfrågan. I denna mening har elpriserna efter elmarknadsreformen vid mitten av 1990-talet varit "de rätta".

Samtidigt har elpriserna för det mesta varit högre än den rörliga kostnaden i det marginella kraftslaget. Det finns två alternativa skäl till detta. Det ena är att det skulle röra sig om monopolprissättning. Det andra att det skulle röra sig om knapphetsprissättning. Frågan om de stora nordiska kraftföretagen har och utövar marknadsmakt har diskuterats livligt bland nordiska ekonomer. Slutsatsen har varit att den geografiska utvidgningen av elmarknaden har gjort att även de största kraftföretagens marknadsandel har varit för liten för att de ska kunna ha någon marknadsmakt av betydelse. Det är därför knapphetsprissättning snarare än monopolprissättning som gör att elpriserna oftast är högre än den rörliga kostnaden i det marginella kraftslaget. Från samhällsekonomisk synpunkt är de svenska elpriserna därför "effektiva".

Men marknadspriset har också den viktiga rollen att styra resurser till de ändamål där de har högst värde. På en väl fungerande elmarknad skulle den stora skillnaden mellan elpriserna i norr och elpriserna i söder leda till att stora investeringar i ökad elproduktion i SE 3 och särskilt SE 4, liksom till ökad kapacitet att transportera el från norr till söder. Med undantag för den planerade utbyggnaden av transmissionsnätets nord-sydliga kapacitet har detta inte skett och synes inte heller vara på gång i någon större utsträckning.

De stora elprisskillnaderna mellan norr och söder upplevs av många som orättvisa. Men från samhällsekonomisk synpunkt handlar det om en annan fråga, nämligen att resurser inte används effektivt. Den el som produceras skulle skapa ett större samlat värde om mer kunde användas i söder där den på marginalen värderas högre än i norr. Ytligt sett innebär detta att elmarknaden inte fungerar tillräckligt väl när det gäller att styra lokaliseringen av ny elproduktion. En alternativ och sannolikt mer korrekt tolkning är att de starka prissignalerna inte varit tillräckligt starka för att övervinna de institutionella hinder för ökad elproduktion som finns i södra Sverige.

Slutsatser

Det förda resonemanget leder till fyra slutsatser om prisbildningen på den svenska elmarknaden;

1. Den svenska elmarknaden är i huvudsak en väl fungerande marknad, givet de institutionella hindren för effektiv lokalisering av ny elproduktion.
2. Prisbildningen på elmarknaden är i grunden kortsiktig och reflekterar kontinuerligt varierande förhållanden med avseende på utbud och efterfrågan inom Sverige men också inom större delen av Europa.

³⁰ Även om detta vid några tillfällen har skett med hjälp av den s.k. effektreserven,

3. Den höga andelen vind- och solkraft på den svenska och många andra länders elmarknader gör att elproduktionen, och därmed elpriserna, uppvisar stora kortsiktiga variationer.
4. Det finns ingen mekanism som gör att elpriserna på längre sikt konvergerar mot elsystemets långsiktiga marginalkostnad.

6. Vindförhållanden och elpriser

Som nämndes i Kapitel 3 räknar Svenska kraftnät med att vindkraften har en tillgänglighet på nio procent under den period då efterfrågan är som högst. Samtidigt kan vindkraftens tillgänglighet variera högst väsentligt mellan olika tidpunkter under året, vilket belyses av Tabell 16. Denna visar situationen på elmarknaden under två handelsperioder: 15:00 – 15:15 den 19 februari 2026 och 14:30-14:45 den 14 maj 2026.

Tabell 16: Läget på elmarknaden den 19 februari respektive 14 maj 2026

Utbud och efterfrågan	19/2	14/5
-Vattenkraft	11 552	3 598
-Kärnkraft	7 049	3 393
-Vindkraft	615	7 311
-Kraftvärme mm	2 180	1 969
Summa utbud	21 396	16 271
Inhemsk efterfrågan	21 033	12 912
Nettoexport	363	3 359

Källa: "Kontrollrummet". Svenska kraftnät.

Under handelsperioden den 19 februari var bara 3,6 procent av vindkraftens installerade kapacitet tillgänglig. Elområdespriserna på Elspot låg då mellan 170 och 203 öre/kWh. Motsvarande siffror för den angivna handelsperioden den 14 maj var 43 procent respektive 24 och 86 öre/kWh. Under den sistnämnda handelsperioden var vindkraftverkens produktion större än den samlade produktionen i vatten- och kärnkraftverk och täckte 57 procent av den inhemska efterfrågan. Vid andra tillfällen under året var vindkraftens tillgänglighet ännu högre och priserna ännu lägre. Man kan också notera den mycket låga vattenkraftsproduktionen den 14 maj.

6.1 Prisbildningens logik under olika vindförhållanden

Mot bakgrund av siffrorna i Tabell 16 finns det skäl att mer ingående diskutera hur vindförhållandena i förening med kopplingen till angränsande länders elmarknader påverkar prisbildningen på den svenska elmarknaden. Utgångspunkten för den följande diskussionen är den sammanställning av installerade kapaciteter som

redovisades i Tabell 8 samt hypotetiska antaganden om olika vindförhållanden. De situationer som behandlas avser den bedömda installerade och tillgängliga effekten 2030 under en viss handelsperiod på dagtid under vintern. För enkelhets skull antas inledningsvis att Sverige är ett enda elområde.

Två olika nivåer antas för den effekt i vindkraftverk som är tillgänglig. I det första fallet, "Kraftig vind", antas tillgängligheten vara 80 procent. I fallet "Svag vind" är den 10 procent. Siffrorna för respektive fall redovisas i Tabell 17. För övriga kraftslag antas samma tillgänglighet som gällde i Tabell 8. I båda fallen antas den inhemska efterfrågan uppgå till 20 000 MW.

Tabell 17: Installerad och tillgänglig effekt under olika vindförhållanden 2030

	Installerad effekt, MW	Tillgänglig effekt, MW	
		Kraftig vind	Svag vind
Vattenkraft	16 500	13 783	13 783
Kärnkraft	6 900	6 210	6 210
Vindkraft	19 000	15 200	1 900
Kraftvärme FV	2 800	2 156	2 156
Kraftvärme industri	1 600	1 232	1 232
Solkraft	4 800	0	0
Summa	51 600	38 581	25 281

Källa: "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport höst 2025". Egna beräkningar.

Fall 1: Kraftig vind

Eftersom buden avseende den aktuella handelsperioden läggs dagen före den dag då elen ska produceras kan vindkraftsproducenterna inte med säkerhet veta exakt hur mycket som de kan producera. För att undvika obalansavgifter bjuder de därför troligen in en något mindre kvantitet än den som anges i tabellen. Hur mycket som faktiskt bjuds in beror på hur hög osäkerheten om vindförhållandena under den kommande dagen är.

För vattenkraftsproducenternas del är situationen att ett fullt utnyttjande av deras kapacitet skulle leda till ett utbud som vida överstiger den förväntade inhemska efterfrågan på 20 000 MW. Men eftersom vindförhållandena är positivt korrelerade över stora geografiska områden är det troligt att vindkraftsproduktionen är stor även i omgivande länder och att de förväntade marknadspriserna därför är låga. Det ter sig därför inte lönsamt att bjuda in en större produktion än vad som kan avsättas inom Sverige.

Vattenkraftsproducenterna har därför incitament att begränsa sitt utbud så mycket som med hänsyn till vattendomar och andra driftsrestriktioner är möjligt. Den återstående kvantiteten bjuds ut till ett pris strax under det förväntade (låga) marknadspriset, d.v.s. till ett pris som säkerställer att budet accepteras (får "tillslag").

Möjligheten att få sälja el på marknaden för stödtjänster³¹ gör att det, trots ett lågt pris på dagen-före marknaden, är viktigt att hålla generatorerna i gång.

Fall 2: Svag vind

I detta fall kommer utbudet av vindkraft, oavsett hur producenterna bedömer osäkerheten om vindförhållandena kommande dag, att vara lågt. Därför är det samlade potentiella utbudet från vindkraft, kärnkraft och kraftvärme långt mindre än den förväntade efterfrågan på 20 000 MW. Med andra ord måste det tillkomma en betydande mängd el från vattenkraftverk för att den inhemska efterfrågan ska kunna tillgodoses.

Sannolikt är det i detta fall inte bara i Sverige som vindarna är svaga utan även inom ett större nordeuropeiskt område. Det låga utbud av vindkraft som detta innebär leder till förhållandevis höga elpriser. För vattenkraftsproducenterna är frågan därför inte hur stor tillgänglig effekt som man har utan hur mycket av det magasinerade vattnet som man vill utnyttja under just denna handelsperiod. Den kvantitet som man bestämmer sig för att producera bjuds även i detta fall ut till ett pris just under det förväntade, sannolikt förhållandevis höga, marknadspriset. Givet att man får ett "tillslag" så prissätts ju produktionen till marknadspris.

6.2 Slutsatser av de två hypotetiska fallen

Variationer i vindförhållandena har två tydliga konsekvenser. Den ena rör produktionens sammansättning med avseende på kraftslag; hög andel vindkraft när vinden är stark och låg andel vindkraft när vinden är svag. Den andra rör nivån på elpriserna; höga priser när vinden är svag och låga priser när vinden är stark. Det som är gemensamt för de två fallen är att de svenska elpriserna är kopplade till prisnivån på en stor nordeuropeisk elmarknad. Eftersom vindförhållandena uppvisar kortsiktiga variationer leder en stor kapacitet i vindkraftverk till hög kortsiktig volatilitet i elpriserna. Detta gäller för alla de fyra elområdena, även om det medelvärde som elpriset varierar kring skiljer sig mellan dessa.

7. Integration och elpriser

Tre inhemska förhållanden har stor betydelse för huvuddragen i de svenska elprisernas nuvarande nivå och utveckling under det kommande decenniet, nämligen:

- Att merparten av det svenska elproduktionssystemet består av anläggningar med låga eller mycket låga rörliga kostnader;

³¹ "Stödtjänster" är ett samlingsbegrepp för de resurser som Svenska kraftnät, i sin roll som systemoperatör, behöver för att säkerställa att frekvensen i elsystemet i realtid hålls inom det förutbestämda smala intervallet.

- Att en stor del av det svenska elproduktionssystemet består av anläggningar med väderberoende och därmed kortsiktigt varierande produktion;
- Att den samlade produktionskapaciteten i energitermer (TWh) är större än den inhemska efterfrågan.

Men ett väl så viktigt förhållande är den svenska elmarknadens långt gångna integration med flera andra länders elmarknader. Dock är integrationen inte fullständig; nätbegränsningar och interna förhållanden spelar roll för vilka flöden som uppstår och vilka priser som bildas. EU:s uttalade mål är att integrationen av de nationella elmarknaderna inom unionen ska öka. Samtidigt finns det ett ökande motstånd, inte minst från svensk sida, mot en ännu starkare koppling mellan de olika ländernas elpriser. En rimlig hypotes är dock att integrationsprocessen fortsätter.

För att belysa hur graden av europeisk elmarknadsintegration påverkar de svenska elprisernas utveckling diskuteras i det följande två hypotetiska fall, vart och ett extremt. I det första fallet antas Sverige är vara "elektrisk ö" i norra Europa. I det andra att Sverige och flertalet europeiska länder har en gemensam och helt integrerad elmarknad.

Fall 1: En "elektrisk ö"

Om Sverige vore en "elektrisk ö" utan förbindelser med angränsande länder skulle elpriserna bestämmas av utbud och efterfrågan på en helt svensk elmarknad. I nuläget skulle ett stort kapacitetsöverskott i förhållande till den inhemska efterfrågan skapa en betydande press på elpriserna. På kort sikt skulle dessa vara mycket låga; det finns ju en mycket stor kapacitet i kraftverk med låga rörliga kostnader, vilket innebär att producenterna pressas att lägga mycket låga bud för att få "tillslag".

De låga elpriserna skulle stimulera efterfrågan på el, men också stoppa investeringar i ny produktionskapacitet och eventuellt leda till avveckling av befintlig produktionskapacitet. Ökande efterfrågan skulle därför med tiden leda till ökad risk för knapphet på kapacitet under perioder med svag vind liksom under "torrår". I takt med att detta skulle de över året genomsnittliga elpriserna stiga och så småningom bli tillräckligt höga för att göra investeringar i nya kraftverk lönsamma. På längre sikt skulle elsystemets produktionskapacitet vara anpassad till den inhemska efterfrågan på el.

Fall 2: En helt integrerad flernationell elmarknad

I detta fall är alltså ett stort antal europeiska länders elmarknader både fysiskt och institutionellt helt integrerade. Det finns fysiska överföringsförbindelser mellan (och inom) länderna med tillräcklig kapacitet för att under normala förhållanden möjliggöra de flöden som på basis av budgivningen på de olika elbörserna bestäms av *Euphemia*. Vidare saknas nationella regelverk som hindrar en helt fri handel med el inom det geografiska område som den gemensamma elmarknaden omfattar.

På denna integrerade elmarknad bestäms prisnivån av förhållandet mellan utbud och efterfrågan inom området som helhet. Bortsett från tillfälliga nätbegränsningar sker en fullständig utjämning av elpriserna länderna och elområdena emellan. Om efterfrågan över tid skulle växa snabbare än utbudet så skulle elpriserna stiga, medan de skulle falla om utbudet skulle växa snabbare än efterfrågan. Som den kontinentala verkligheten ser ut skulle det åtminstone tidvis vara gaskraft som är det marginella kraftslaget inom den gemensamma elmarknaden.

Under de förhållanden som gäller i detta fall är den svenska kraftindustrin konkurrenskraftig och kan svara för en betydande export till priser som ofta speglar de rörliga kostnaderna i gaskraftverk (plus priset för utsläppsätter). Men dessa priser är också de elpriser som svenska elkonsumenter möter. Om den inhemska efterfrågan på el ökar eller minskar så har det inte mer än en marginell betydelse/ för elprisnivån. Det svenska elsystemets kapacitet skulle på sikt anpassas till den svenska kraftindustrins internationella konkurrensförmåga snarare än till den inhemska efterfrågan på el.

8. Elprisernas utveckling fram till 2035

När man ska bedöma de svenska elprisernas utveckling under det kommande decenniet måste man ta ställning till hur mycket som liknar det som gäller i *Fall 1* ("elektrisk ö") respektive i *Fall 2* (helt integrerad europeisk elmarknad). Kopplingen mellan kontinentala och svenska elpriser finns bara i *Fall 2*. Likaså är den stora svenska exporten av el unik för *Fall 2*. En naturlig första fråga är därför: Vilka av slutsatserna i *Fall 1* är fortfarande giltiga?

8.1 Giltiga slutsatser från Fall 1

En fortsatt giltig slutsats från *Fall 1* är att överkapacitet (i energitermer, TWh) pressar de inhemska elpriserna och att detta håller tillbaka investeringarna i ny produktionskapacitet (såvitt investeringarna i fråga inte subventioneras). Dessa effekter begränsas förvisso av att en stor del av den el som produceras exporteras, men inte mer än att de svenska elpriserna är lägre än i flertalet andra europeiska länder. Huruvida detta kan väntas bestå är en öppen fråga.

En annan fortsatt giltig slutsats från *Fall 1* är att ökad inhemsk efterfrågan på el leder till högre inhemska elpriser. Detta sker på två olika sätt. Det ena följer av att stigande inhemsk efterfrågan på el är liktydigt med ökad inhemsk betalningsvilja för el. Med andra ord att en given mängd el kan säljas till ett högre pris. Detta gör att producenterna bjuder in sin produktion på Elspot till ett högre pris, särskilt om den ökade efterfrågan innebär att risken för knapphet på produktionskapacitet ökar. Eftersom de svenska marknadspriserna på el aldrig blir lägre än de högsta

accepterade buden på Elspot är slutsatsen att ökad inhemsk efterfrågan på el leder till högre inhemska elpriser.

Det andra sättet på vilket ökad inhemsk efterfrågan på el leder till högre inhemska elpriser hänger samman med att balansen mellan utbud och efterfrågan inom de fyra olika elområdena ändras. Om exempelvis den ökade industriella elanvändning som diskuterades i Kapitel 4 kommer till stånd så sker detta inom elområde SE 1. Det produktionsöverskott som länge funnits i SE 1 kommer då att minska, försvinna eller ersättas av sin motsats.

Därmed minskar flödet av el från norr till söder, vilket innebär att flaskhalsarna i stamnätet mellan SE 2 och SE 3 mer sällan blir bindande. Det skydd mot de högre elpriserna i söder som dessa flaskhalsar har givit norra Sverige kommer då att till stor del försvinna. Med detta försvinner också de stora skillnaderna mellan de nordliga och de sydliga elområdena.

Slutsatsen är att ökad inhemsk efterfrågan leder, allt annat lika, till en generellt högre elprisinivå, men hur det elpris som enskilda hushåll och företag måste betala beror på hur den ökade efterfrågan fördelas mellan de fyra elområdena.

8.2 Koppling till kontinentala elpriser

Via kopplingen till ett antal europeiska elbörser och algoritmen *Euphemia* finns det som beskrivits en mycket konkret koppling mellan kontinentala och svenska elpriser. Frågan är då hur de kontinentala elpriserna kan väntas utvecklas under det kommande decenniet. En mer ingående analys av hur elpriserna kommer att utvecklas i Sveriges nordiska grannländer och i Kontinentaleuropa ligger utanför ramen för denna studie. Några observationer kan dock göras.

En är att även de nordiska grannländernas elmarknader är integrerade med elmarknaderna i flera andra europeiska länder. Elprisutvecklingen i stora delar av Europa påverkar därför Sverige dels direkt via de egna förbindelserna med Tyskland och de baltiska länderna, dels via de nordiska grannländernas förbindelser med Kontinentaleuropa och Storbritannien.

En annan observation är att det marginella, prisbestämmande, kraftslaget i många europeiska länder är gaskraft. Det innebär att de internationella gaspriserna har ett betydande inflytande på de europeiska elpriserna och därmed också på de svenska elpriserna. Till saken hör att de internationella gaspriserna har visat sig vara mycket känsliga för geopolitiska händelser som kriget i Ukraina och stängningen av Hormuzundet.

Samtidigt sker det en betydande utbyggnad av vind- och solkraft i många europeiska länder. Under gynnsamma väderförhållanden kan dessa kraftslag komma att även på marginalen ersätta gaskraft och via ett stort utbud pressa elpriserna. Men beroendet av väderförhållandena leder också till stora variationer i elpriserna, med höga

gaskraftbestämda priser när vind- och solkraftproduktionen är låg och låga priser när det motsatta gäller.

En trolig utveckling är därför att de kontinentala elpriserna kommer att uppvisa kortsiktiga variationer. Hur den nivå kring vilken priserna varierar utvecklas beror på förhållandet mellan ökat utbud och ökad efterfrågan i området som helhet. Utvecklingen på utbudssidan beror på hur kraftföretagen bedömer de framtida marknadspriserna på el i förhållande till kostnaderna för ny elproduktion och de legala och andra restriktioner av skilda slag som gäller för investeringar i nya kraftverk.

9. Varför är elpriserna som de är och vad kan man göra åt det?

Under drygt två decennier efter 1980-talets slut dominerades den svenska elproduktionen av vattenkraft och kärnkraft. Samtidigt var graden av integration med andra länders elmarknader låg, vilket gjorde att elpriserna bestämdes av utbud och efterfrågan på den svenska elmarknaden. Detta ledde till elpriser som i internationell jämförelse var låga och därtill i stort sett utan kortsiktiga variationer. Däremot varierade elpriserna mellan olika årstider och mellan "våtår" och "torrår".

Ingen kan med säkerhet säga hur de svenska elpriserna kommer att utvecklas under det kommande decenniet. Men de kommer inte att utvecklas som de gjorde under 1980- och 1990-talen. Den väderberoende vind- och solkraftens intåg och integrationen med andra länders elmarknader har skapat nya förutsättningar för prisbildningen på elmarknaden.

Priset på el bestäms nu som tidigare av förhållandet mellan utbud och efterfrågan på den relevanta elmarknaden. Att elpriserna nu är som de är beror huvudsakligen, som framgått, på två förhållanden. Det ena är att utbudet av el varierar kraftigt med väderförhållandena. Det andra är att den "relevanta" elmarknadens geografiska utsträckning, beroende på nätbegränsningar, varierar mellan ett enskilt svenskt elområde och en stor europeisk marknad. Den verklighet som detta innebär och som svenska hushåll och företag måste förhålla sig till fram till 2035 är kortsiktigt varierande elpriser. Till kommer att dessa variationer troligen sker kring en stigande trend.

Det nya i situationen på elmarknaden är att hushåll och företag på något sätt måste hantera elprisrisker, d.v.s. kortsiktigt volatila elpriser med emellanåt stor amplitud. Det finns i princip två metoder för riskhantering: Real eller finansiell.

Den reala metoden innebär att man på olika sätt ökar den kortsiktiga flexibiliteten i sin elanvändning. Det kan ske med hjälp av batterier som laddas när elpriset är lågt

och utnyttjas för att minska inköpen av el när elpriset är högt. Alternativt kan man etablera ett beteende som innebär att elanvändningen förskjuts i tiden beroende på om elpriset är högt eller lågt.

Den finansiella metoden innebär att man tecknar någon form av fastprisavtal, d.v.s. att man betalar en annan part för att ta över elprisrisken. Det är en metod som många redan utnyttjar. Men om elpriserna blir alltmer volatila med stora skillnader mellan toppar och bottnar så kommer fastprisavtalen troligen att bli allt dyrare.

Vilken metod som kommer att dominera är svårt att sja om. Men varje konsument har goda skäl att lära sig att förstå hur och varför elpriserna varierar och finna den metod för riskhantering som i den egna situationen passar bäst. Under de kommande åren kommer kostnaden för den el som man förbrukar av allt att döma i hög grad bero på hur man kan gardera sig mot elprisets variationer.

9.1 Behöver prisbildningen på elmarknaden reformeras?

Som avslutning kan man reflektera om prisbildningen på den svenska elmarknaden borde reformeras. Frågan är viktig men måste skiljas från två andra frågor. Den första är om det är effektiv konkurrens på elmarknaden. Detta är en fråga för Konkurrensverket att löpande bevaka. Men hittills har inga uppenbara tecken på att någon eller några aktörer har och i så fall missbrukar en tillfällig eller mer varaktig dominerande ställning.

Den andra frågan är om det finns "produkter", t.ex. effekt, som borde handlas men som nu inte handlas på elmarknaden. Det är en fråga för elmarknadens aktörer och systemoperatören (Svenska kraftnät). Under senare år har det förts en diskussion om behovet av marknader för effekt och olika typer av systemtjänster. Vad utfallet blir återstår att se. Men det som är typiskt för en fri marknadsekonomi är att de marknader för enskilda produkter som finns eller skapas är de som marknadens aktörer har behov av.

Men hur är det då med själva prisbildningen. På ett eller annat sätt måste elmarknadens vara organiserad så att utbud och efterfrågan kontinuerligt är i balans. Den nuvarande modellen är från denna synpunkt effektiv; priset på el anpassas kontinuerligt så att utbud är lika med efterfrågan. Men det leder emellanåt till mycket höga elpriser som skapar problem för många hushåll och företag.

Ett "tak" på elpriset skulle lösa det problemet, men samtidigt skapa andra. Ett är att den begränsning av efterfrågan och ökning av utbudet som ett allt högre elpris skulle åstadkomma måste lösas med någon form av ransonering. Ett annat är att de uteblivna pristopparna skulle minska lönsamheten i anläggningar för "spetskraft", d.v.s. kraftverk som bara används när effektbrist hotar, och i batterier. Ett pristak skulle därmed öka risken för brist på effekt.

Båda dessa problem synes vara större än problemet med kortvariga elpristoppar. Det finns därför inga uppenbara skäl att, utöver det som elmarknadens aktörer finner

ändamålsenligt och själva genomför, reformera prisbildningen på den svenska elmarknaden.

9.2 En utblick mot tiden efter 2035

Åren efter 2035 ligger en bra bit in i framtiden och ingen vet vad som kan hända på vägen dit. När det gäller elmarknaden finns det dock två utvecklingar som med hög sannolikhet kan komma att ske och som kan spela en betydande roll. En är planerna på att bygga ut ny kärnkraft så att ny planerbar kapacitet finns på plats från mitten av 2030-talet. Detta påverkar elmarknaden, allt annat lika, på två sätt.

Det ena är att andelen vind- och solkraft i den samlade elproduktionen minskar, vilket gör att variationerna i den samlade elproduktionen blir mindre. Därmed blir också elprisernas volatilitet mindre. Det andra är att ny kärnkraft (som enligt nuvarande planer lokaliseras till södra Sverige) leder till mindre prisskillnader mellan de fyra elområdena.

Hur ny kärnkraft påverkar ny- och reinvesteringar i vindkraft och därmed det samlade utbudet av el i Sverige är en viktig fråga med okänt svar. Den avgörande faktorn i sammanhanget är hur potentiella investerare i vindkraft bedömer den tillkommande kärnkraftens inverkan på de framtida elpriserna.

Den andra viktiga saken är en utveckling på batteriområdet som kan skapa kostnadseffektiva förutsättningar för att balansera stora svängningar i vindkraftsproduktionen. Med tillgång till effektivare och billigare batterier kan dagens vindkraftsparker med väderberoende produktion då omvandlas till kombinat av vindkraftverk och batterier som tillsammans har en stabilare produktion. I kölvattnet av utbyggnaden av ny kärnkraft och utvecklingen på batteriteknologins område kommer de väderberoende kraftslagens problem troligen att avföras från samhällsdebatten och den energipolitiska dagordningen.

Varför är elpriserna (ibland) så höga?

Om prisbildningen på elmarknaden – med en utblick mot 2035

Varför är elpriserna ibland höga trots att en stor del av elproduktionen har låga produktionskostnader? Rapporten visar att dagens elpriser i hög grad påverkas av väderberoende elproduktion, nätbegränsningar och den svenska elmarknadens koppling till övriga Europa.

Resultatet visar att de genomsnittliga elpriserna i Sverige väntas stiga långsamt fram till 2035, samtidigt som prisvariationerna blir allt viktigare. Prisskillnaderna mellan norra och södra Sverige bedöms minska, men svenska elpriser kommer fortsatt att påverkas starkt av utvecklingen på den europeiska elmarknaden. Resultaten bidrar till ökad kunskap om hur elpriser bildas och vilka faktorer som påverkar hushåll, företag och investeringar i energisystemet.



Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust, hållbart och konkurrenskraftigt energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på www.energiforsk.se.