



Energimyndigheten

Nuläget på elmarknaden

Januari 2026

Publicerad 2026-02-11

Nuläget på elmarknaden

Varje månad sammanfattar Energimyndigheten läget på elmarknaden och beskriver de fundamentala faktorer som påverkar utvecklingen av elpriset.

www.energimyndigheten.se

Innehåll

Sammanfattning	5
1 Elpriser på dagen före-marknaden	6
1.1 Månadsgenomsnitt	6
1.2 Tim- och kvartspriser	8
2 Prispåverkande faktorer	10
2.1 Elanvändning.....	10
2.2 Elproduktion.....	11
2.3 Priser på bränslen och koldioxid	14
2.4 Handel	15
2.5 Ekonomisk utveckling.....	16
3 Terminspriser på den finansiella marknaden	17
4 Slutkundspriser	18
5 Nyhetsuppdatering	20
Bilaga	21

Sammanfattning

Under januari var det genomsnittliga priset högre i samtliga svenska elområden jämfört med december. Högst pris var det i SE4 på 106 EUR/MWh, vilket är 46 EUR/MWh högre än i december och lägst pris var i SE1 och SE2 på 88 EUR/MWh vilket är 59 respektive 58 EUR/MWh högre jämfört med månaden innan.

Även i omkringliggande elområden och andra nordeuropeiska länder ökade priset under januari jämfört med föregående två månader. I Finland ökade priset mest jämfört med december. Av de länder och elområden som Sverige är direkt anslutna till så hade Litauen högst månadsmedelpris i januari med 152 EUR/MWh. Lägst pris hade NO4 med 71 EUR/MWh.

I januari uppstod inga tillfällen med vare sig kvartar eller timmar med negativa elpriser.

Det kalla vädret under januari har lett till högre elanvändningen i samtliga svenska elområden. Totalt användes 15 TWh (+2,3 TWh från december) i Sverige. Låga temperaturer och högre elanvändning ses även i hela Norden (Sverige, Finland, Norge och Danmark) och sammanlagda elanvändningen för dessa länder var 44,8 TWh (+6,7 TWh).

Samtliga kraftslag förutom vindkraft, både i Sverige och i Norden som helhet, hade en högre produktion under januari jämfört med december. I Sverige var elproduktionen 17,6 TWh under januari (+1,3 TWh) och i Norden 47,5 TWh (+4,4 TWh). Vattenkraft står för största ökningen och kärnkraften har under månaden haft en hög tillgänglighet. Vindkraftsproduktionen var 1,0 TWh lägre i Sverige och 1,7 TWh i Norden.

Vattenkraftens magasinnivåer är i slutet på januari fortsatt på nära normala nivåer både för Sverige och Norden som helhet. Däremot har den hydrologiska balansen försämrats snabbt under månaden och är i slutet på januari -18 TWh.

Energimarkandsinspektionen tar fram veckovisa rapporter om elmarknaden och de publiceras här: [Läget på elmarknaden - Energimarknadsinspektionen \(ei.se\)](https://www.ei.se/om-elmarknaden).

För en beskrivning av elens roll i hela energisystemet nu och historiskt titta gärna här: [Sveriges energisystem \(energimyndigheten.se\)](https://www.energimyndigheten.se/om-energisystemet)

Energimyndigheten sammanställer även marknads- och nulägesrapporter om utvecklingen på de globala energimarknaderna för olja, naturgas, kol och utsläppsrätter samt biodrivmedel och fasta biobränslen. De publiceras här och går även att prenumerera på: [Marknadsrapporter och nulägesanalyser \(energimyndigheten.se\)](https://www.energimyndigheten.se/marknadsrapporter-och-nulagesanalyser)

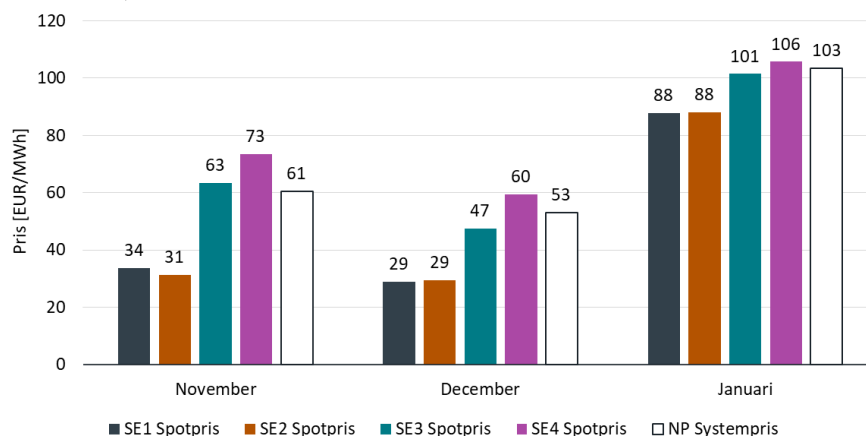
1 Elpriser på dagen före- marknaden

Högre elpris i samtliga elområden i nordliga delen av Europa under januari. Historiskt höga månadsmedelpriser i SE1 och SE2 i januari jämfört med samma månad tidigare år. Trots det var priset i SE1 och SE2 bland de lägre priserna jämfört med andra länder i norra Europa.

1.1 Månadsgenomsnitt

Månadsmedelpriset för SE1-SE4 samt systempriset för de senaste tre månaderna redovisas i Figur 1. Under januari var det genomsnittliga priset högre i samtliga elområden jämfört med december. Högst pris var i SE4 på 106 EUR/MWh, vilket är 46 EUR/MWh högre än i december, se Figur 1. Genomsnittspriset i januari var lägre i SE1 och SE2 än i de andra elområdena, och låg på 88 EUR/MWh, vilket är 59 EUR/MWh högre jämfört med månaden innan. Systempriset var 103 EUR/MWh i januari och därmed 50 EUR/MWh högre än i december.

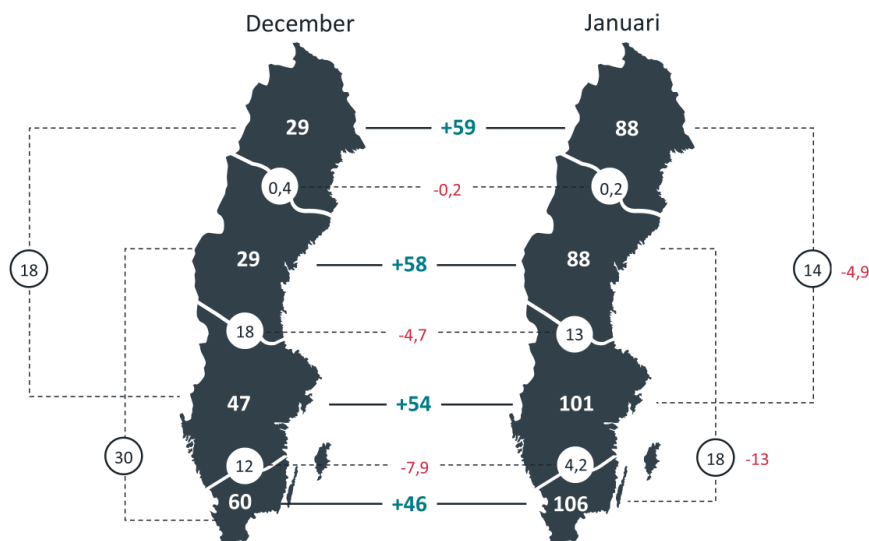
Figur 1 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pools systempris i november 2025-januari 2026, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Figur 2 visas prisskillnaden mellan de svenska elområdena för januari och hur de skiljer sig från föregående månad. I januari minskade prisskillnaden mellan samtliga elområden och därmed jämnades priset ut mellan norra och södra Sverige. Prisskillnaden mellan SE1 och SE3 minskade till 14 EUR/MWh (-4,9 EUR/MWh) och mellan SE2 och SE4 till 18 EUR/MWh (-13 EUR/MWh). I norra Sverige (SE1-SE2) var prisskillnaden i januari endast 0,2 EUR/MWh vilket är en marginell minskning jämfört med december. Mellan SE2-SE3 minskade prisskillnaden till 13 EUR/MWh (-4,7 EUR/MWh) och i södra Sverige (SE3-SE4) minskade prisskillnaden till 4,2 EUR/MWh (-7,9 EUR/MWh).

Figur 2 Prisskillnader mellan Sveriges elområden under december 2025 och januari 2026 samt hur det skiljer sig mellan månaderna, EUR/MWh

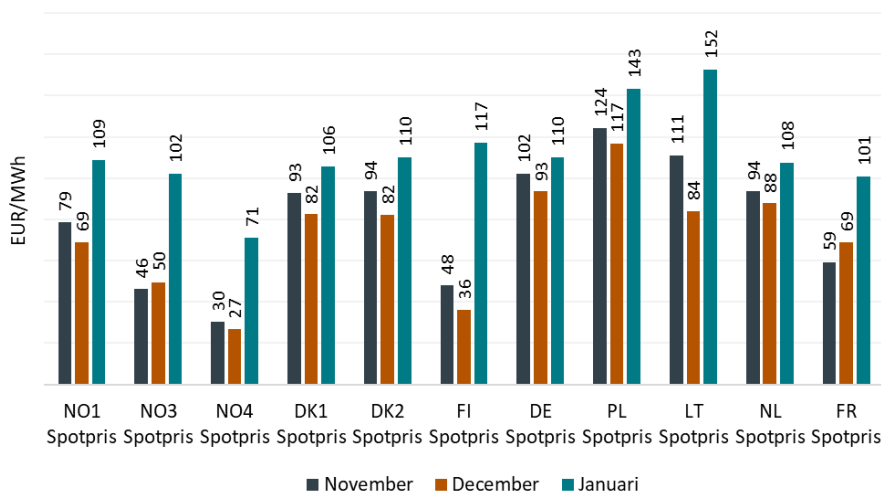


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Anmärkning: I figuren redovisas månadsmedelpriset (vit text), prisskillnaden mellan elområden (svart text) och prisskillnaden jämfört med föregående månad i figuren (röda siffror=minskning, blå siffror=ökning).

Även i omkringliggande elområden samt andra europeiska länder ökade priset under januari jämfört med föregående två månader, vilket visas i Figur 3. I Finland ökade priset som mest under januari med omkring 81 EUR/MWh jämfört med december. Av de länder och elområden som Sverige är direkt anslutna till så hade Litauen högst månadsmedelpris i januari med 152 EUR/MWh vilket är en ökning med 69 EUR/MWh jämfört med december. Lägst månadsmedelpris hade NO4 med 71 EUR/MWh vilket är en ökning med 44 EUR/MWh jämfört med föregående månad. SE1 och SE2 hade därmed näst lägst elpris jämfört med samtliga direkt anslutna elområden till Sverige.

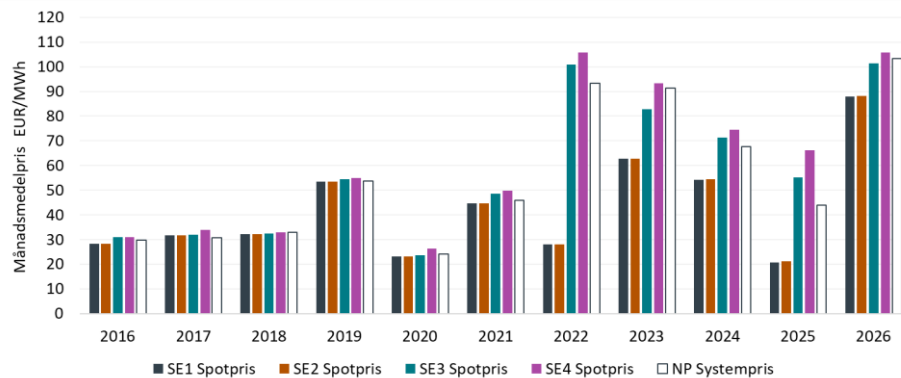
Figur 3 Månadsmedelpris för direkt sammanlänkade elområden med Sverige samt för Nederländerna och Frankrike för november 2025-januari 2026, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 4 ses månadsmedelpriset i januari för SE1-SE4 samt systempriset jämfört med januari tidigare år. För SE1 och SE2 var priset under januari 2026 det högsta som uppmätts för månaden sedan elområden infördes med omkring 25 EUR/MWh högre än tidigare högsta nivån vilket var januari 2023.¹ I SE3 och SE4 var priset på samma nivå som under 2022 vilket var den senaste högsta månadsmedelpris i januari.²

Figur 4 Jämförelse över månadsmedelpris i de svenska elområdena samt systempriset under januari jämfört med historiska år, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Faktorer som påverkar priset för Norden och Sverige under januari jämfört med föregående månad, så som elanvändningen, elproduktionen och handeln med andra länder finns under avsnittet Bilaga.

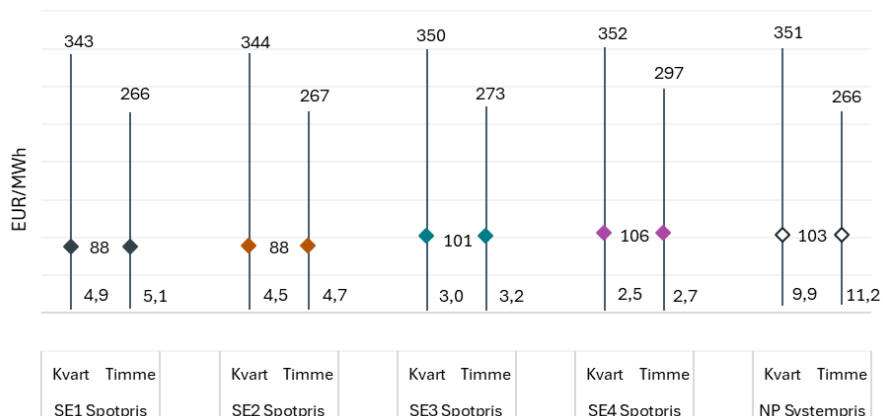
1.2 Tim- och kvartspriser

I Figur 5 ses det högsta-, lägsta- och medelspotpris per kvart och timme för de svenska elområdena samt för systempriset under januari. Det högsta kvartspriset under januari inträffade i SE4 tisdagen den 20 januari kl. 16.45-17.00 och var då 352 EUR/MWh. Även det lägsta kvartspriset inträffade i SE4 torsdagen den 1 januari mellan kl. 06.00-06:15 och var då 2,5 EUR/MWh. Det högsta och lägsta systempriset per kvart inträffade samma dagar och tidpunkter som i SE4 och var då 351 EUR/MWh respektive 9,9 EUR/MWh. Det högsta och lägsta timmedelpriset inträffade också i SE4 och var som högst 297 EUR/MWh (måndag 12 januari) och som lägst 2,7 EUR/MWh (torsdag den 1 januari).

¹ Det högsta månadsmedelpriset sett till alla månader för SE1 och SE2 var under december 2022 med 188 EUR/MWh.

² Det högsta månadsmedelpriset sett till alla månader i SE3 var under december 2022 med 245 EUR/MWh och i SE4 under augusti 2022 med 289 EUR/MWh.

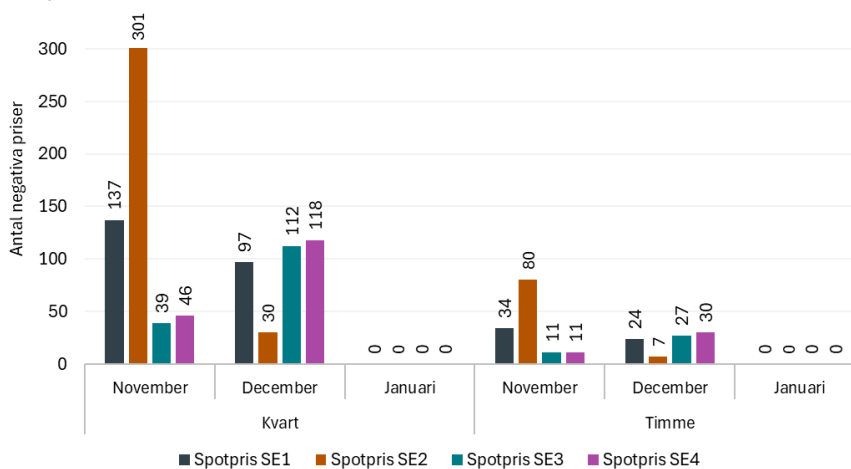
Figur 5 Högsta-, lägsta- och medelspotpris per kvart och timme i SE1–SE4 samt för systempriset i januari, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 6 visas antalet kvartar och timmar med negativa priser som uppstod under november 2025-januari 2026 i SE1-SE4. I januari uppstod inga tillfällen med vare sig kvartar eller timmar med negativa elpriser. Tillfällen med negativa priser inträffar primärt i perioder då efterfrågan är låg och produktionen från intermittenta kraftslagen är hög. Läs mer om orsaker till negativa priser i Bilaga.

Figur 6 Antal kvartar respektive timmar med negativa elpriser i SE1–SE4, november 2025-januari 2026



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

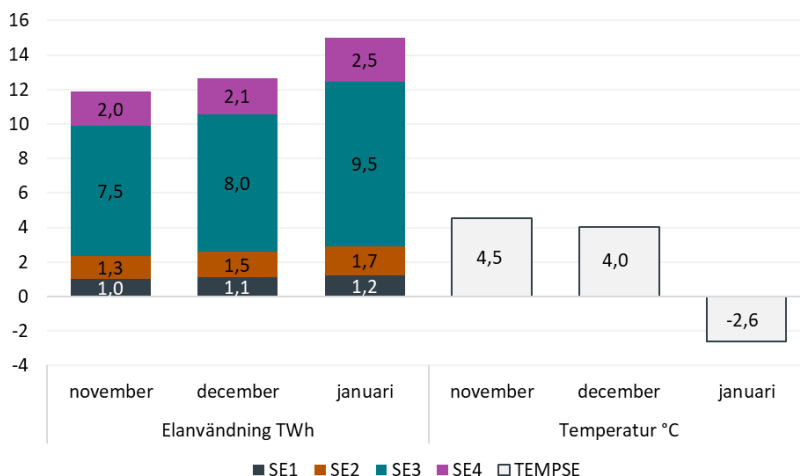
2 Prispåverkande faktorer

Januari har präglats av kallare väder vilket lett till högre elanvändning både i Sverige och i Norden. Elproduktionen från samtliga kraftslag ökade med undantag för vindkraft som minskade jämfört med december. Januari har även präglats av normal fyllnadsgrad i magasin, låg hydrologisk balans och hög tillgänglighet för kärnkraften.

2.1 Elanvändning

Elanvändningen och den faktiska genomsnittstemperaturen för november 2025-januari 2026 visas i Figur 7. Elanvändningen i samtliga svenska elområden ökade i januari jämfört med december. Totalt sett användes 15 TWh i Sverige under januari vilket är en ökning med 2,3 TWh jämfört med föregående månad. Lägre temperaturer ökar behovet av värme och därmed el då en betydande del av värmen tillgodoses av både direkt elvärme och drift av värmepumpar. Den faktiska genomsnittstemperaturen i Sverige var under januari -2,6 grader, vilket är en minskning med 6,6 grader jämfört med december. Under perioden 2012–2026 så har genomsnittstemperaturen under januari varit som lägst -3,5 grader vilket var år 2016 och som högst 4,2 vilket var år 2020.

Figur 7 Efterfrågan på el per elområde (TWh) och genomsnittstemperatur (°C) i Sverige, november 2025-januari 2026



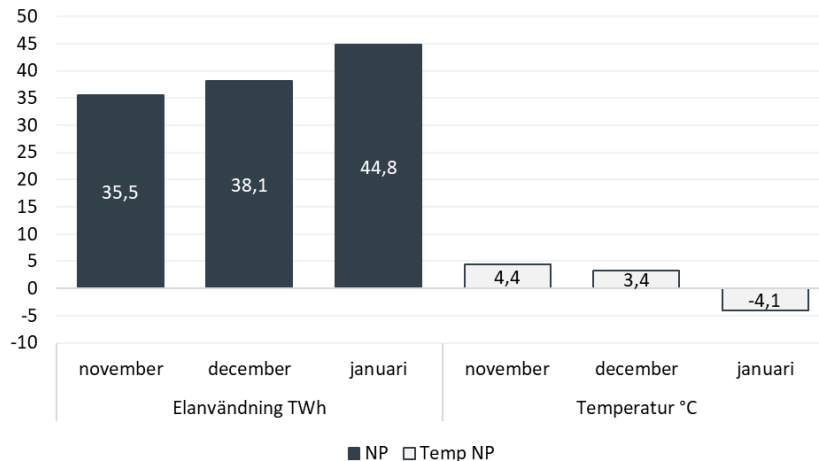
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Anm: Statistiken som publiceras på Nord Pool är preliminär.

Även sett till Norden (Sverige, Finland, Norge och Danmark) så ökade den sammanlagda elanvändningen under januari till 44,8 TWh (+6,7 TWh) samtidigt som den faktiska genomsnittstemperaturen i dessa länder sjönk till -4,1 (-7,5 grader), se

Figur 8. Sedan 2012 har genomsnittstemperaturen i Norden varit som högst 3,6 grader vilket var år 2020 och som lägst -4,4 grader vilket var år 2016.

Figur 8 Efterfrågan på el per elområde (TWh) och genomsnittstemperatur (°C) i Norden, november 2025-januari 2026



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

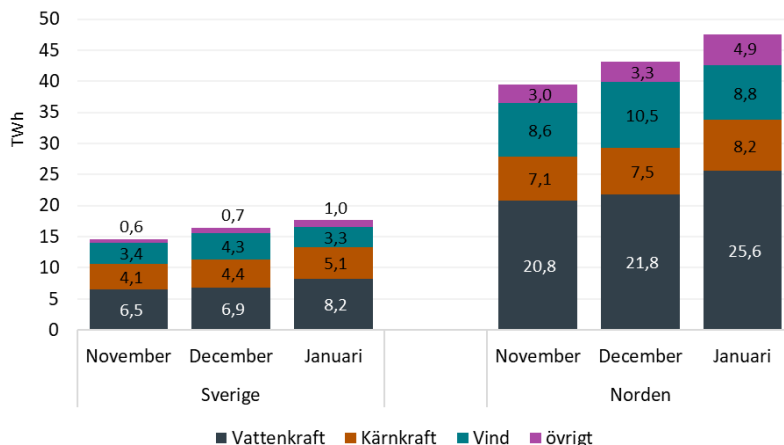
Anm: Statistiken som publiceras på Nord Pool är preliminär.

2.2 Elproduktion

I Figur 9 visas den svenska samt nordiska elproduktionen under januari. I Sverige i var elproduktionen 17,6 TWh under januari (+1,3 TWh jämfört med föregående månad). I Sverige hade samtliga kraftslag en högre produktion under januari förutom vindkraften vars produktion minskade med 1,0 TWh jämfört med december.

I Norden (Sverige, Finland, Norge och Danmark) uppgick den totala elproduktionen preliminärt till 47,5 TWh under januari (+4,4 TWh). Även sett till de nordiska länderna ökade produktionen från samtliga kraftslag förutom vindkraft vars produktion minskade med sammanlagt 1,7 TWh.

Figur 9 Elproduktion i Sverige och Norden per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor

Anm: Statistiken är preliminär.

2.2.1 Tillgänglighet kärnkraft

Under januari uppgick den genomsnittliga tillgängligheten för den svenska kärnkraften till 98 procent vilket är högre än både föregående månad och den historiska tillgängligheten för samma månad under perioden 2014–2025.

Tillgängligheten i Finland för januari var 95 procent vilket är samma som föregående månad. Sammantaget var tillgängligheten i januari för den nordiska kärnkraften något högre än den genomsnittliga tillgängligheten för perioden 2014–2025, vilket ses i Tabell 1.

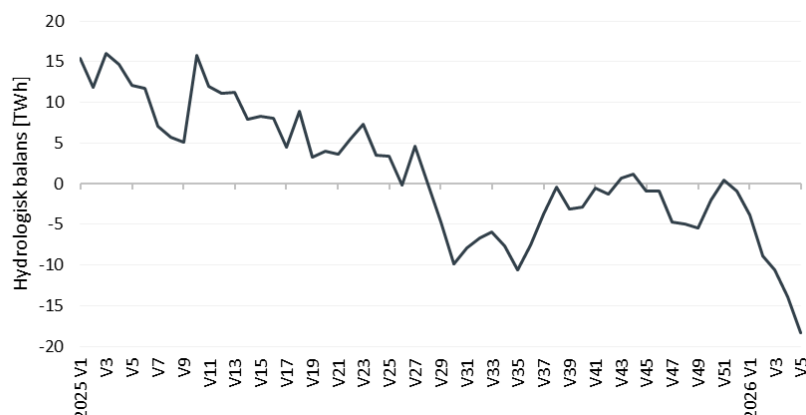
Tabell 1 Status 2025-02-06 och genomsnittlig tillgänglighet för nordisk kärnkraft i januari

Reaktor	Status	Tillgänglighet [%]	Tillgänglig kapacitet, [MW]	Installerad kapacitet, [MW]	Genomsnittlig tillgänglighet 2014–2025	Faktisk/planerade revisioner
Forsmark 1	I drift	99%	991	1 092	98%	6 sept-17 nov 2026
Forsmark 2	I drift	100%	1 118	1 120	93%	12 apr-26 juni 2026
Forsmark 3	I drift	99%	1 150	1 167	91%	8 mars–4 april 2026
Oskarshamn 3	I drift	100%	1 400	1 400	97%	28 mars–22 maj 2026
Ringhals 3	I drift	100%	1 074	1 074	98%	4 maj–19 juli 2026
Ringhals 4	I drift	100%	1 130	1 130	91%	2 sep-15 okt 2026
Loviisa 1	I drift	100%	508	508	100%	19 sep-11 okt 2026
Loviisa 2	I drift	100%	502	502	99%	2 aug-13 sep 2026
Olkiluoto 1	I drift	100%	890	890	100%	19 april–8 juni 2026
Olkiluoto 2	I drift	81%	717	890	97%	6 april–16 april 2026
Olkiluoto 3	I drift	98%	1 569	1 600	99%	10 sep–3 nov 2026
Norden		97%	11 049	11 373	96%	
Sverige		98%	6 863	6 983	94%	
Finland		95%	4 186	4 390	99%	

2.2.2 Hydrologi

I Figur 10 redovisas den uppskattade hydrologiska balansen i Norden från 2025 till och med vecka 5 2026. Med hydrologisk balans avses mängden vatten, översatt i elenergi fördelad på vatten- och snömagasin (inklusive markvatten) i förhållande till en normalsituation. I slutet av januari 2026 var den hydrologiska balansen -18,4 TWh i Norden. Det är en kraftig försämring jämfört med sista veckan i december 2025 då den var -0,9 TWh.

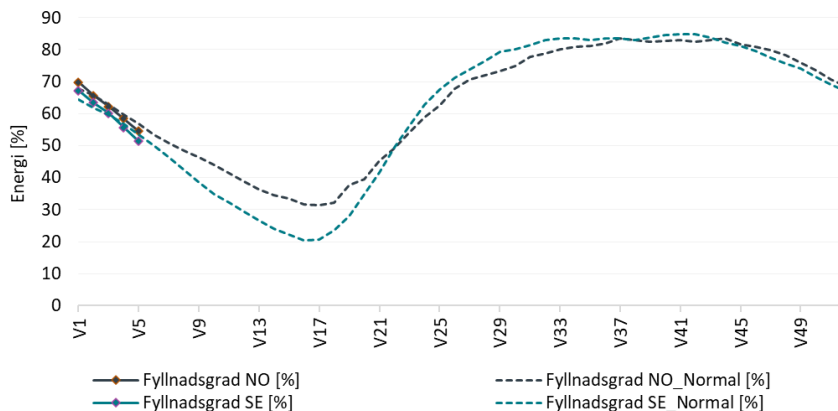
Figur 10 Hydrologisk balans i Norden per vecka 2025–2026, TWh



Källa: SKM Market Predictor

Fyllnadsgraden i de svenska och norska magasinerna redovisas i Figur 11 nedan. Fyllnadsgraden i de svenska magasinerna var 51 procent vecka 5 vilket nästan är i nivå med normalen som är 53 procent³. I Norge var fyllnadsgraden 55 procent samma vecka vilket även det är i nivå med normalen som är 57 procent för aktuell vecka⁴. Gemensam fyllnadsgrad för norska och svenska magasin var 54 procent i slutet på vecka 5 vilket är i nivå med normalen som är 56 procent.

Figur 11 Fyllnadsgrad i svenska och norska vattenmagasin 2026 och genomsnittlig normalnivå, procent



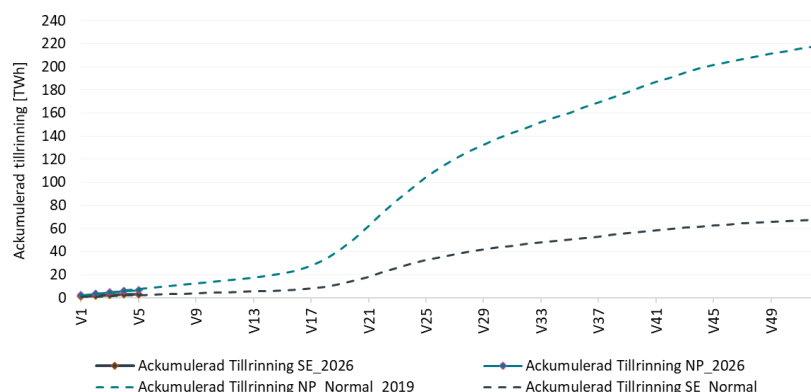
Källa: SKM Market Predictor

Figur 12 redovisas den ackumulerade tillrinningen i Sverige samt i Norden per vecka samt för ett genomsnittligt normalår. För årets första veckor 1–5 uppgick den genomsnittliga tillrinningen till 0,6 TWh/vecka i Sverige vilket är något högre än den normala tillrinningen för perioden som är 0,5 TWh. För Norden som helhet uppgick den genomsnittliga tillrinningen per vecka till 1,3 TWh under samma veckor, vilket är lägre än normal tillrinning som är 1,5 TWh för perioden.

³ Normalnivån skiljer sig åt beroende på källa om det är median- eller medelvärde och vilka år som inkluderas. I Energiföretagen Sveriges veckostatistik anges tex medelfyllnadsnivån för 1960–2025 vara 51 procent för vecka 5.

⁴ Enligt NVE är medianvärdet (för de sista 20 åren) för normalen 56 procent för vecka 5.

Figur 12 Ackumulerad tillrinning i Sverige och i Norden 2026, TWh



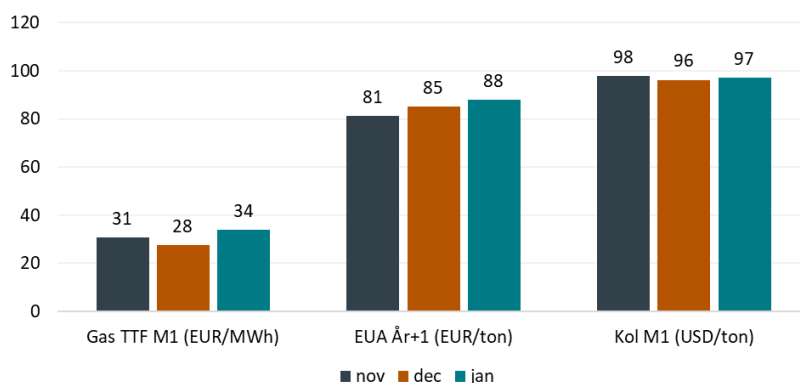
Källa: SKM Market Predictor

2.3 Priser på bränslen och koldioxid

Utvecklingen av de fossila bränslepriserna i form av kol, naturgas samt utsläppsriktpriserna är av stor betydelse för elmarknaden eftersom de påverkar de rörliga kostnaderna i fossilbränslebaserade kraftverk. Mer information om de globala energimarknaderna finns i Energimyndighetens marknadsbrev [Globala energimarknaderna \(energimyndigheten.se\)](https://www.energi.se/globala-energi-marknaderna).

Under januari steg det genomsnittliga månadspriset för gas (+6 EUR/MWh), utsläppsrikt (+3 EUR/ton) och kol (+1 USD/ton) jämfört med föregående månad vilket ses i Figur 13.

Figur 13 Genomsnittligt månadspris på naturgas, utsläppsrikt och kol, november 2025-januari 2026



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, mean och Nord Pool, Close)

Priser på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden har stigit kraftigt under månaden från ett genomsnittligt dagspris på 28 EUR/MWh i början av januari för att i slutet nå 40 EUR/MWh. Svängningarna är dock stora och någon dag in i februari har det sjunkit tillbaka till 34 EUR/MWh igen. De europeiska naturgaslagren var fyllda till 41 procent den 31 januari, att jämföra med 62 procent den 31 december.⁵ Vid fulla

⁵ [Data Overview / Historical Data - AGSI](#)

lager har EU cirka 100 miljarder kubikmeter gas i lager, vilket är ungefär en tredjedel av EU:s årliga konsumtion.

Dagspriset på utsläppsrätter har varierat en del under månaden från att varit som högst 92 EUR/ton i mitten av januari till att den 30 januari vara 81 EUR/ton. Priset på kol följer i stor utsträckning priset på gas och dagspriset steg från att i början av månaden vara 95 USD/ton till 104 USD/ton under månadens sista dag.

2.4 Handel

Nettoexporten från Sverige var 3,0 TWh under januari, vilket är 0,9 TWh mindre än under föregående månad och 0,2 TWh mer än januari 2025, vilket ses i Tabell 2. För Norden som helhet var motsvarande nettoexport 2,8 TWh under januari vilket är 1,9 TWh mindre jämfört med föregående månad och 1,3 TWh mindre än under januari 2025. Högst nettoexport under januari var till Finland med totalt 1,7 TWh, vilket är 0,3 TWh mindre än månaden innan och 1,2 TWh mer än under januari 2025.

Under januari var det totalt åtta timmar med nettoimport. Under 2025 uppgick antal timmar med nettoimport till 54 timmar, där merparten av dem uppstod under november. Detta är 97 timmar fler än antalet timmar med nettoimport under 2024 då merparten uppstod under januari.

Tabell 2 Handel, nettoexport (-), nettoimport (+), TWh

Exportörande region	Importerande region	Januari 2026	December 2025	Januari 2025
SE1	FI	-1,2	-1,7	-0,5
SE3	FI	-0,5	-0,3	0,0
SE3	DK1	-0,1	-0,4	-0,4
SE4	DK2	-0,6	-0,8	-0,7
SE1	NO4	0,1	-0,1	0,0
SE2	NO4	0,0	0,0	0,1
SE2	NO3	0,0	-0,2	0,0
SE3	NO1	0,1	-0,5	-0,2
SE4	DE	-0,1	-0,1	-0,3
SE4	PL	-0,3	-0,4	-0,3
SE4	LT	-0,5	-0,4	-0,4
DK1	NL	0,2	-0,1	-0,1
DK1	DE	-0,4	-0,6	-0,4
DK2	DE	-0,2	-0,4	-0,3
NO2	NL	-0,1	-0,4	-0,4
NO2	DE	-0,6	-0,8	-0,6
NO2	UK	-0,3	-0,9	-1,0
NO4	RU	0,0	0,0	0,0
FI	RU	0,0	0,0	0,0
FI	EE	-0,6	-0,7	-0,2
Nettoexport	Sverige	-3,0	-3,9	-2,8
Nettoexport	Norden	-2,8	-4,7	-4,1

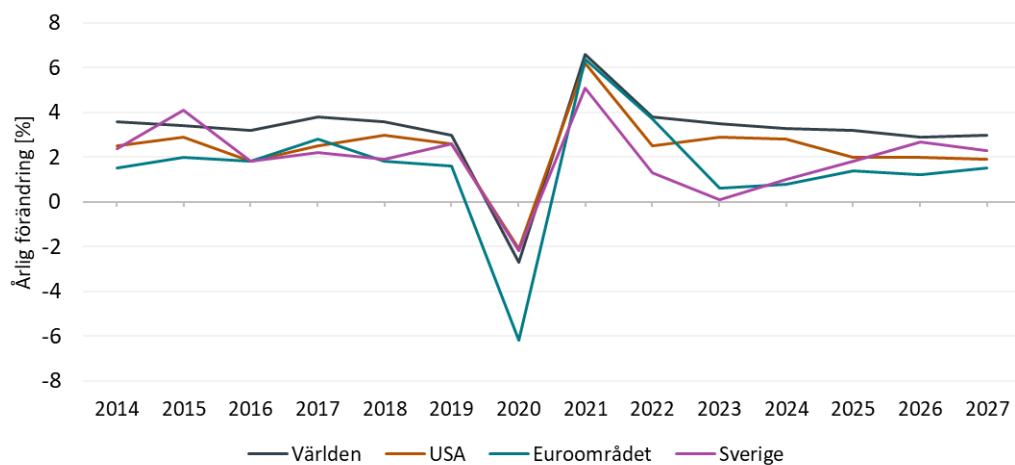
Källa: SKM Market Predictor

2.5 Ekonomisk utveckling

I Figur 14 presenteras prognoser på årsnivå för BNP från Konjunkturinstitutet (KI). På kort sikt kan en minskad ekonomiska utvecklingen påverka elmarknaden på åtminstone två olika sätt genom att påverka elpriset i nedåtgående riktning. För det första leder en minskad ekonomisk aktivitet till att efterfrågan på el minskar genom att näringslivet och framför allt industrin producerar mindre varor och tjänster men även att hushållens konsumtionsutrymme minskar. För det andra innebär en försämrad ekonomi i regel ett tryck nedåt på bränslepriser som kol, gas och råolja vilket i sin tur påverkar elpriserna i Sverige och Europa. Det omvända gäller vid en ökad ekonomisk aktivitet.

Konjunkturinstitutet konstaterar i sin senaste prognos (december 2025) att konjunkturåterhämtning står på fastare mark. Efter en svag start på 2025 har svensk BNP stigit snabbt två kvartal i rad. Det förklaras till stor del av exporten, som växte starkt det tredje kvartalet. Efterfrågan steg dock på bred front det tredje kvartalet med ökning i både privat och offentlig konsumtion samt investeringar. Återhämtningen fortsätter alltså de närmaste kvartalen och under det andra halvåret 2026 bedöms lågkonjunkturen ebba ut. BNP-tillväxten bedöms uppgå till 1,8 procent 2025 (högre än i förra prognosen från september) och 2,7 procent år 2026 vilket är en liten ökning sedan prognosen.

Figur 14 BNP och prognos av BNP, fasta priser



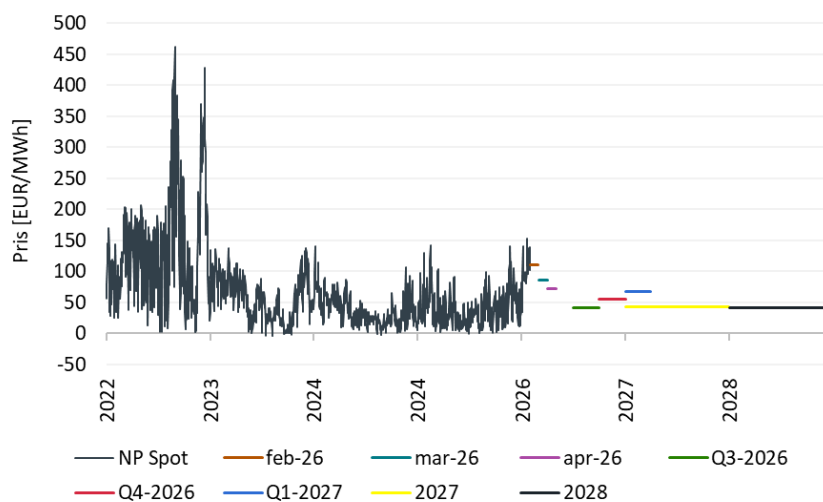
Källa: KI, kalenderkorrigerade värden

3 Terminspriser på den finansiella marknaden

Förutom den fysiska handeln med el handlar många marknadsaktörer även på den finansiella marknaden för att prissäkra sin produktion eller användning. Terminspriserna ger en indikation på vad marknaden tror om framtida priser just när kontrakten handlas.

Terminspriset i Norden (systempris) för februari 2026 (frontmånad) stängde på 111 EUR/MWh i slutet på januari och priserna på årskontrakten för Norden 2027 och 2028 stängde på 43 respektive 41 EUR/MWh. I Figur 15 nedan redovisas Nord Pools systempris samt forwardpriser för olika kontrakt på Nasdaq OMX Commodities. I slutet av januari när elpriserna var höga så avtalades också forwardpriser på högre nivåer för den närmaste tiden. På längre sikt är forwardpriserna lägre. Läs mer om den finansiella marknaden i Bilaga.

Figur 15 Systempris (dygnsmedel) samt terminspriser för olika kontrakt, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2026-01-30.

4 Slutkundspriser

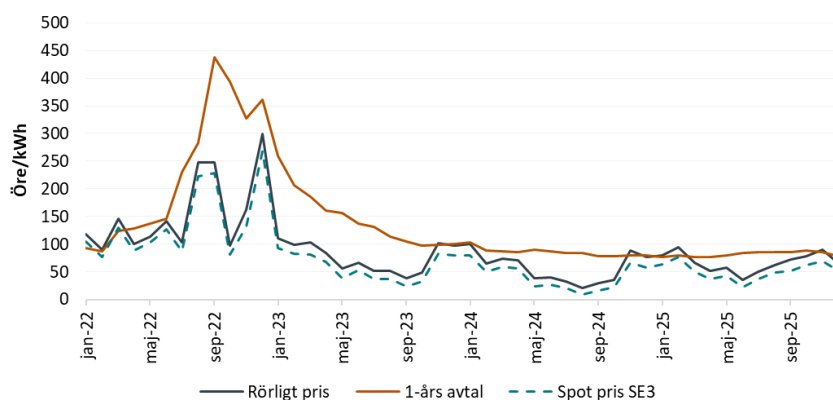
Spotpriset på Nordpool utgör endast en liten del av den totala kostnaden för en slutkund då det tillkommer avgifter hos elhandlaren, nätkostnad, elskatt och moms. Majoriteten av kunder har någon form av rörligt elavtal och den kostnaden står för den största andelen i södra Sverige medan kostnaden för elnät utgör största andelen av kostnaden i norra Sverige.

Slutkunders elpris följer med i de prisförändringar som sker på elmarknaden, särskilt vid kvartspris- eller timprisavtal men även vid rörliga månadsavtal. Fastprisavtal kan påverkas, men på längre sikt.

De flesta elkunderna i Sverige har någon form av rörligt avtal. I december var det 75 procent av alla kunder som hade rörligt avtal (60 procent har rörligt månadsavtal och 15 procent har rörligt timpris- eller kvartsprisavtal). SE4 är det elområde med högsta andelen rörliga avtal med 83 procent i december (67 procent har rörligt månadsavtal och 16 procent har rörligt timpris- eller kvartsprisavtal). I SE1 är andelen som lägst med 68 procent (58 procent har rörligt månadsavtal och 10 procent har rörligt timpris- eller kvartsprisavtal).

I Figur 16 ses att framför allt det rörliga elprisavtalet följer spotpriset neråt i december men även att det 1-åriga elprisavtalet sjönk något för typkunden villa med elvärme i SE3 jämfört med föregående månad. Det genomsnittliga priset (exkl. elskatt, elnät och moms) var 79 öre/kWh för ett 1-års fastprisavtal och 65 öre/kWh för ett rörligt avtal för typkunden villa med elvärme i SE3. Motsvarande pris för SE4 var 94 öre/kWh för fastprisavtal och 79 öre/kWh för ett rörligt.

Figur 16 Elhandelspris, genomsnittligt rörligt avtal och 1-årigt fastprisavtal för kunden villa med elvärme i SE3 per månad, öre/kWh (Exklusive skatt)

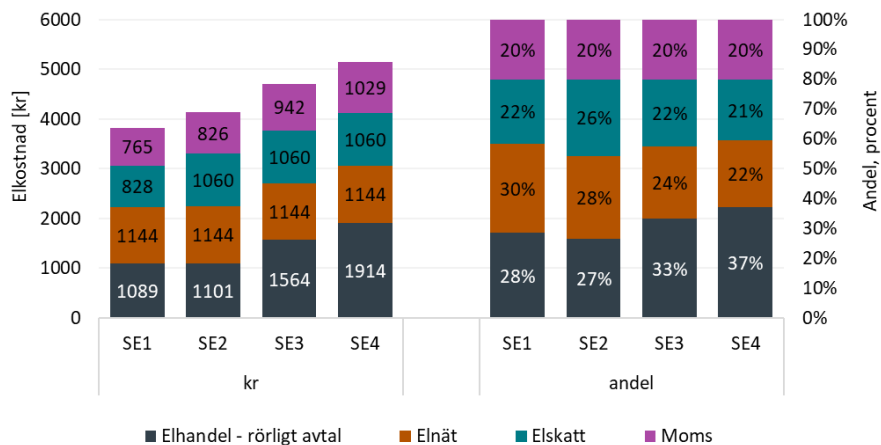


Källa: SCB, SKM Market Predictor, Nord Pool

Den totala elkostnaden för en kund består enkelt uttryckt av fyra delar, kostnaden för el, nätavgifter för transporten av el, elskatt och moms. I Figur 17 redovisas en uppskattning av den totala elkostnadens delar för typkunden villa med elvärme i respektive elområde i december samt motsvarande procentuell fördelning. I SE1 och

SE2 uppgick den totala kostnaden till omkring 3 800 kr respektive 4 100 kr medan motsvarande kostnad i SE3 och SE4 låg på 4 700 kr respektive 5 100 kr. I södra Sverige är det kostnaden för elavtalet som utgör den största andelen medan det i norra Sverige är elnätskostnaden.

Figur 17 Totala elkostnadens olika delar för typkunden villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 2 414 kWh för aktuell månad) för respektive elområde i december 2025, kr (vänster axel) samt motsvarande procentuell fördelning, procent. (höger axel)



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten

Anm: Det antagna elnätspris samma i alla elområden, i verkligheten varierar elnätspriset geografiskt, både inom och mellan elområden. Vidare har samma förbrukning (20 000 kWh per år) och fördelning av förbrukningen över året antagits även om förbrukningen i genomsnitt är högre i SE1 jämfört med SE4. Under det senaste året har även många hushåll vidtagit åtgärder för att minska elförbrukningen vilket innebär att antagen förbrukning inte är lika representativ. För SE1 har den reducerade elskatten använts, vissa kommuner i SE2 och SE3 har också reducerad elskatt.

5 Nyhetsuppdatering

I detta avsnitt beskrivs några av de aktuella nyheterna för januari på elmarknaden i korthet.

Sänkt skatt på el

Från den 1 januari 2026 sänktes skatten på el från 43,9 öre/kWh till 36,0 öre/kWh.⁶ Sänkningen påverkar inte avdrag med 9,6 öre/kWh som hushåll och företag i vissa kommuner har rätt till utan kvarstår likt tidigare.

Skattereduktion för mikroproducenter borttagen.

1 januari togs skattereduktionen för mikroproducenter av förnybar el (framför allt solceller) bort som innebär 60 öre/kWh i avdrag på skatten för den överskottsdel som matades ut på elnätet (även kallad 60-öringen).⁷ Orsaken till borttagningen var att antalet installationer av solceller de senaste åren ökat kraftigt och att behovet av subventioner därigenom har minskat.

Invigning av Aurora Line

Den 31 januari invigdes officiellt den nya 38 mil långa kraftledningen Aurora Line mellan Sverige och Finland som sattes i drift redan i november 2025.⁸ Projektet är klassat av EU som ett projekt av gemensamt intresse (så kallat PCI-projekt) och är en del av den gröna industriomställningen i norr. Aurora Line är en viktig del i att öka effektuttaget i Boden och Luleåområdet för att kunna möta den efterfrågan på el som behövs för att exempelvis kunna ställa om stålproduktionen i Luleå och bygga nya industrier i norr.

⁶ [Sänkt skatt på el 1 januari 2026 | Skatteverket](#)

⁷ [Mikroproduktion av förnybar el – privatbostad | Skatteverket](#)

⁸ [Aurora Line | Svenska kraftnät](#)

Bilaga

Elmarknaden

Den svenska elmarknaden avreglerades den 1 januari 1996, vilket innebar att handel med el skiljdes åt från överföring av el. Handel med el konkurrensutsattes och idag är endast nätverksamheten reglerad som ett naturligt monopol. Elmarknaden består av flera delmarknader såsom dagen före-marknaden, intradagsmarknaden och balansmarknaden. Det finns flera olika börser på vilka el kan handlas. Vilka börser och marknader som används till vad beror på vilka produkter och tjänster som erbjuds och hur långt det är kvar till tidpunkten för leverans.

I detta marknadsbrev fokuserar vi på dagen före-marknaden, även kallad för spotmarknaden. Elpriset styrs av utbud och efterfrågan, och fastställs timme för timme inför nästkommande dygn. Sedan den 30 september 2025 fastställs priset på dagen före-marknaden en gång i kvarten (15-minuters avräkning).

Inom den EU-gemensamma elmarknaden kopplas alla medlemsstaters marknader till varandra. De ledningar som förbinder de olika medlemsstaternas elsystem optimeras av de systemansvariga (i Sverige är det Svenska kraftnät) för att ge en så stor samhällsekonomisk nytta som möjligt för hela området. För Sveriges del innebär detta att svensk elproduktion inte bara kan överföras till de länder vi har direkta överföringsförbindelser till (Norge, Finland, Danmark, Litauen, Polen och Tyskland), utan att den även utgör en del av det EU-gemensamma elsystemet.

Jämviktspriset varje kvart, motsvaras av den kortsiktiga marginalkostnaden för den dyraste produktionsbudet som krävs för att möta efterfrågan. Prisskillnader kan uppstå mellan olika elområden då överföringskapaciteten inte är tillräcklig för att uppnå full prisutjämning. På den finansiella marknaden har det så kallade systempriset en viktig funktion i Norden då det används som referenspris för många av de finansiella kontrakten. Systempriset beräknas utifrån förutsättningar att det inte skulle finnas några överföringsbegränsningar mellan områdena i Norden (Norge, Sverige, Danmark och Finland) och tar även hänsyn till de överföringskapaciteter mellan Norden och Nederländerna, Tyskland, Polen och Baltikum som gäller vid områdesprisberäkningen.

Finansiella marknaden

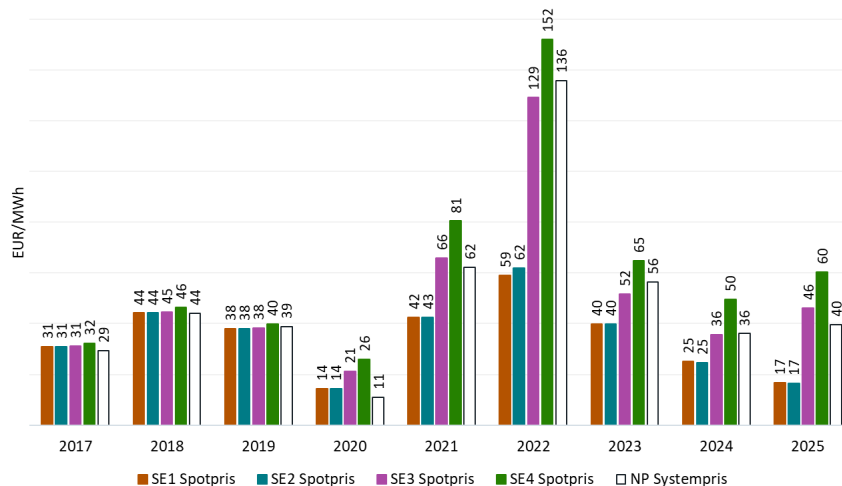
Förutom den fysiska handeln med el handlar många marknadsaktörer även på den finansiella marknaden för att prissäkra sin produktion eller användning. På den finansiella marknaden används olika typer av finansiella kontrakt. Den vanligaste formen är terminskontrakt (framför allt så kallade futures, men även forwards) som definieras för olika löptider och tidsperioder. Till exempel kan detta gälla kontrakt som täcker en specifik månad, ett kvartal eller ett år. En köpare av en future förbinder sig att betala ett visst pris för en bestämd energivolym under kontraktets löptid. Säljaren förbinder sig på samma sätt att sälja motsvarande energivolym till samma pris. Kontrakten som används i Norden innebär dock inte att någon fysisk leverans av energi sker mellan parterna. Priserna på den finansiella marknaden kan sägas återspegla marknadsaktörernas samlade värdering av de framtida elpriserna för respektive tidsperiod.

En betydande del av handeln på den finansiella marknaden sker på organiserade handelsplatser/börser, som erbjuder standardiserade kontrakt och en kontinuerlig prissättning och värdering av dessa. I Norden har den dominerande börsen för finansiella produkter varit Nasdaq OMX Commodities⁹, men även den största börsen i Europa EEX¹⁰ har länge erbjudit handel med kontrakt som gäller el i Norden. I början av 2025 meddelades att en annan europeisk börs, Euronext, avser att förvärva Nasdaqs nordiska elterminer och överföringen dit beräknas vara klar i mitten av mars 2026. Utöver att handla på en organiserad handelsplats/börs finns också möjligheter för parter att ingå avtal med varandra direkt, så kallad bilateral handel. I dessa avtal är det möjligt att göra mer individuella anpassningar av kontraktens utformning.

Historiska årsmedelpriser på el

I Figur 18 visas de genomsnittliga årsmedelpriserna och hur de varierat sedan 2017 till 2025. Fram till 2019 låg det genomsnittliga elpriset på ungefär samma nivå i alla elområden, omkring 20–40 EUR/MWh. Sedan 2020 har årsmedelpriset varierat betydligt mer mellan områdena. Elpriserna steg under 2021 och nådde rekordhöga nivåer under 2022, främst till följd av höga gas- och kolpriser i Europa. Högst blev årsmedelpriset på strax över 150 EUR/MWh i SE4. Prisuppgången drevs av en strukturell ökning i efterfrågan på gas, kopplad till omställningen av kraftsystemet i och med Rysslands invasion av Ukraina, samt av den ekonomiska återhämtningen efter pandemin. Under 2023 och 2024 sjönk priserna generellt till lägre nivåer än slutet av 2021 och 2022. Samtidigt kvarstod variationer mellan elområden, där södra Sverige (SE3 och SE4) hade högre priser på grund av sin direkta koppling till det kontinentala elnätet och därmed större påverkan från europeiska prisnivåer, medan i norra Sverige (SE1 och SE2) där det finns ett stort utbud av vatten- och vindkraft med låga driftkostnader, i regel pressat ned priserna.

Figur 18 Årsmedelpris i SE1-SE4 samt för systempriset 2017–2025, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Orsaker till negativa priser

Stor produktion när vinden blåser och solen skiner i kombination med att traditionella termiska produktionsanläggningar ofta har kostnader för att starta och stoppa

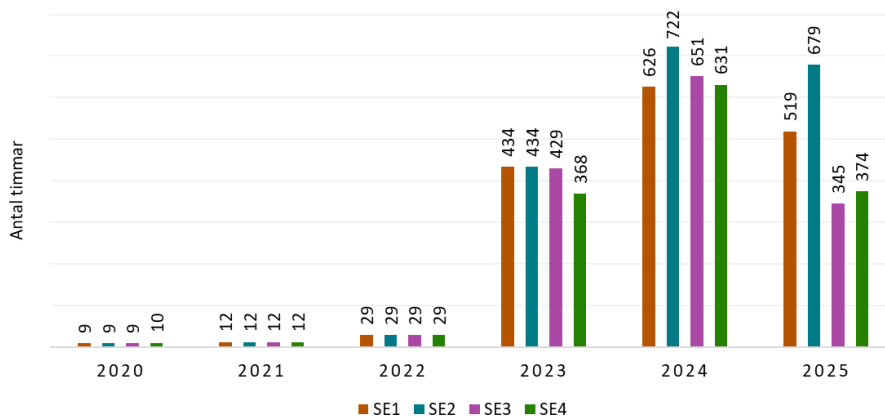
⁹ Nasdaq: Stock Market, Data Updates, Reports & News

¹⁰ European Energy Exchange AG (EEX)

produktionen, gör att vissa aktörer på marknaden hellre bjuder ut sin produktion till negativt pris än att avbryta sin produktion. Olika former av stödsystem och intäkter från tex ursprungsgarantier bidrar också till ovilja att dra ned produktion trots negativa spotpriser. Tillfällen med negativa priser inträffar primärt i perioder då efterfrågan är låg och produktionen från intermittenta kraftslagen är hög. Antal timmar med negativa priser i de svenska elområdena inträffade under 2025 oftast på lördagar för samtliga elområden med mellan 110–154 tillfällen. Under 2025 inträffade flest antal negativa timmar runt tvåtiden på dagen samt fyratiden på natten, och mer sällan mellan runt niotiden på morgonen och runt åttatiden på kvällen.

I Figur 19 visas antalet timmar med negativa priser som uppstått i varje elområde per år mellan 2020–2025. Orsaken till att antalet timmar med negativt pris ökat de senaste åren beror i hög grad på ett ökande inslag av intermittenta kraftslag med mycket låga rörliga kostnader. Exempelvis var efterfrågan under stora delar av 2023 och 2024 lägre än tidigare år, samtidigt som produktionen från vind och solkraft ökade, vilket ledde till att antalet timmar med negativa priser blev fler. Samma situation kvarstod under 2025 även om antalet timmar minskade något.

Figur 19 Antal timmar med negativa elpriser i SE1–SE4, 2020–2025



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Elproduktion

Den nordiska elproduktionen domineras av vattenkraft, kärnkraft, vindkraft samt termisk kraft i form av kraftvärme. I Sverige är det största kraftslaget alltjämt vattenkraft följt av kärnkraft och vindkraft. Även värmekraften är av betydelse inte minst lokalt och regionalt. I Norge är vattenkraft det dominerande kraftslaget följt av vindkraft. Det danska elsystemet karakteriseras av en mycket hög andel vindkraft följt av värmekraft och sol. Det finska elsystemet utgörs främst kärnkraft följt av vind- och vattenkraft. Andelen värmekraft har minskat över tid och är numer till största delen förnybar.

I Figur 3 redovisas den installerade elproduktionskapaciteten för respektive elområde i Sverige 2024. Mest elproduktionskapacitet finns i SE3 med nästan 21 700 MW och minst i SE4 där kapaciteten är drygt 6 700 MW.

Tabell 3 Installerad kapacitet per elområde och i Sverige 2024, MW

	SE1	SE2	SE3	SE4	Totalt
Vattenkraft	5 213	8 103	2 629	324	16 269
Vind	3 067	7 075	4 233	2 444	16 819
Sol	39	195	3 164	1 410	4 808
Kärnkraft	0	0	7 001	0	7 001
Värmekraft	288	787	4 637	2 533	8 245
Totalt	8 607	16 160	21 664	6 711	53 142

Källa: Energimyndigheten,