Energimyndigheten

Nuläget på elmarknaden

Januari 2025

Publicerad 2025-02-11

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

www.energimyndigheten.se

Innehåll

Sammanfattning 5

1 Elpriser på spotmarknaden 8

1.1 Årspriser ... 8

1.2 Månadsgenomsnitt ... 9

1.3 Veckogenomsnitt ... 11

1.4 Timpriser ... 12

1.5 Negativa priser ... 13

2 Prispåverkande faktorer 16

2.1 Efterfrågan ... 16

2.2 Elproduktion ... 17

2.3 Hydrologi ... 21

2.4 Bränslepriser och CO2-priser ... 23

2.5 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland ... 26

2.6 Handel ... 27

2.7 Den ekonomiska utvecklingen ... 29

3 Finansiella marknaden och terminspriser 30

3.1 Terminspriser ... 30

4 Slutkundspriser 32

Sammanfattning

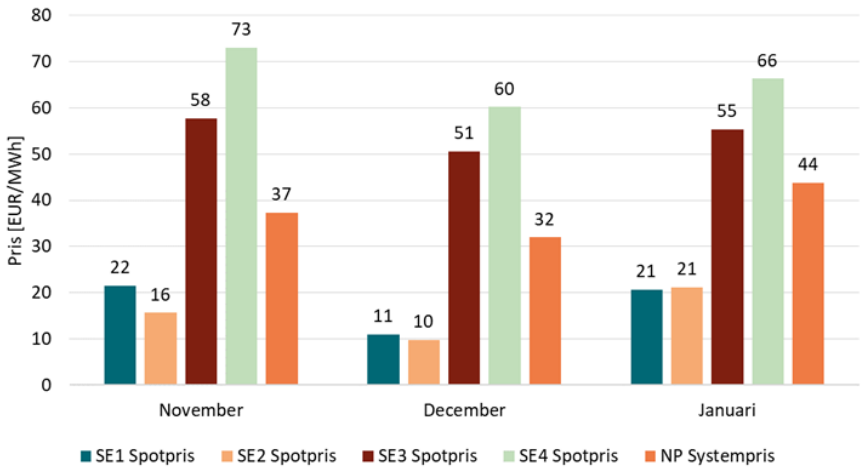
Det genomsnittliga månadspriset på el i januari var högre i samtliga elområden jämfört med föregående månad vilket ses i Figur 1.

I SE3 var priset 55 EUR/MWh (+4 EUR/MWh från föregående månad) i januari och i SE4 var priset 66 EUR/MWh (+6 EUR/MWh). I båda elområdena är det de lägsta priserna för januari sedan 2021 och betydligt lägre än priserna 2022 som var över 100 EUR/MWh.

Månadsmedelpriset i SE1 och SE2 var 21 EUR/MWh (+10 EUR/MWh respektive +11 EUR/MWh) i januari och därmed de lägsta januaripriserna sedan elområden infördes. Som högst har genomsnittspriset för januari varit 63 EUR/MWh i SE1 och SE2 och det skedde också 2022.

Prisskillnaden mellan norra och södra Sverige minskade under januari till 35 EUR/MWh (-5 EUR/MWh) när SE1 jämförs med SE3. Mellan SE2 och SE4 minskade prisskillnaden till 45 EUR/MWh (-5 EUR/MWh).

Figur 1 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i november 2024-januari 2025, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Det högsta timpriset i Sverige under januari inträffade i SE4 måndagen den 20 januari kl. 08–09 då priset var 426 EUR/MWh. I SE3 nåddes det högsta elpriset samma timme då priset var 393 EUR/MWh. Under samma dag nådde Tyskland sitt högsta pris som var 583 EUR/MWh. I SE1 och SE2 var timpriset som högst 203 EUR/MWh onsdagen den 22 januari kl. 17–18. Systempriset var som högst samtidigt som i SE3 och SE4 då det var 207 EUR/MWh.

Som lägst var elpriset 0,17 EUR/MWh i SE1 och 0,07 EUR/MWh i SE2 vilket inträffade torsdagen den 16 januari mellan kl. 03–04. Fredagen den 17 januari var elpriset som lägst i SE3 och SE4 då det var -0,2 EUR/MWh respektive -0,3 EUR/MWh mellan kl. 23–00. Systempriset som lägst 3,6 EUR/MWh den 13 januari kl. 23-00.

Under 2024 var antalet timmar med negativa elpriser flest i SE2 med 722 timmar vilket motsvarar drygt åtta procent av årets timmar. I övriga elområden var antalet timmar mellan 626–651. I januari 2025 noteras 16 timmar med negativa elpriser i SE4, 12 timmar i SE3 och inga timmar i SE1 och SE2.

Terminspriset i Norden (systempris) för mars 2025 (frontmånad) stängde på 43 EUR/MWh den 7 februari. I början av februari handlades kontrakt för kommande år (2026) för 37 EUR/MWh.

Några prispåverkande faktorer utvecklas kort nedan:

- **Ökad elefterfrågan:** Elanvändningen i januari var högre i alla svenska elområden jämfört med december. I Sverige användes drygt 14 TWh el i januari vilket var 1 TWh mer än föregående månad. En viktig förklaring till den ökade elanvändningen var de lägre utomhustemperaturerna.

- **Lägre elproduktion:** På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen preliminärt till 45,3 TWh under januari (1,8 TWh högre jämfört med föregående månad) varav vindkraften stod för 10,4 TWh (1,9 TWh lägre än föregående månad). För svensk del uppgick elproduktionen till 16,5 TWh (0,5 TWh lägre än föregående månad) varav vindkraften stod för 4,7 TWh (0,9 TWh lägre än föregående månad).

- **Försämrad hydrologisk balans men fyllnadsgraden i magasinen högre än normalt:** Den uppskattade hydrologiska balansen i Norden försämrades under januari och uppgick vecka 5 till 12 TWh jämfört med 18 TWh i slutet av december. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinen 68 procent vilket är 12 procentenheter över normalen för vecka 5.

- **Högre pris för utsläppsrätter:** Månadsmedelpriset på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden för TTF M1 (leverans nästa månad) var i januari 48 EUR/MWh (+3 EUR/MWh från föregående månad). För kol blev priset 108 USD/ton (-3 USD/ton) och på utsläppsrätter var priset 78 EUR/ton (+10 EUR/ton).

- **Ekonomi**: Konjunkturinstitutet konstaterar i sin senaste prognos (december 2024) att lågkonjunkturen fördjupas och att en vändning

sker först en bra bit in i 2025. De konstaterar också att lågkonjunkturen väntas kvarstå under 2026. BNP-tillväxten bedöms uppgå till 1,4 procent 2025 och 2,9 procent år 2026.

Den 29 oktober infördes ett nytt sätt att beräkna och fördela överföringskapacitet på den nordiska elmarknaden, flödesbaserad kapacitetsmetod eller Flow-based. Mer om orsaken till införandet och potentiella effekter finns att läsa på Svenska kraftnäts hemsida Flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod | Svenska kraftnät.

Energimarkandsinspektionen tar fram veckovisa rapporter om elmarknaden och de publiceras här: Läget på elmarknaden - Energimarknadsinspektionen (ei.se).

För en beskrivning av elens roll i hela energisystemet nu och historiskt titta gärna här: Sveriges energisystem (energimyndigheten.se)

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)

1 Elpriser på spotmarknaden

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 nätverksamheten utgörs av reglerade monopolverksamheter. Elpriset styrs av utbud och efterfrågan och fastställs timme för timme för nästkommande dygn på en gemensam marknad (den s k dagen före-marknaden) för EU. Dagen före-marknaden kallas ofta även för ”spotmarknaden”.

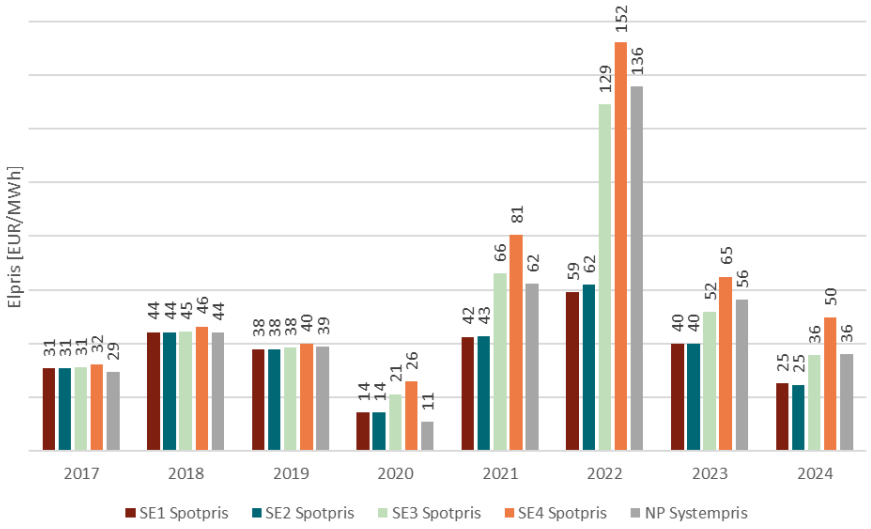
Inom den gemensamma elmarknaden kopplas alla medlemsstaters marknader till varandra. De ledningar som förbinder de olika medlemsstaternas elsystem används maximalt för att ge så stor samhällsekonomisk nytta som möjligt för hela området. För Sverige innebär detta att vi inte endast har möjlighet att handla med de länder vi har direkta överföringsförbindelser till (Norge, Finland, Danmark, Litauen, Polen och Tyskland) utan även att förbindelser i resten av EU kan tas i bruk för transaktioner som svenska aktörer önskar genomföra.

Jämviktspriset varje timme 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. För Norden och Baltikum beräknas ett särskilt referenspris, det s k systempriset, som skulle gälla om inga begränsningar i överföringen fanns mellan de olika områdena i Norden. Systempriset har en viktig funktion för den finansiella marknaden då det används som referenspris för många av de finansiella kontrakten på den nordiska/baltiska marknaden.

1.1 Årspriser

De genomsnittliga elpriserna 2024 i svenska elområdena och systempriset blev de lägsta sedan 2020 som i sin tur var ett år med ovanligt låga priser vilket ses i Figur 2.

Figur 2 Årsmedelpris spot i svenska elområden samt systempriset, 2017–2024, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

1.2 Månadsgenomsnitt

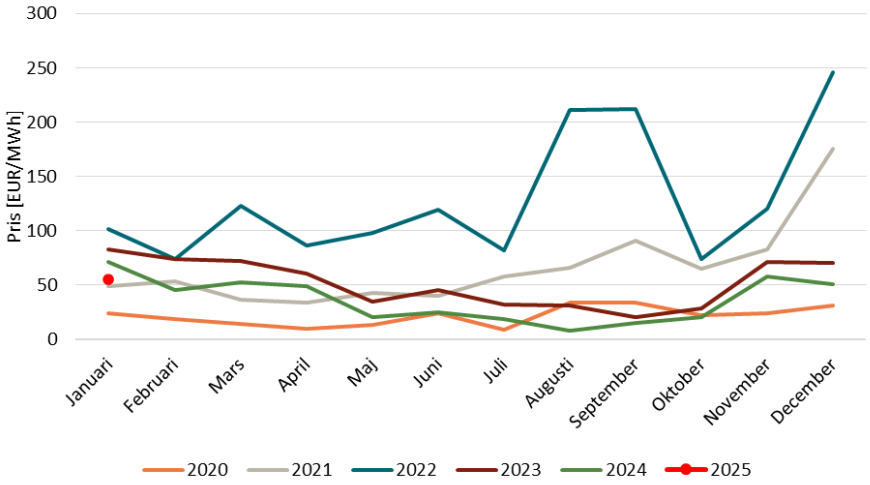
Under januari var det genomsnittliga priset 55 EUR/MWh i SE3 vilket kan jämföras med priset i december som var 51 EUR/MWh. Priset är det lägsta för januari sedan 2021. Utifrån Figur 3 nedan kan det ses att månadsmedelpriset för januari i SE3 var som högst under 2022 då det var 101 EUR/MWh.

Månadsmedelpriset i SE1 och SE2 var 21 EUR/MWh i januari vilket var högre än i december då de var 11 respektive 10 EUR/MWh. För dessa elområden hade januari den lägsta prisnivån sedan elområden infördes 2012. Som högst har genomsnittspriset för januari varit 63 EUR/MWh under 2022 i båda elområdena.

I SE4 var priset 66 EUR/MWh i januari vilket var högre än i december då det var 60 EUR/MWh. Priset i januari är det lägsta sedan 2021. Priset för aktuell månad var som högst 2022 då det var 106 EUR/MWh.

Elanvändningen i Norden var 2,5 TWh högre i januari jämfört med föregående månad och elproduktionen var 1,8 TWh högre. I jämförelse med december var det genomsnittliga månadspriset på naturgas och utsläppsrätter högre och på kol något lägre under januari. Detta och fler faktorer utvecklas mer under avsnittet Prispåverkande faktorer.

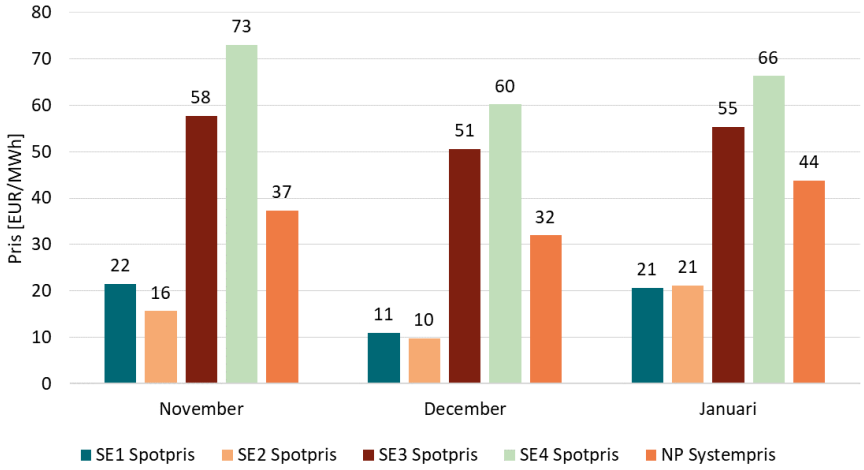
Figur 3 Månadsmedelpris spot i SE3 fram till januari 2025, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Prisskillnaden mellan norra och södra Sverige minskade under januari till 35 EUR/MWh (-5 EUR/MWh) när SE1 jämförs med SE3. Mellan SE2 och SE4 minskade prisskillnaden till 45 EUR/MWh (-5 EUR/MWh). I januari var priserna 0,5 EUR/MWh lägre i SE1 än i SE2 jämfört med december då elpriset var 1 EUR/MWh lägre i SE2. Systempriset var 44 EUR/MWh i januari jämfört med 32 EUR/MWh i december.

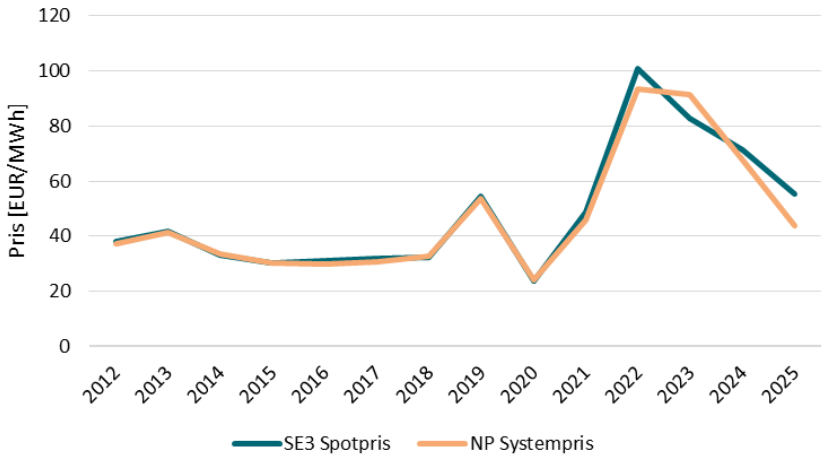
Figur 4 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i november 2024-januari 2025, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Spotpriset för januari i SE3 har tidigare varit på samma nivå som systempriset men sedan 2020 finns det skillnader. Månadsmedelpriset i SE3 var 11 EUR/MWh högre än systempriset i januari 2025.

Figur 5 Månadsmedelpris spot för januari i SE3 och systempriset sedan 2012, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

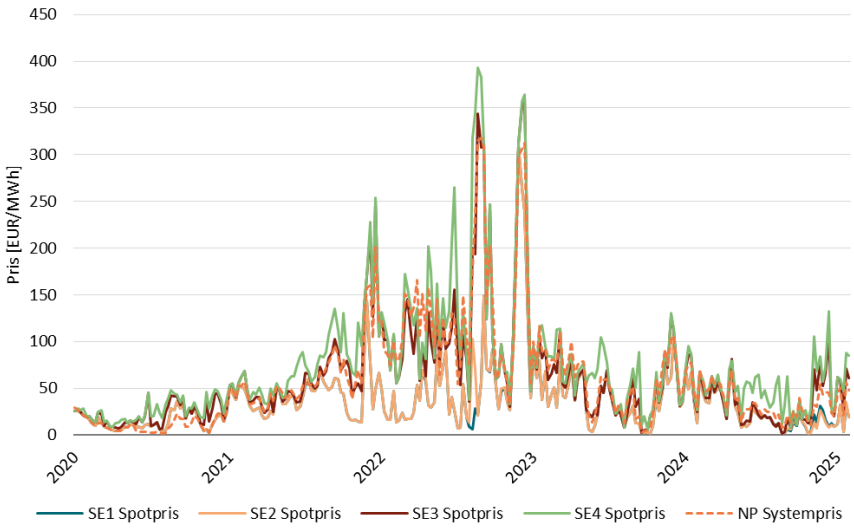
1.3 Veckogenomsnitt

Under veckorna 1–5 uppnådde elpriserna, definierat som veckomedelvärde, sin högsta nivå under vecka 4 för samtliga elområden. I SE1 och SE2 uppgick priserna då till 32 respektive 35 EUR/MWh. I SE3 och SE4 var veckomedelvärdet som högst 71 respektive 88 EUR/MWh.

Det lägsta genomsnittliga veckopriset inträffade vecka 3 då priset i SE1 och SE2 var 3 EUR/MWh. Även i SE3 och SE4 var priset som lägst under vecka 3 och uppgick då till 26 respektive 46 EUR/MWh.

Systempriset nådde högsta priset under vecka 4 då det var 55 EUR/MWh och som lägst 21 EUR/MWh vecka 3.

Figur 6 Veckopriser fram till vecka 5 år 2025, EUR/MWh

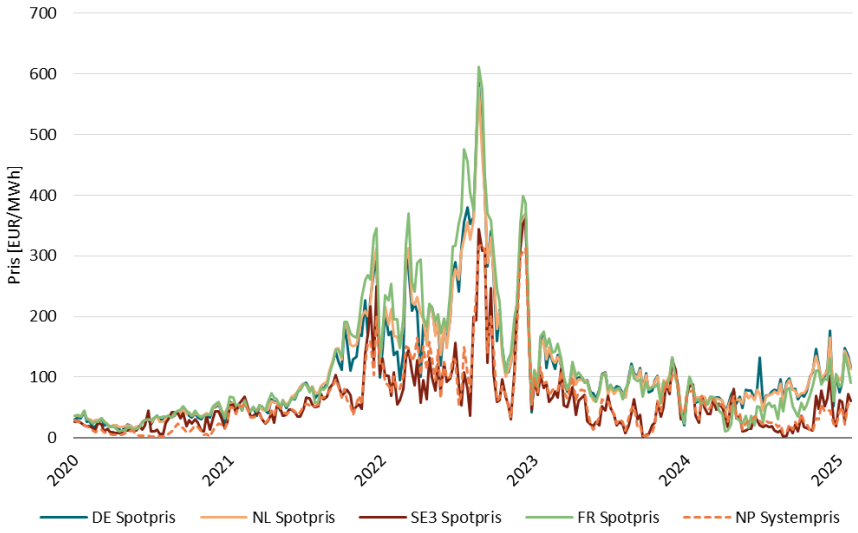


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 7 nedan redovisas genomsnittligt veckospotpriset för Nord Pool (system), SE3 samt några utvalda europeiska länder. Det högsta veckopriset under veckorna 1–5 noteras vecka 3 då det uppgick till 148 EUR/MWh i Tyskland, 143 EUR/MWh i Nederländerna och i Frankrike var priset 138 EUR/MWh. I SE3 var priset som högst 71 EUR/MWh en vecka senare.

Vecka 1 bjöd på det lägsta genomsnittliga spotpriset på 75 EUR/MWh i Tyskland, 95 EUR/MWh i Nederländerna och 83 EUR/MWh i Frankrike. I SE3 var det som lägst 26 EUR/MWh under vecka 3. Det kan ses att prisnivån typiskt sett har varit högre på kontinenten än i SE3, speciellt sedan hösten 2021 då priserna på naturgas började stiga men även under de senaste månaderna.

Figur 7 Spotpriser per vecka för systempriset, elområde 3 samt i Tyskland, Nederländerna och Frankrike fram till vecka 5 år 2025, EUR/MWh

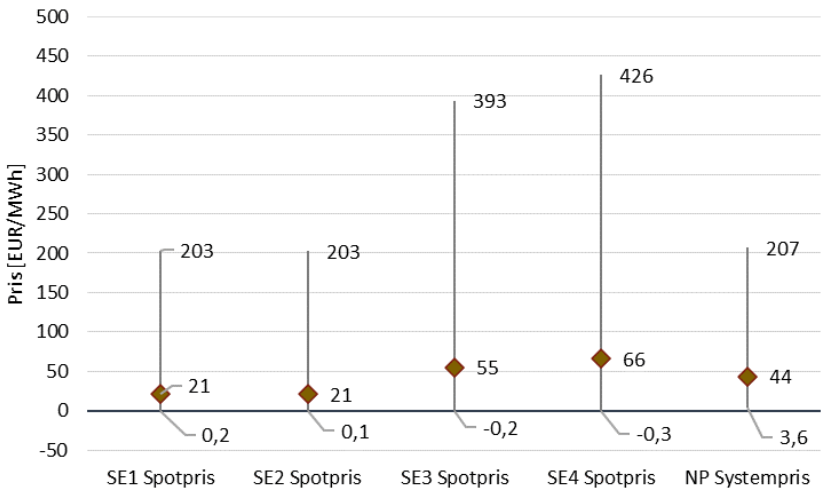


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

1.4 Timpriser

Det högsta timpriset i Sverige under januari inträffade i SE4 måndagen den 20 januari kl. 08–09 då priset var 426 EUR/MWh. I SE3 nåddes det högsta elpriset samma timme då priset var 393 EUR/MWh. Under samma dag nådde Tyskland sitt högsta pris som var 583 EUR/MWh. I SE1 och SE2 var timpriset som högst 203 EUR/MWh onsdagen den 22 januari kl. 17–18. Systempriset var som högst samtidigt som i SE3 och SE4 då det var 207 EUR/MWh, vilket ses i Figur 8.

Figur 8 Högsta-, lägsta- och medeltimpris i SE1–SE4 samt för systempriset i januari, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

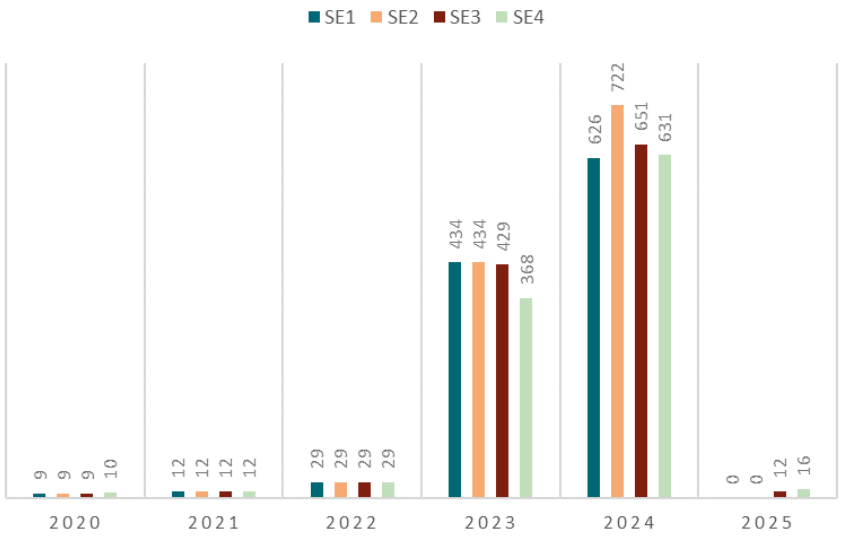
Som lägst var elpriset 0,17 EUR/MWh i SE1 och 0,07 EUR/MWh i SE2 vilket inträffade torsdagen den 16 januari mellan kl. 03–04. Fredagen den 17 januari var elpriset som lägst i SE3 och SE4 då det var -0,2 EUR/MWh respektive -0,3 EUR/MWh mellan kl. 23–00. Systempriset som lägst 3,6 EUR/MWh den 13 januari kl. 23-00.

1.5 Negativa priser

I Figur 9 ses hur antalet timmar med negativa elpriser ökat kraftigt sedan 2019 och framför allt under 2023, en utveckling som fortsatte under 2024. Under 2024 var antalet timmar med negativa elpriser flest i SE2 med 722 timmar vilket motsvarar drygt åtta procent av årets timmar. I övriga elområden har antalet timmar varit mellan 626–651 och SE1 är har haft minst antal timmar med negativa elpriser under 2024.

I januari 2025 noteras 16 timmar med negativa elpriser i SE4, 12 timmar i SE3 och inga timmar i SE1 och SE2.

Figur 9 Antal timmar med negativa elpriser i SE1–SE4, 2019–2025 (tom januari)

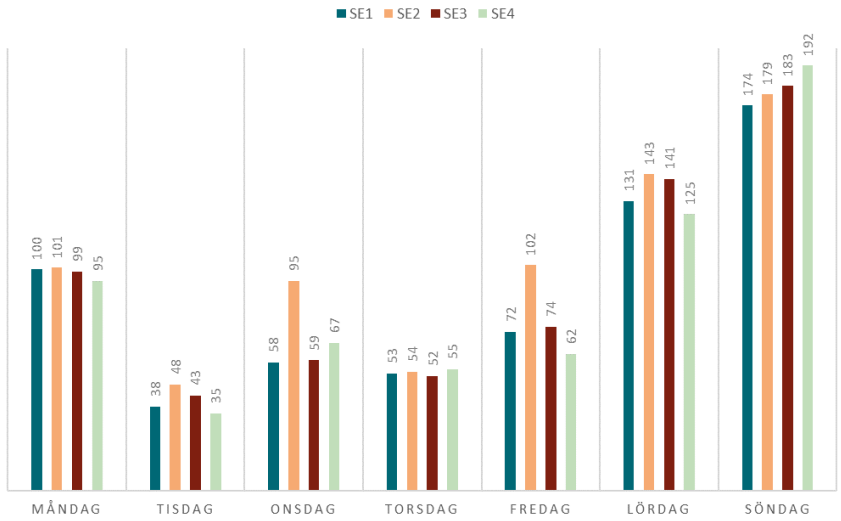


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Orsaken till att antalet timmar med negativt pris ökar beror i hög grad på ett ökande inslag av förnybara kraftslag med mycket låga rörliga kostnader. Det i kombination med att traditionella termiska produktionsanläggningar ofta har kostnader för att starta och stoppa produktionen vilket gör att de 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 (nätter och helger) och produktionen från den förnybara kapaciteten är hög, exempelvis under dagtid då mycket solkraft produceras. Då efterfrågan under stora delar av 2023 och 2024 har varit lägre än tidigare samtidigt som produktionen från vind och solkraft ökat har situationerna då negativa priser uppkommer blivit fler.

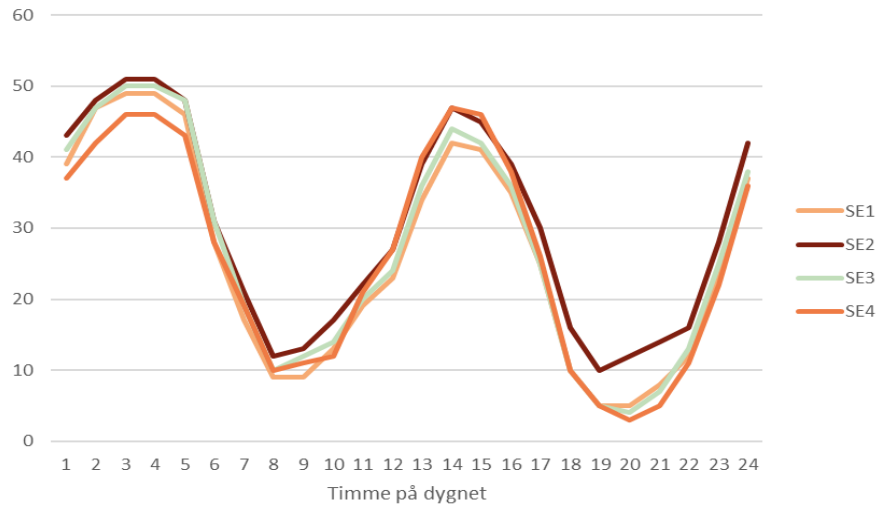
Figur 10 Antal negativa priser per veckodag för 2024



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Antal timmar med negativa priser inträffar oftast på söndagar under 2024, se Figur 10. Mellan 174–192 tillfällen av negativa priser har inträffat på en söndag för samtliga elområden. Flest antal negativa priser har inträffat mellan kl. 02-05 på natten och kl. 13-15 på dagen medan det inträffar mer sällan mellan kl. 18-20 på kvällen vilket ses för SE3 i Figur 11.

Figur 11 Antal negativa priser per timme i SE3 under dygnet 2024



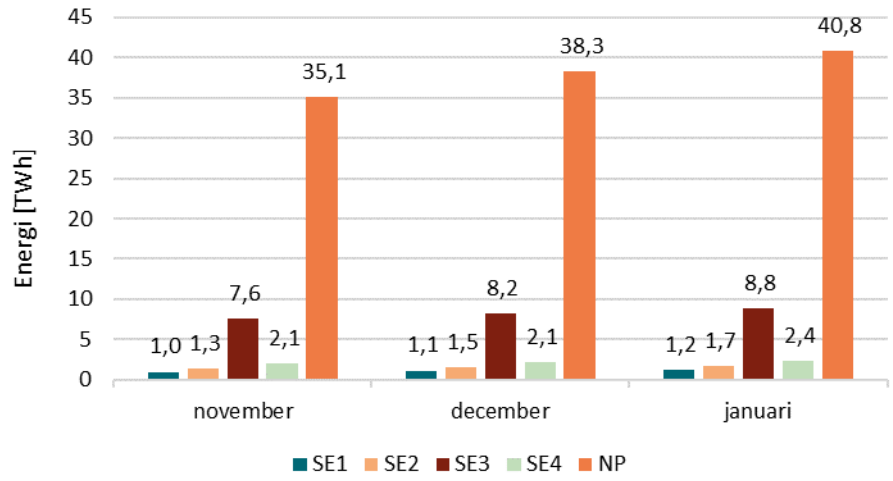
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

2 Prispåverkande faktorer

2.1 Efterfrågan

Elanvändningen i januari var högre i alla svenska elområden jämfört med december. I Sverige användes drygt 14 TWh el i januari vilket var 1 TWh mer än föregående månad. En viktig förklaring till den ökade elanvändningen var de lägre utomhustemperaturerna.

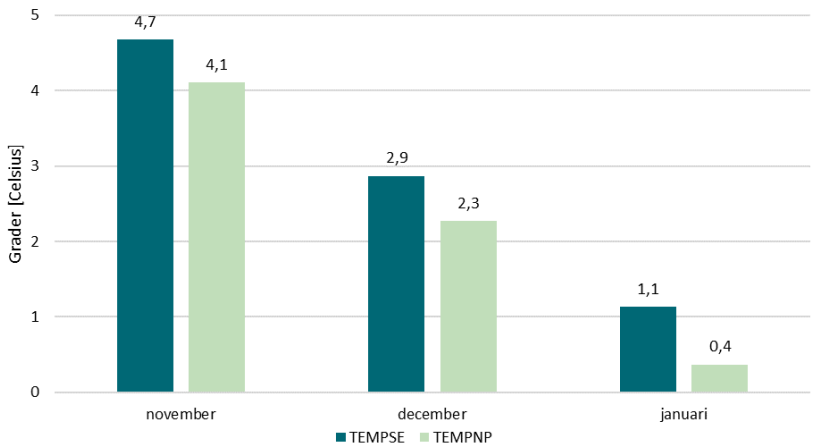
Figur 12 Elanvändning i Sverige samt Nord Pool (exkl. Baltikum), TWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool, Anm: Statistiken som publiceras på Nord Pool är preliminär.

I Figur 13 redovisas den faktiska genomsnittstemperaturen i januari jämfört med föregående månad, både för Sverige (TEMPSE) och Nord Pool-området (TEMPNP). Temperaturen var lägre i januari.

Figur 13 Faktisk genomsnittstemperatur för Sverige (TEMPSE) och Nord Pool (TEMPNP)



Källa: SKM Market Predictor

2.2 Elproduktion

Den nordiska elproduktionen domineras av vattenkraft, kärnkraft, vindkraft samt termisk kraft i form av kraftvärme. Rent energimässigt utgörs det största kraftslaget i Sverige i nuläget av vattenkraft följt av kärnkraft samt vindkraft. Även kraftvärme är av betydelse inte minst lokalt och regionalt. I Norge är vattenkraft det helt dominerande kraftslaget medan det danska elsystemet karakteriseras av en hög andel värmekraft och vindkraft. Det finska elsystemet karakteriseras av en stor andel värmekraft samt en del kärnkraft där den sistnämnda har ökat från 2023 då Olkiluoto 3 togs i drift. I flera nordiska länder sker det en expansion av vindkraft.

I Tabell 1 redovisas den installerade kapaciteten per land vid utgången av 2021, 2010 samt 1996. Följande saker är värda att kommentera:

- **Vattenkraft** utgör det enskilt viktigaste kraftslaget både i termer av effekt och energi. Mellan 1996–2022 ökade den installerade effekten med drygt 6 000 MW varav den absolut största delen utgörs av kraftverk i Norge med olika grader av reglerförmåga. Förekomsten av en stor andel reglerbar vattenkraft i främst Norge men även i Sverige innebär en jämnare prisstruktur i Norden jämfört med ett termiskt kraftsystem som återfinns exempelvis i Tyskland.

- Effektmässigt är **vindkraften** det kraftslag som har ökat mest. År 2022 uppgick den totala vindkapaciteten i Norden till 32 100 MW. Dess bidrag till den tillgängliga effekten är dock mindre.

- Nedgången i **värmekraft**, eller mer specifikt kondenskraft, sedan 1996 beror på prisutvecklingen vilket har gjort det mindre lönsamt att upprätthålla kapacitet på en avreglerad elmarknad.

Tabell 1 Installerad kapacitet år 2022 för respektive land samt installerad kapacitet för Norden 2022, 2010 samt 1996, MW

	Sverige 2022	Danmark 2022	Finland 2022	Norge 2022	Norden 2022	Norden 2010	Norden 1996
Vattenkraft	16 399	7	3 171	34 269	53 846	49 473	47 164
Vind	14 279	7 084	5 677	5 062	32 102	6 441	930
Sol	2 388	3 070	664	328	6 450	25	10
Kärnkraft	6 903	0	2 794	0	9 697	11 693	12 365
Värmekraft	7 802	7 437	8 263	739	24 240	29 349	27 503
Övriga	0	0	84	81	165	35	0
Totalt	47 769	17 597	20 602	40 479	126 447	97 016	87 972

Källa: Eurostat

I Tabell 2 redovisas den installerade elproduktionskapaciteten för respektive elområde i Sverige. Störst är kapaciteten i SE3 med drygt 20 800 MW.

Tabell 2 Installerad kapacitet år 2023 för elområden i Sverige, MW

	SE1	SE2	SE3	SE4	Totalt
Vattenkraft	5 357	8 083	2 652	314	16 406
Vind	3 000	6 823	3 969	2 431	16 224
Sol	28	167	2 604	1 174	3 973
Kärnkraft	0	0	7 001	0	7 001
Värmekraft	238	797	4 615	2 080	7 730
Totalt	8 623	15 870	20 841	5 999	51 333

Källa: Årlig energistatistik SCB/Energimyndigheten

Under januari har den genomsnittliga tillgängligheten i den svenska kärnkraften uppgått till 83 procent vilket är lägre än den historiska tillgängligheten för samma månad under perioden 2014–2024. Det beror på att Forsmark 3 har varit under revision för att åtgärda sprickor i turbiner men återstartade i slutet av januari. Tillgängligheten i Finland för motsvarande månad var 95 procent. Sammantaget var tillgängligheten för den nordiska kärnkraften i december lägre än den för perioden 2012–2023 vilket ses i Tabell 3.

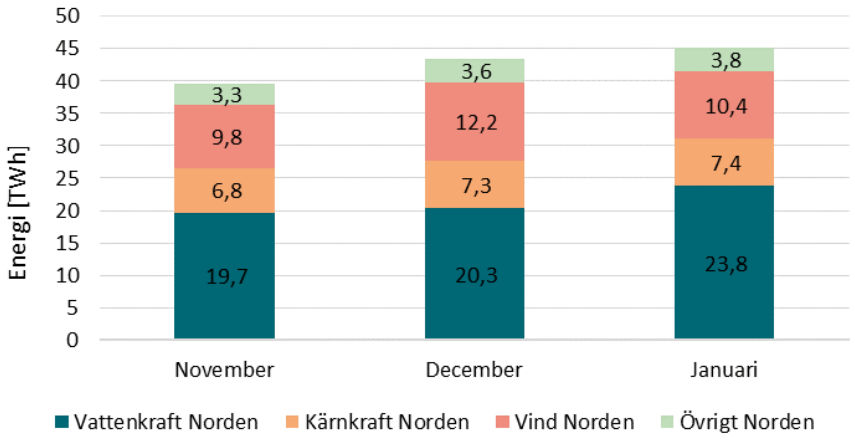
Tabell 3 Status 2025-02-10 samt tillgänglighet för nordisk kärnkraft i januari

Reaktor/Region	Status	Tillgänglighet [%]	Tillgänglig kapacitet, [MW]	Installerad kapacitet, [MW]	Genomsnittlig tillgänglighet 2014–2024	Faktisk/planerade revisioner
Forsmark 1	I drift	100%	1 092	1 092	97%	7 sept - 9 nov 2025
Forsmark 2	I drift	100%	1 116	1 120	92%	21 april - 23 maj 2025
Forsmark 3	I drift	0%	0	1 167	99%	1 sept 24 – 27 jan 25
Oskarshamn 3	I drift	99%	1 384	1 400	96%	29 mars - 18 april 2025
Ringhals 3	I drift	100%	1 074	1 074	98%	15 maj - 21 juli 2025
Ringhals 4	I drift	100%	1 130	1 130	90%	3 aug -13 sept 2025
Loviisa 1	I drift	100%	508	508	100%	5 sept - 23 sept 2025
Loviisa 2	I drift	100%	502	502	98%	16 aug - 3 sept 2025
Olkiluoto 1	I drift	100%	890	890	100%	11 maj - 22 maj 2025
Olkiluoto 2	I drift	83%	735	890	99%	25 maj - 15 juni 2025
Olkiluoto 3	I drift	97%	1 555	1 600	98,5%	1 mars - 25 april 2025
Norden		86,3%	8 431	9 773	96,6%	
Sverige		83,0%	5 796	6 983	95,5%	
Finland		95,4%	4 190	4 390	99,2%	

Källa: SKM Market Predictor Anm: Genomsnittlig tillgänglighet för Olkiluoto 3, som togs i drift 2023, baseras på de senaste 2 åren

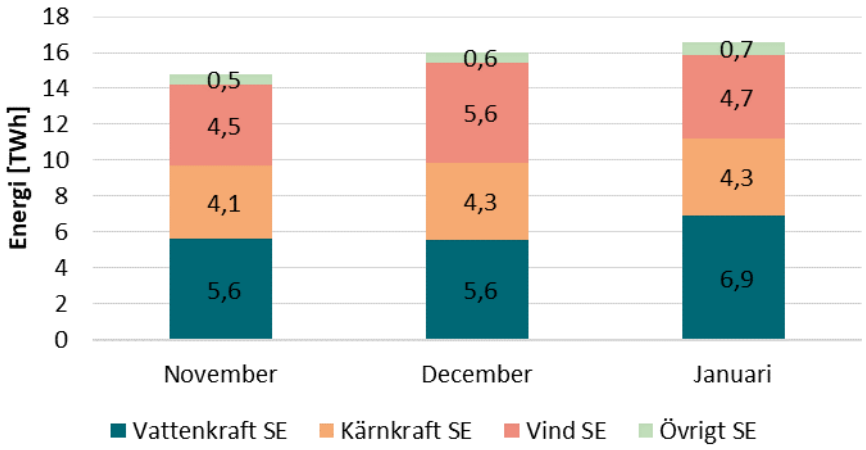
På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen preliminärt till 45,3 TWh under januari (1,8 TWh högre jämfört med föregående månad) varav vindkraften stod för 10,4 TWh (1,9 TWh lägre än föregående månad). För svensk del uppgick elproduktionen till 16,5 TWh (0,5 TWh lägre än föregående månad) varav vindkraften stod för 4,7 TWh (0,9 TWh lägre än föregående månad). Den nordiska samt svenska elproduktionen redovisas i Figur 14 och Figur 15 nedan.

Figur 14 Elproduktion i Norden per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor Anm: Statistiken är preliminär.

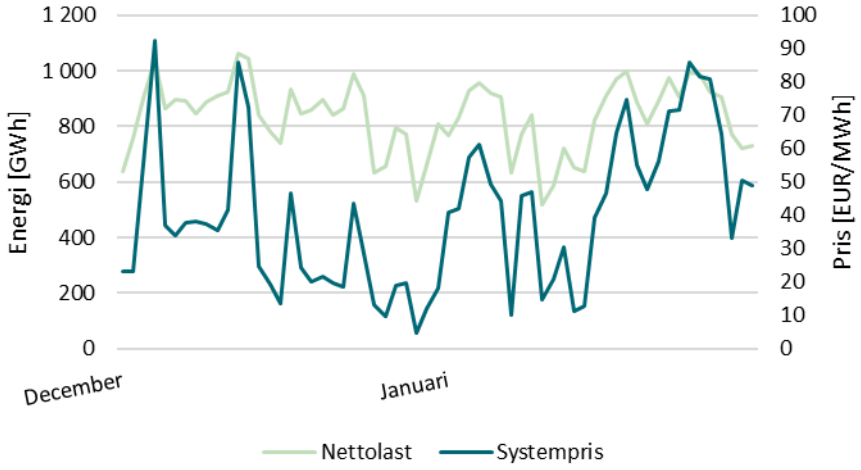
Figur 15 Elproduktion i Sverige per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor Anm: Statistiken är preliminär.

I Figur 16 nedan redovisas nettolasten i Norden samt systempriset per dag under de två senaste månaderna. Med nettolast avses lasten (efterfrågan) minus produktion från vind- och solkraft. Nettolasten motsvarar sålunda den efterfrågan som det övriga kraftsystemet måste hantera. Nettolasten möts primärt med reglerbar kraftproduktion som vattenkraft eller termiska anläggningar. I nedanstående figur har en förenkling gjorts och nettolasten beräknas som efterfrågan minus produktion från vind. På nordisk basis fanns en relativt stark korrelation mellan nettolasten och systempriset under de redovisade månaderna. Vid en mycket låg vindproduktion, allt annat lika, regleras dyrare produktion upp för att kunna täcka nettoefterfrågan. Vid en mycket hög vindproduktion, där övriga prispåverkande faktorer är oförändrade, regleras dyrare produktion ner om dessa kraftverk inte kan täcka sina rörliga kostnader. En låg nettoefterfrågan kan drivas av olika kombinationer av efterfrågan och vindproduktion. Exempelvis innebär en låg efterfrågan, allt annat lika, en lägre nettoefterfrågan. En högre vindproduktion med en konstant efterfrågan innebär också en lägre nettoefterfrågan. Analogt innebär exempelvis en lägre vindproduktion, allt annat lika, att nettoefterfrågan ökar jämfört med ett fall då vindproduktionen är högre.

Figur 16 Nettolast i Norden och systempris per dag de senaste två månaderna, GWh

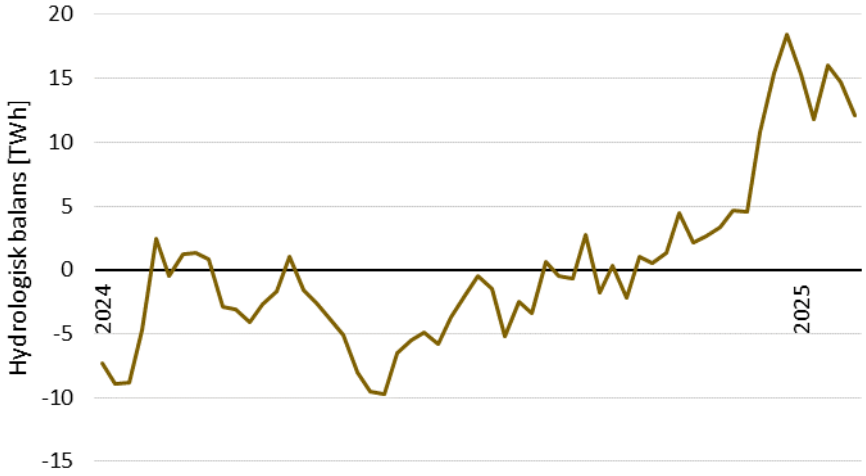


Källa: Energimyndighetens bearbetningar av data från SKM Market Predictor

2.3 Hydrologi

Den uppskattade hydrologiska balansen[1] i Norden var 12 TWh vecka 5, se Figur 17. Det är en försämring jämfört med sista veckan i december som avslutades på 18 TWh.

Figur 17 Hydrologisk balans i Norden per vecka 2024–2025, TWh

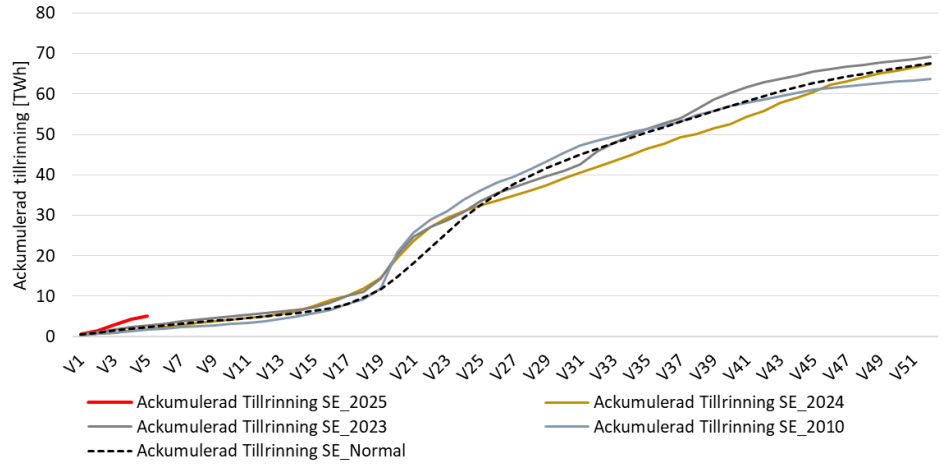


Källa: SKM Market Predictor

I Figur 18 redovisas den ackumulerade tillrinningen i Sverige per vecka för ett normalår, samt för några historiska år. För vecka 1–5 under 2025 uppgick den genomsnittliga tillrinningen till 1 TWh/vecka i Sverige vilket är över den normala tillrinningen för perioden som är 0,5 TWh. För helåret 2024 var tillrinningen normal.

[1] Med hydrologisk balans avses mängden vatten, översatt i elenergi fördelad på vatten- och snömagasin (inklusive markvatten) i förhållande till en normalsituation.

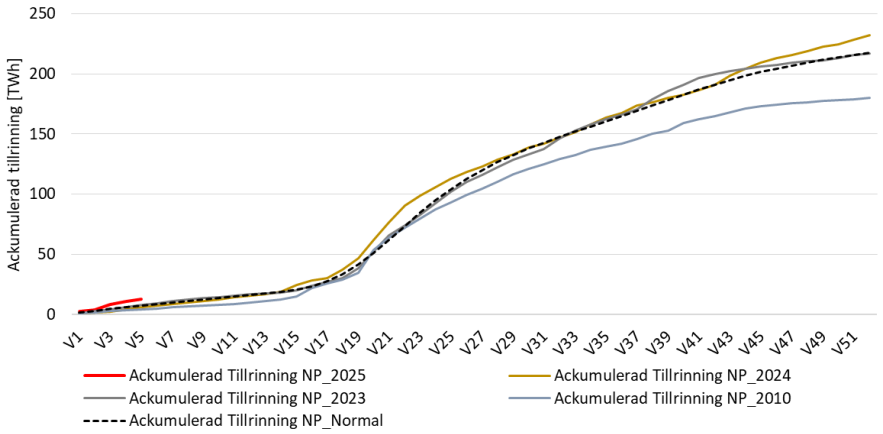
Figur 18 Ackumulerad tillrinning i Sverige, TWh



Källa: SKM Market Predictor

För Norden som helhet uppgick den genomsnittliga tillrinningen per vecka under vecka 1–5 till 2,6 TWh vilket är högre än normal tillrinning som är 1,5 TWh för perioden. Ackumulerad tillrinning i år redovisas i Figur 19. För helåret 2024 var tillrinningen 14,6 TWh över normalt.

Figur 19 Ackumulerad tillrinning i Norden, TWh

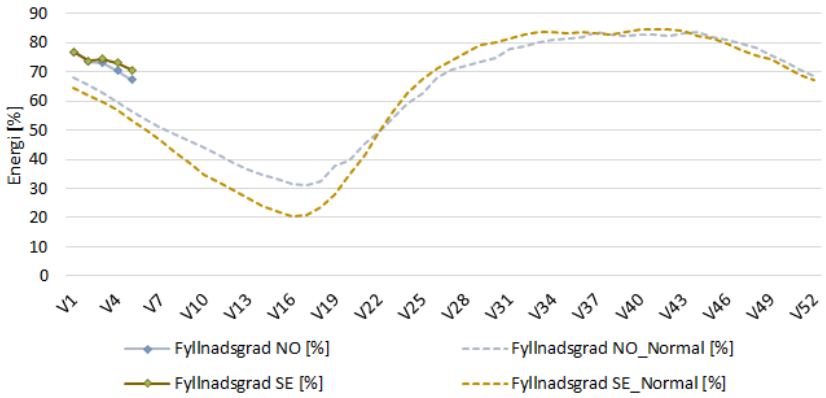


Källa: SKM Market Predictor

Fyllnadsgraden i de svenska magasinen redovisas i figuren nedan, den låg på 71 procent vecka 5 vilket är över normalen[2] som är 53 procent[3]. I Norge var fyllnadsgraden 67 procent samma vecka vilket är över normalen som är 57 procent för aktuell vecka[4]. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinen 68 procent vilket är 12 procentenheter över normalen för vecka 5.

[2] Normalsårsnivån för Sverige baseras på medianvärdet för åren 1960–2011 och för Norge åren 2000–2019.
[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 1960–2023 vara 81 procent för vecka 39.
[4] Enligt NVE är medianvärdet (för de sista 20 åren) för normalen 81 procent för vecka 43.

Figur 20 Fyllnadsgrad i norska och svenska vattenmagasin, procent



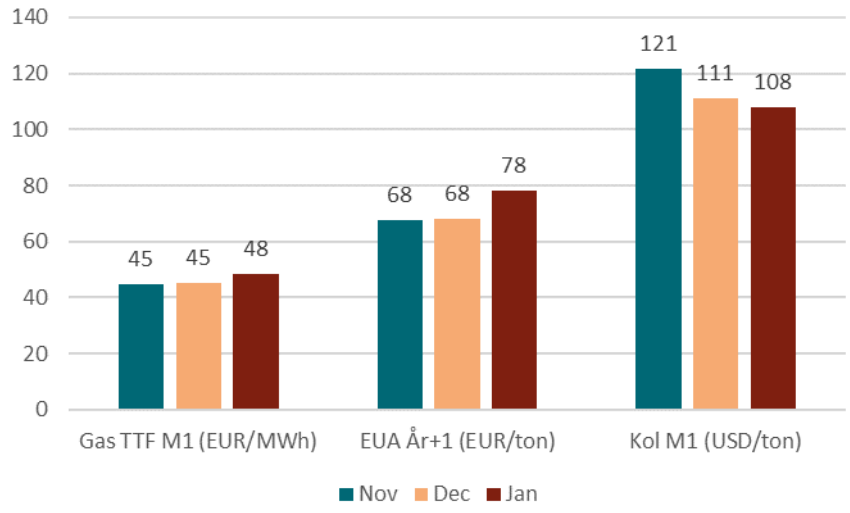
Källa: SKM Market Predictor

2.4 Bränslepriser och CO2-priser

Utvecklingen av de fossila bränslepriserna i form av kol, naturgas samt utsläppsrättspriserna 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).

I jämförelse med december så steg genomsnittliga månadspriset i januari för gas och utsläppsrätter medan det sjunk något för kol vilket ses i Figur 21.

Figur 21 Genomsnittligt månadspris på naturgas, utsläppsrätter och kol under november 2024-januari 2025

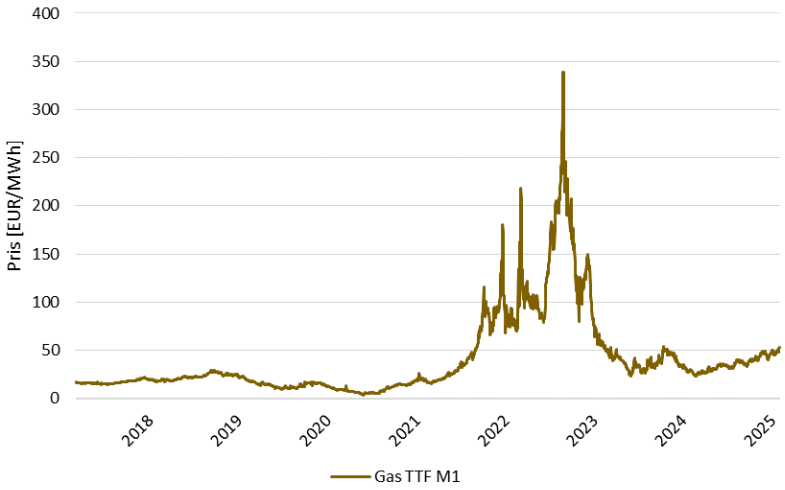


Källa: SKM Market Predictor (Spectron, mean och Nord Pool, Close)

Priserna (månadsmedel) på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden redovisas i Figur 22. Priset för januari uppgick i genomsnitt till 48 EUR/MWh och var 3 EUR/MWh högre än föregående månaden för

TTF M1 (leverans nästa månad). Månadens lägsta dagspris blev 45 EUR/MWh den 9 januari och det högsta dagspriset nåddes den 31 januari då det var 53 EUR/MWh. De europeiska naturgaslagren var den 2 februari till 53 procent fyllda vilket innebär att EU som helhet nådde målet om 50 procent lagerfyllnad den 1 februari. Vid fulla lager har EU cirka 100 miljarder kubikmeter gas i lager, vilket är ungefär en tredjedel av EU:s årliga konsumtion.

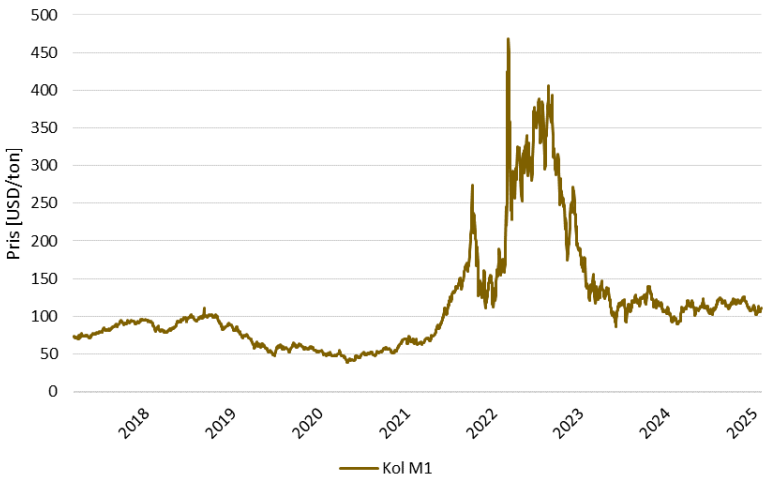
Figur 22 Dagspriser på naturgas TTF leverans nästa månad, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Det månadsgenomsnittliga priset på kol redovisas i Figur 23. Priset var 108 USD/ton under januari och därmed 3 USD/ton lägre än föregående månad. Den 1 januari var dagspriset 114 USD/ton vilket blev månadens högsta notering. Månadens lägsta notering på 102 USD/ton inträffade den 9 januari. Priserna på kol följer i stor utsträckning priset på gas.

Figur 23 Dagspriser på kol API2 leverans nästa månad, USD/ton



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Utsläppsrättspriset för nästkommande år redovisas Figur 24. Priset var 78 EUR/ton under januari och därmed 10 EUR/ton högre jämfört med föregående månad. Månadens lägsta dagspris inträffar den 1 januari då det var 72 EUR/ton för att senare nå det högsta dagspriset på 84 EUR/ton den 31 januari.

Figur 24 Dagspriser på EU ETS, EUR/ton



Källa: SKM Market Predictor (Nord Pool, Close)

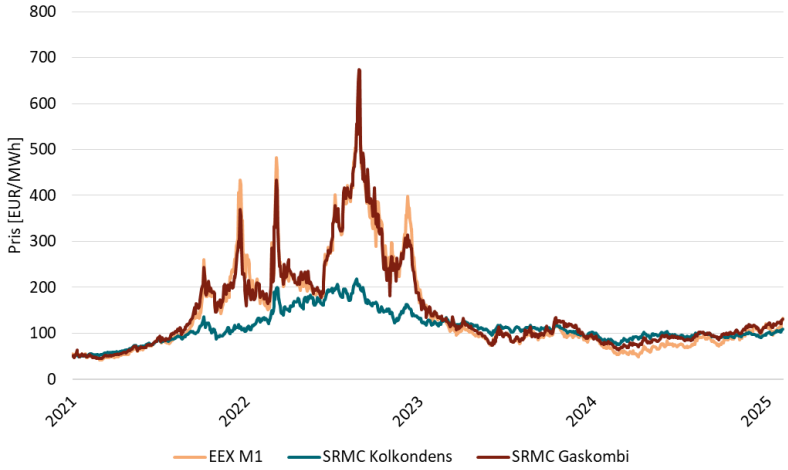
2.5 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland

I ett termiskt system som exempelvis Tyskland påverkar fossila bränslepriser samt priserna på utsläppsrätter den kortsiktiga marginalkostnaden (rörliga kostnaden) i fossilbaserade kraftverk. Detta påverkar elpriserna eftersom kol- och naturgasbaserade kraftverk är prissättande för många timmar. Under de timmar då Norden importerar från exempelvis kontinenten kan därmed termiska kraftverk bli prissättande i Sverige. Även vid tillfällen när Sverige exporterar samtidigt som hela eller delar av Sverige har ett gemensamt prisområde med kontinenten kan termiska kraftverk på kontinenten bli prissättande. Figur 25 redovisar den kortsiktiga marginalkostnaden för kolkondens, gaskombi samt frontmånadspriset på EEX (Tyskland). Det kan ses att det tyska frontmånadspriset på el relativt väl följer den kortsiktiga marginalkostnaden för gaskombi baserat på frontmånadskontraktet för naturgas. Sammantaget har stärkta fossilbränslepriser, speciellt naturgas, och stärkta utsläppsrättspriser utgjort en viktig drivkraft till de högre elpriserna sedan hösten 2021 i både Tyskland och Norden.

Den genomsnittliga kortsiktiga marginalkostnaden för både gaskombi och för kolkondens redovisas i Figur 25. För gaskombi var kostnaden 121 EUR/MWh i januari vilket är 10 EUR/MWh högre än föregående månad. För kolkondens var kostnaden 103 EUR/MWh och 8 EUR/MWh högre än i december. Marginalkostnaden följer prisutvecklingen på

naturgas och utsläppsrätter som var högre än föregående månad medan priset på kol var något lägre.

Figur 25 Kortsiktig marginalkostnad för kolkondens, gaskombi samt frontmånadspriset på EEX, EUR/MWh



Källa: Energimyndighetens beräkningar baserade på data från SKM Market Predictor

Not: Energimyndigheten har antagit en effektivitet (HHV) på 42 procent för kolkondens samt 53 procent för gaskombi. Bränsleoberoende rörlig kostnad har antagits uppgå till 3,9 respektive 2,4 EUR/MWh. Kol- och naturgaspriset baseras på frontmånad API2 respektive TTF.

2.6 Handel

Nettoexporten från Sverige uppgick till 2,8 TWh under januari, vilket var något lägre än föregående månad. Rullande 52 veckors nettoexport från Sverige uppgick till 33,8 TWh vilket ses i Tabell 4. Detta kan jämföras med motsvarande period 2024 vilken uppgick till 27,8 TWh nettoexport. För Norden som helhet uppgår motsvarande siffror till 43,6 TWh respektive 38 TWh nettoexport.

Finland har tidigare utgjort den största mottagaren för svensk nettoexport på årsbasis men under 2024 var Danmark den största mottagaren. Under 2023 hade Sverige nettoimport under 89 timmar, i huvudsak under december. Antalet timmar kan jämföras med 201 timmar under 2022. Under 2024 uppgick antal timmar med nettoimport till 150 timmar, där merparten av dem uppstod under januari. Hittills under 2025 har det varit tre timmar med nettoimport.

Tabell 4 Handel, nettoexport (-), nettoimport (+), [TWh]

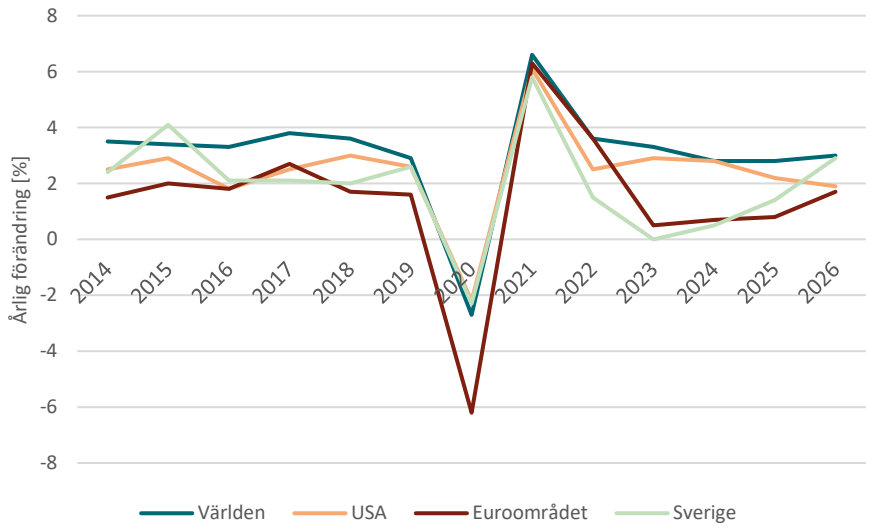
Exporterande region	Importerande region	2025_Januari	2024_December	2024_V6 52 veckors rullande summa	2025_V6 52 veckors rullande summa
SE1	**FI**	-0,5	-0,4	-4,6	-4,1
SE3	**FI**	0,0	0,0	-3,5	-2,1
SE3	**DK1**	-0,4	-0,4	-1,4	-3,2
SE4	**DK2**	-0,7	-0,7	-5,3	-7,2
SE1	**NO4**	0,0	0,0	1,0	-0,7
SE2	**NO4**	0,1	0,0	0,3	-0,2
SE2	**NO3**	0,0	-0,1	-1,0	-2,2
SE3	**NO1**	-0,2	-0,4	-2,2	-3,5
SE4	**DE**	-0,3	-0,4	-2,7	-2,9
SE4	**PL**	-0,3	-0,3	-3,4	-2,7
SE4	**LT**	-0,4	-0,4	-5,0	-5,0
DK1	**NL**	-0,1	-0,2	-0,7	-0,5
DK1	**DE**	-0,4	-0,5	-3,1	-5,4
DK2	**DE**	-0,3	-0,4	-2,0	-3,4
NO2	**NL**	-0,4	-0,3	-2,0	-3,3
NO2	**DE**	-0,6	-0,6	-4,3	-6,5
NO2	**UK**	-1,0	-0,8	-8,4	-10,4
NO4	**RU**	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	**RU**	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	**EE**	-0,2	-0,5	-6,4	-3,6
Nettoexport	**Sverige**	-2,8	-3,1	-27,8	-33,8
Nettoexport	**Norden**	-4,1	-4,6	-38,0	-43,6

Källa: SKM Market Predictor

2.7 Den ekonomiska utvecklingen

På kort sikt påverkar den ekonomiska utvecklingen elmarknaden på åtminstone två olika sätt. 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. I Figur 26 presenteras prognoser på årsnivå för BNP från Konjunkturinstitutet (KI).

Figur 26 BNP och prognos av BNP, fasta priser



Källa:KI

Konjunkturinstitutet konstaterar i sin senaste prognos (december 2024) att lågkonjunkturen fördjupas och att en vändning sker först en bra bit in i 2025. De konstaterar också att lågkonjunkturen väntas kvarstå under 2026. BNP-tillväxten bedöms uppgå till 1,4 procent 2025 och 2,9 procent år 2026.

3 Finansiella marknaden och terminspriser

Förutom handeln som marknadsaktörer gör i den så kallade spotmarknaden, eller Dagen före-marknaden som den ofta också kallas, handlar många även i den finansiella marknaden för att prissäkra sin produktion eller användning.

I 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 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 i den finansiella marknaden kan sägas återspegla marknadsaktörernas samlade värdering/bedömning av de framtida elpriserna för respektive tidsperiod.

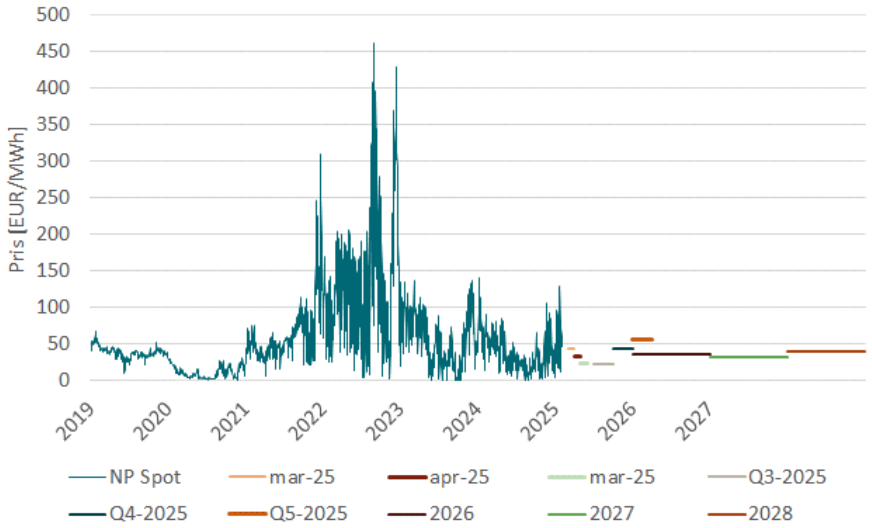
En betydande del av handeln på den finansiella marknaden sker på organiserade handelsplatser/börser, som erbjuder standardiserade kontrakt och en kontinuerlig prissättning och värdering av dessa. I Norden har den dominerande börsen varit Nasdaq OMX Commodities[5], men även den största börsen i Europa (EEX[6]) har länge erbjudit handel i kontrakt som gäller el i Norden. Utöver att handla på en organiserad handelsplats/börs finns också möjligheter för parter att ingå avtal med varandra direkt, så kallad bilateral handel, och att i de avtalen göra mer individuella anpassningar av kontraktens utformning.

3.1 Terminspriser

Terminspriset i Norden (systempris) för mars 2025 (frontmånad) stängde på 43 EUR/MWh den 7 februari. Priserna på årskontrakten för Norden 2026 och 2027 stängde på 37 respektive 31 EUR/MWh i början av februari. I Figur 27 nedan redovisas Nord Pool systempris samt forwardpriser för olika kontrakt på handelsplattformen Nasdaq OMX Commodities, som är den idag vanligaste plattformen för finansiell handel i Norden.

[5] European Commodities - Market Trading Platform | Nasdaq
[6] European Energy Exchange AG (EEX)

Figur 27 Systempris (dygnsmedel) samt forwardpriser för olika kontrakt, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2025-02-07

Figur 28 visar hur priset för leverans kommande år utvecklats sedan januari 2023. I början av februari handlades kontrakt för kommande år (2026) för 37 EUR/MWh. Vid inledningen av 2023 handlades kontraktet kommande år på sitt högsta pris 84 EUR/MWh.

Figur 28 Utveckling av forwardpriset för leveranser kommande år, EUR/MWh

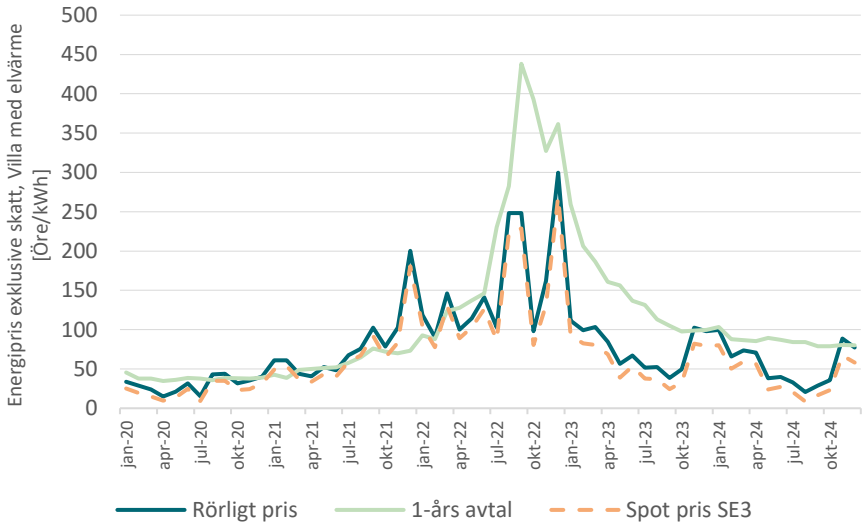


Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2025-01-02

4 Slutkundspriser

Elhandelspriserna mot slutkunder följer med i de prisförändringar som sker på kraftmarknaden. I Figur 29 redovisas elhandelspriset för ett rörligt avtal och ett ettårigt fastprisavtal för SE3 för typkunden villa med elvärme[7]. Av de svenska elkunderna är det enligt den senaste statistiken 72 procent av alla kunder som har någon form av rörligt avtal (rörligt eller timprisavtal). Av dessa är knappt 14 procent timprisavtal. Motsvarande siffra för SE4 är 82 procent (14 procent har timprisavtal) och den har ökat från 62 procent i januari 2022. Priserna på fastprisavtal var i princip oförändrade i december. Det genomsnittliga priset (exklusive elskatt) var 0,8 kr/kWh för ett 1-års fastprisavtal i SE3 för typkunden villa med elvärme. Motsvarande pris för SE4 låg på 0,9 kr/kWh.

Figur 29 Elhandelspris, rörligt avtal och 1-års fastprisavtal för typkunden villa med elvärme i SE3, öre per kWh, till och med dec 2024

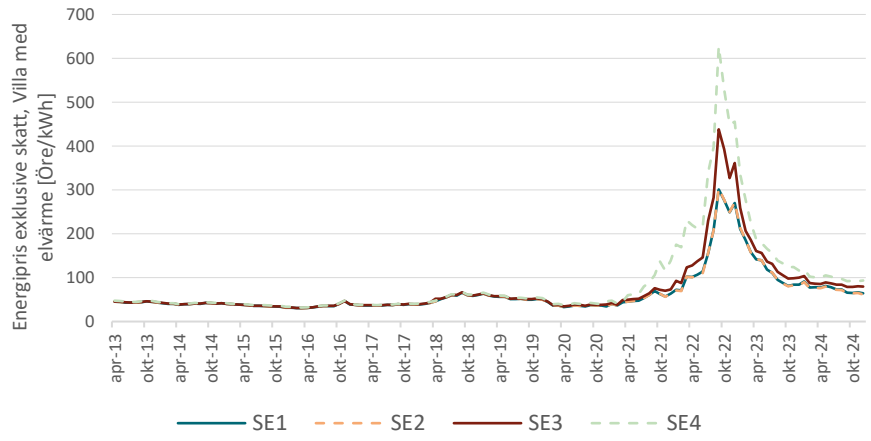


Källa: SCB, SKM Market Predictor,Nord Pool

I Figur 30 redovisas utvecklingen av priserna för ett fastprisavtal på 1 år för en villa med elvärme i respektive elområde. Priserna har historiskt legat väldigt nära varandra men började från år 2021 att skilja sig mer åt där SE1 och SE2 har lägre priser än SE3 och SE4.

[7] Typkunden villa med elvärme har en förbrukning på 20 000 kWh. Förbrukningen används för att fördela ut de fasta kostnader som finns vid inköp av el. Den genomsnittliga förbrukningen för ett småhus med elvärme har de senaste åren legat på omkring 16 000 kWh. Under de senaste åren har många hushåll också vidtagit åtgärder för att minska elförbrukningen.

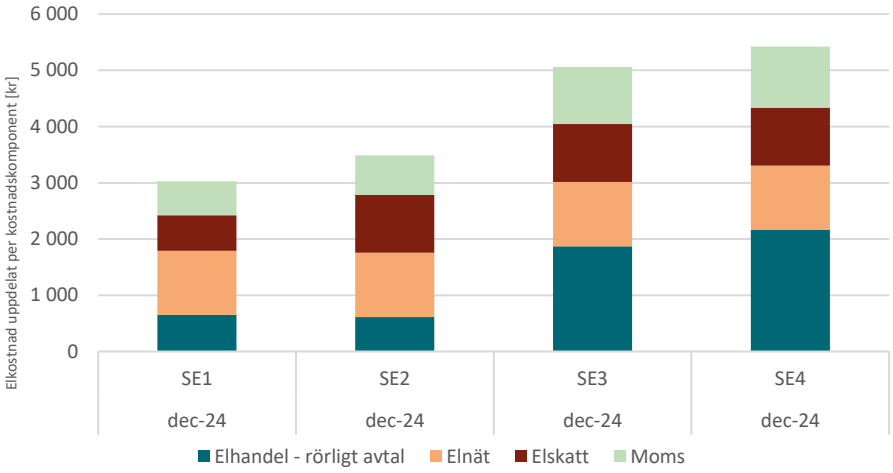
Figur 30 1-års fastprisavtal för typkunden villa med elvärme (20 000 kWh) i respektive elområde, öre per kWh, till och med december 2024



Källa: SCB

I Figur 31 redovisas en uppskattning av den totala kostnaden för typkunden villa med elvärme i respektive elområde. I SE1 och SE2 uppgick den totala kostnaden till 3 000 kr respektive 3 500 kr medan motsvarande kostnad i SE3 och SE4 låg på 5 100 kr respektive 5 400 kr.

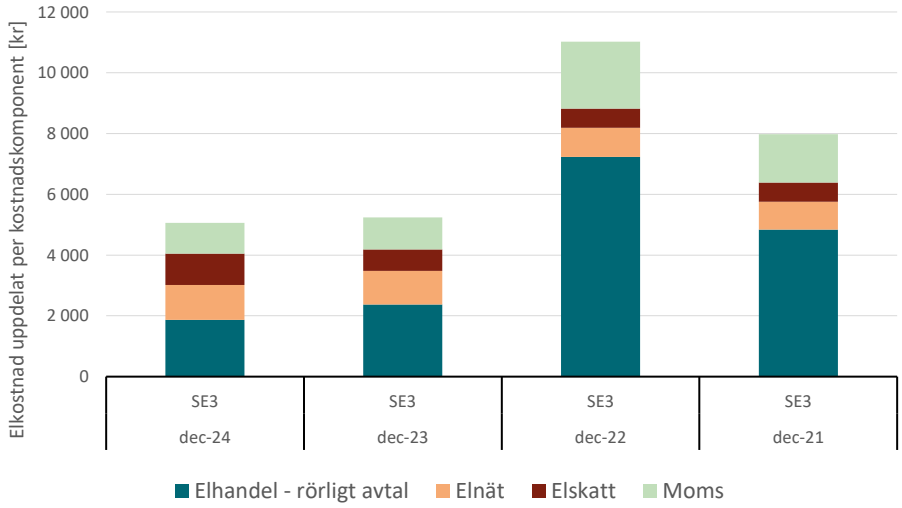
Figur 31 Totalt elkostnad för typkunden villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 2414 kWh för aktuell månad) för respektive elområde. Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms.



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten Anm: Det antagna elnätspris samma i alla elområden, i verkligeheten varierar elnätspriset geografiskt, både inom och mellan elområden. Vidare har samma förbukning (20 000 kWh per år) och fördelning av förbrukningen över året antgits även om förbrukningen i genomsnitt är högre i SE1 jämfört med SE4. Under de 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.

För typkunden villa med elvärme i SE3 var kostnaden något högre jämfört med motsvarande månad föregående år under antagandet att konsumtionen var densamma, men betydligt lägre än 2022 då elpriserna var väldigt höga.

Figur 32 Totalt elkostnad för villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i elområde 3 jämfört med motsvarande månad föregående år (årsförbrukning på 20 000 kWh varav kWh varav 2414 kWh för aktuell månad). Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms.



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten.