

Nuläget på elmarknaden

Augusti 2025

Publicerad 2025-09-05

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	25
2.6 Handel	26
2.7 Den ekonomiska utvecklingen	28
3 Finansiella marknaden och terminspriser	29
3.1 Terminspriser	29
4 Slutkundspriser	31

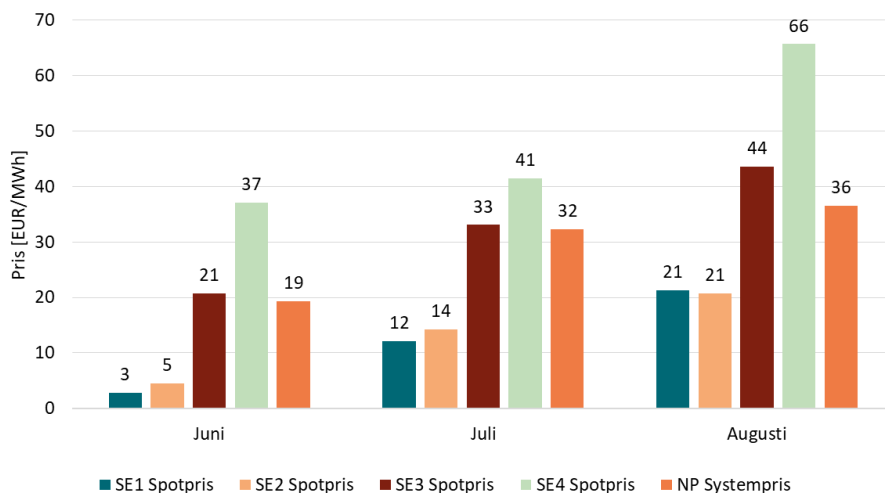
Sammanfattning

De genomsnittliga månadspriserna på el var högre i augusti i samtliga svenska elområden jämfört med föregående månad vilket ses i Figur 1. I SE3 var priset 44 EUR/MWh i augusti (+10 EUR/MWh från föregående månad) och i SE4 var priset 66 EUR/MWh (+25 EUR/MWh). Månadsmedelpriset för augusti i SE3 och SE4 är betydligt lägre än det var under 2022 då det högsta priset någonsin noterades på 211 respektive 289 EUR/MWh. Priset är nu på omkring samma nivå som det var under maj 2018 och 2019, dvs före pandemin och kriget i Ukraina.

Månadsmedelpriset i både SE1 och SE2 var 21 EUR/MWh i augusti (+19 respektive +17 EUR/MWh från föregående månad). Det högsta noterade genomsnittspriset under augusti i SE1 och SE2 sedan elområden infördes inträffade 2021 och låg då på 58 EUR/MWh.

Prisskillnaden mellan norra och södra Sverige ökade under augusti jämfört med juli till 22 EUR/MWh (+1 EUR/MWh) när SE1 jämförs med SE3, och till 45 EUR/MWh (+18 EUR/MWh) när SE2 jämförs med SE4.

Figur 1 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i juni–augusti 2025, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Det högsta timpriset i Sverige under augusti inträffade i SE4 torsdagen den 14 augusti kl. 20-21 då priset var 270 EUR/MWh. I de övriga elområdena inträffade det högsta elpriset tisdagen den 26 augusti kl. 19-20 och var då 195 EUR/MWh i samtliga elområden. Även systempriset var som högst tisdagen den 26 augusti kl. 19-20 med 138 EUR/MWh.

Det lägsta elpriset under augusti inträffade söndagen den 10 augusti kl. 13-14 i SE1 som då var -17,8 EUR/MWh. Samma dag och tid inträffade

det lägsta priset även i SE2, SE3 och SE4 på -17,2 EUR/MWh. Även systempriset var på som lägst med -5 EUR/MWh.

Under 2024 var antalet timmar med negativa elpriser flest i SE2 med 722 timmar vilket motsvarade drygt åtta procent av årets timmar. I övriga elområden var antalet timmar mellan 626–651. I augusti 2025 uppstod flest timmar med negativa elpriser i SE1 med 53 timmar. Näst flest timmar uppstod i SE2 med 38 timmar. I SE4 och SE3 uppstod 36 respektive 32 timmar. Hittills under 2025 (t.o.m. augusti) har flest antal timmar med negativa elpriser uppstått i SE2 med sammanlagt 557 timmar.

Terminspriset i Norden (systempris) för september 2025 (frontmånad) stängde på 47 EUR/MWh i slutet på augusti och priserna på årskontrakten för Norden 2026 och 2027 stängde på 42 respektive 31 EUR/MWh.

Några prispåverkande faktorer utvecklas kort nedan:

- **Högre elanvändning:** Elanvändningen var högre i Nord Pool området och samtliga svenska elområden i augusti jämfört med juli. I Nord Pool området användes 27,9 TWh (+1,5 TWh jämfört med föregående månad). I Sverige användes 9 TWh el i augusti (+0,5 TWh). En förklaring är att utomhustemperaturen var lägre under augusti jämfört med juli, vilket innebär en ökad efterfrågan på el för uppvärmning.
- **Något lägre elproduktion:** I Norden uppgick den totala elproduktionen preliminärt till 30 TWh under augusti (-0,5 TWh jämfört med föregående månad) och i Sverige till 11,2 TWh (-0,2 TWh). Alla kraftslag utom vindkraft har en lägre produktion i augusti både i Norden och i Sverige. För Norden ses den största minskningen i vattenkraft som producerat 15,6 TWh (-1,8 TWh) och den största ökningen i vindkraft med 6,1 TWh (2,2 TWh).
- **Försämrade hydrologisk balans och fyllnadsgraden i nordiska magasin än något lägre än normalt:**
Den uppskattade hydrologiska balansen i Norden var -10,6 TWh vecka 35. Det är lägre jämfört med sista veckan i juli som avslutades på -7,9 TWh. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinen 76 procent vilket är 5 procentenheter under normalen för vecka 35.
- **Lägre pris på gas och kol, men högre pris på utsläppsrätter:**
Jämfört med maj steg de genomsnittliga månadspriserna för gas, kol och utsläppsrätter under augusti. Månadsmedelpriset på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden för TTF M1 (med leverans nästa månad) var 33 EUR/MWh (-1 EUR/MWh). För kol

blev priset 101 USD/ton (-4 USD/ton) och på utsläppsrätter var priset 72 EUR/ton (+1 EUR/ton).

- **Ekonomi:** Konjunkturinstitutet konstaterar i sin senaste prognos (juni 2025) att lågkonjunkturen är tydlig och långdragen och att en återhämtning inleds under andra halvan av 2025. De konstaterar också att lågkonjunkturen väntas kvarstå under 2026. BNP-tillväxten sänks och bedöms uppgå till 1,1 (-0,8) procent 2025 och 2,5 (-0,2) procent år 2026.

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 konkurrerades ut och idag är endast nätverksamheten reglerad som ett naturligt monopol. Elpriset styrs av utbud och efterfrågan, och fastställs timme för timme inför nästkommande dygn (den s.k. dagen före-marknaden eller spotmarknaden).

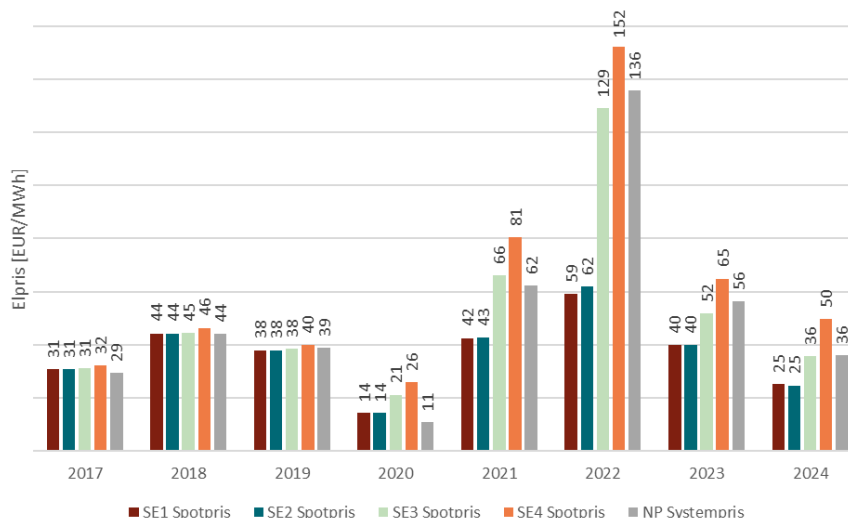
Inom den EU-gemensamma elmarknaden kopplas alla medlemsstaters marknader till varandra. De ledningar som förbinder de olika medlemsstaternas elsystem optimeras av de systemansvariga för att ge en så stor samhällsekonomisk nytta som möjligt för hela området. För Sveriges del innebär detta att svensk kraft 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 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, 2017–2025 (tom 25 aug), EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

1.2 Månadsgenomsnitt

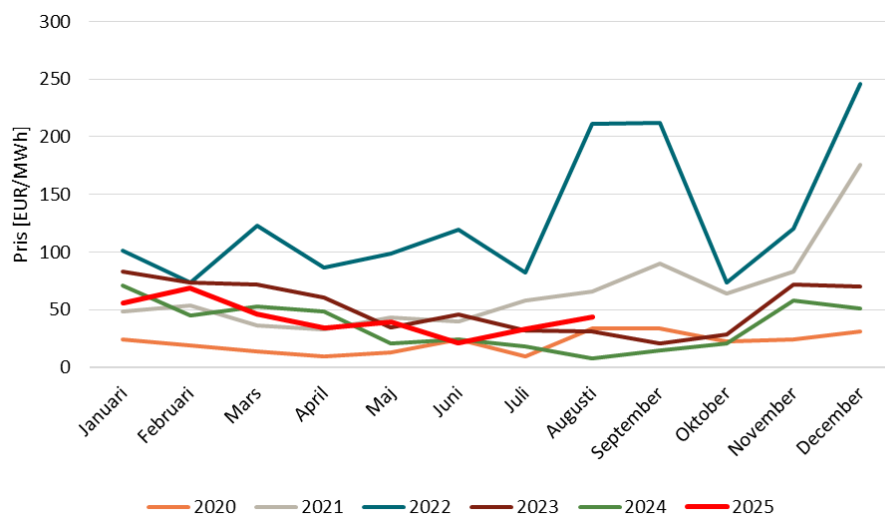
Under augusti var det genomsnittliga priset 44 EUR/MWh i SE3 vilket kan jämföras med priset i juli som var 33 EUR/MWh. Utifrån Figur 3 nedan kan det ses att månadsmedelpriset för augusti i SE3 var som högst under 2022 då det var 211 EUR/MWh. Priset är nu på omkring samma nivå som det var under augusti 2019, dvs innan pandemin och kriget i Ukraina.

I augusti var priset i SE4 66 EUR/MWh, vilket är högre än i juli då priset var 41 EUR/MWh. Månadsmedelpriset för augusti i SE4 är betydligt lägre än det var under 2022 då det var 289 EUR/MWh.

Månadsmedelpriset i både SE1 och SE2 var 21 EUR/MWh i augusti. Priset i både SE1 och SE2 är högre än i juni då det var 12 respektive 14 EUR/MWh. Det högsta noterade genomsnittspriset under augusti i SE1 och SE2 sedan elområden infördes inträffade 2021 och låg då på 58 EUR/MWh.

Elanvändningen i Norden var 1,5 TWh högre i augusti jämfört med föregående månad. Även i Sverige var elanvändningen högre med 0,5 TWh jämfört med juli. Elproduktionen i Norden och i Sverige var 0,5 respektive 0,2 TWh lägre jämfört med föregående månad. Jämfört med juli steg det genomsnittliga månadspriset för gas och utsläppsrätter något under augusti medan det genomsnittliga månadspriset för kol sjönk. Detta utvecklas mer under avsnittet Prispåverkande faktorer.

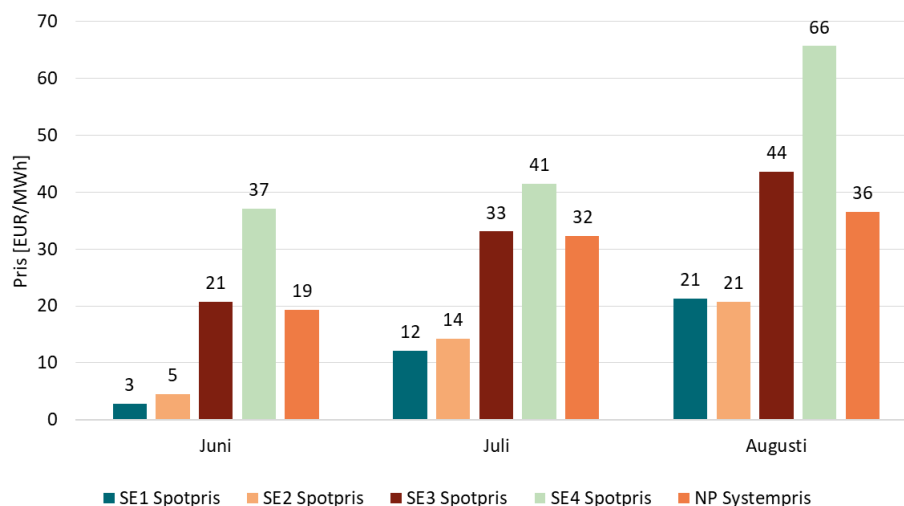
Figur 3 Månadsmedelpris spot i SE3 fram till augusti 2025, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Prisskillnaden mellan SE1 och SE3 ökade under augusti till 22 EUR/MWh (+1 EUR/MWh) jämfört med föregående månad. Även mellan SE2 och SE4 ökade prisskillnaden under augusti till 45 EUR/MWh (+18 EUR/MWh). I norra Sverige (SE1-SE2) var prisskillnaden i augusti knappt 1 EUR/MWh vilket är samma som under juli. I södra Sverige (SE3-SE4) ökade prisskillnaden till 22 EUR/MWh (+14 EUR/MWh). Systempriset var 36 EUR/MWh i augusti och därmed 4 EUR/MWh högre än i juli.

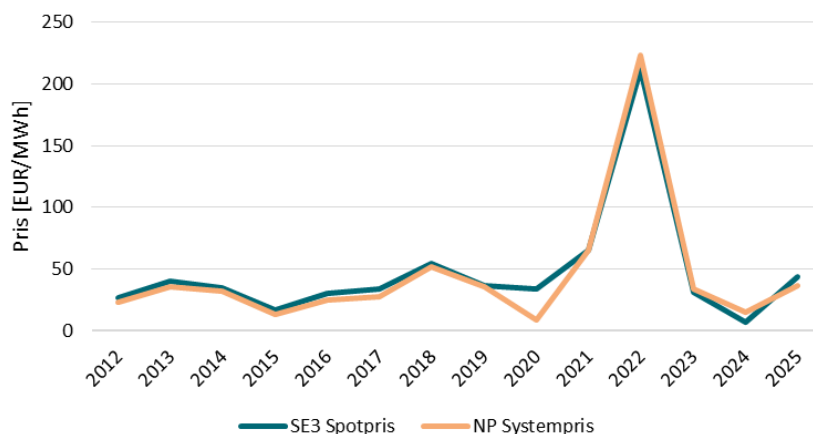
Figur 4 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i juni–aug 2025, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Spotpriset i SE3 har historiskt följt systempriset väl under augusti med undantag för 2020. Månadsmedelpriset i SE3 var 7 EUR/MWh högre än systempriset för augusti 2025.

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



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

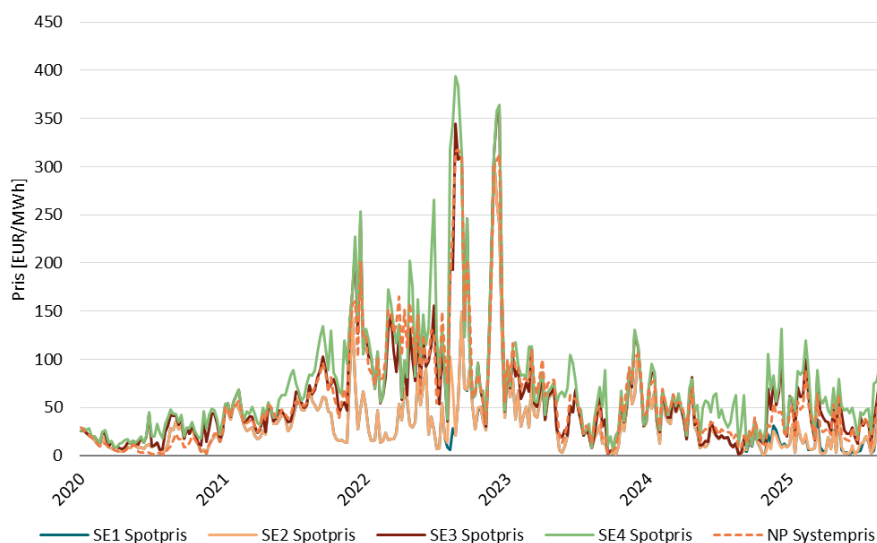
1.3 Veckogenomsnitt

Det högsta genomsnittliga veckopriset under veckorna 32–35 inträffade vecka 35 för samtliga elområden. I SE3 och SE4 var veckopriset då som högst 76 respektive 91 EUR/MWh. I SE1 och SE2 uppgick priserna samtidigt till 60 respektive 58 EUR/MWh.

Det lägsta genomsnittliga veckopriset uppstod vecka 32 för samtliga elområden. I SE3 och SE4 var det genomsnittliga veckopriset 13 respektive 23 EUR/MWh. I SE1 och i SE2 var veckopriset som lägst 2,4 respektive 2,5 EUR/MWh.

Även systempriset nådde högsta veckopriset under vecka 35 på 71 EUR/MWh och det lägsta under vecka 32 på 7 EUR/MWh.

Figur 6 Genomsnittliga veckopriser för systempriset samt svenska elområden fram till vecka 35 år 2025, EUR/MWh

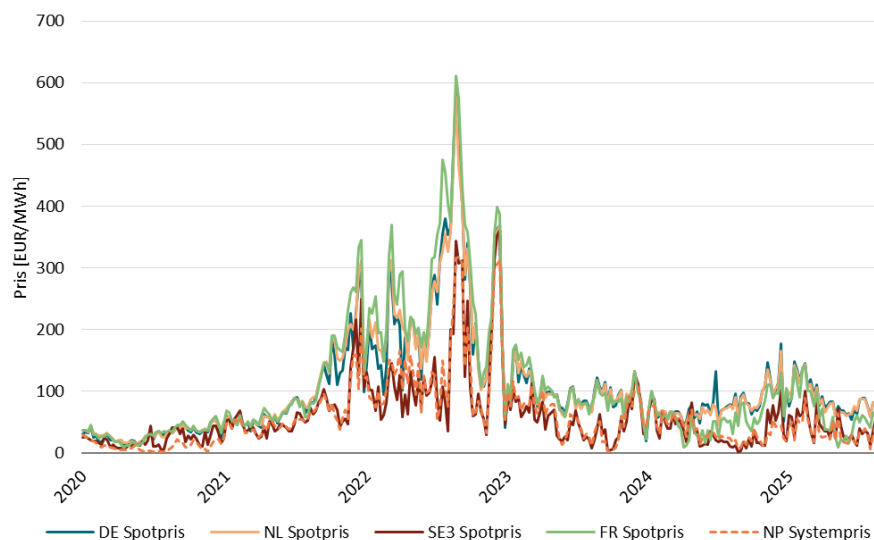


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 7 nedan redovisas genomsnittligt veckopriset för Nord Pool (systempris), SE3 samt några utvalda europeiska länder. Det högsta veckopriset under veckorna 32–35 noteras vecka 35 för samtliga elområden förutom i Frankrike då högsta veckopriset uppstod vecka 33. Det högsta priset uppgick till 90 EUR/MWh i Tyskland följt av Nederländerna på 83 EUR/MWh. I Frankrike var priset som högst 66 EUR/MWh.

Det lägsta genomsnittliga veckopriset bortsett från SE3 inträffade vecka 32 i Frankrike med 41 EUR/MWh. Samma vecka inträffade det lägsta veckopriset i Tyskland och i Nederländerna och var då 60 respektive 58 EUR/MWh. 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 under vecka 35 låg det genomsnittliga priset i SE3 på omkring samma nivåer.

Figur 7 Genomsnittliga veckopriser för systempriset, elområde 3 samt i Tyskland, Nederländerna och Frankrike fram till vecka 35 år 2025, EUR/MWh

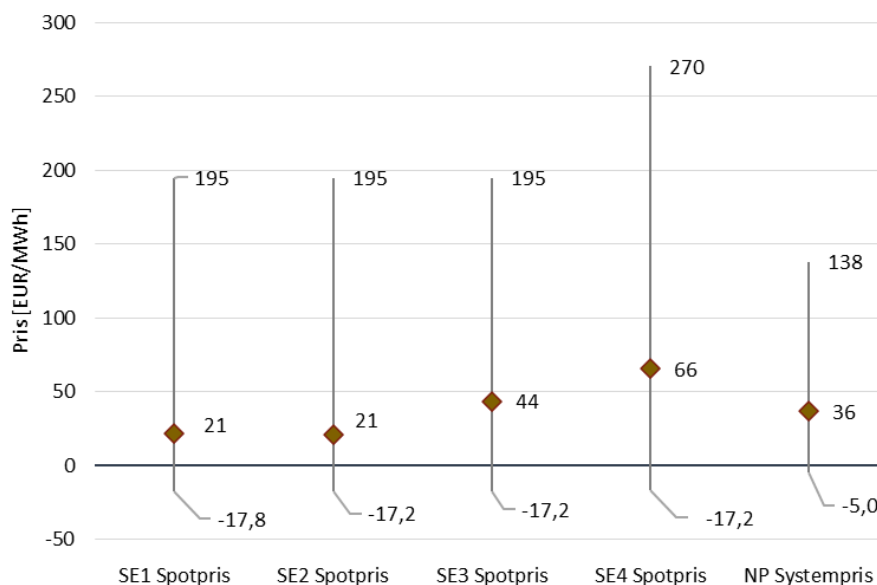


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

1.4 Timpriser

Det högsta timpriset i Sverige under augusti inträffade i SE4 torsdagen den 14 augusti kl. 20-21 då priset var 270 EUR/MWh. I de övriga elområdena inträffade det högsta elpriset tisdagen den 26 augusti kl. 19-20 och var då 195 EUR/MWh i samtliga elområden. Även systempriset var som högst tisdagen den 26 augusti kl. 19-20 med 138 EUR/MWh, vilket ses i Figur 8.

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



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

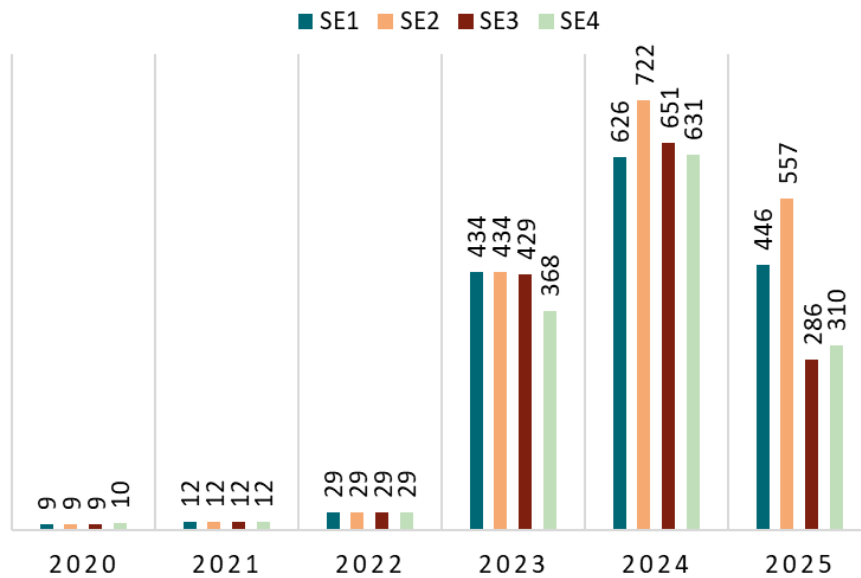
Det lägsta elpriset under augusti inträffade söndagen den 10 augusti kl. 13-14 i SE1 som då var -17,8 EUR/MWh. Samma dag och tid inträffade det lägsta priset även i SE2, SE3 och SE4 på -17,2 EUR/MWh. Samma dag och tid var även systempriset som lägst med -5 EUR/MWh.

1.5 Negativa priser

I Figur 9 ses hur antalet timmar med negativa elpriser ökat kraftigt sedan 2019 och framför allt under 2023 och vidare 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 var antalet timmar med negativa priser samma år mellan 626–651 där SE1 hade minst antal timmar.

I augusti 2025 uppstod flest timmar med negativa elpriser i SE1 med 53 timmar vilket var 41 timmar fler än föregående månad. Näst flest timmar uppstod i SE2 med 38 timmar vilket är 25 timmar fler än föregående månad. I SE4 och SE3 uppstod 36 och 32 timmar respektive vilket var 30 och 28 timmar fler än föregående månad. Hittills under 2025 (t.o.m. augusti) har flest antal timmar med negativa elpriser uppstått i SE2 med sammanlagt 557 timmar.

Figur 9 Antal timmar med negativa elpriser i SE1–SE4, 2019–2025 (t.o.m. augusti)

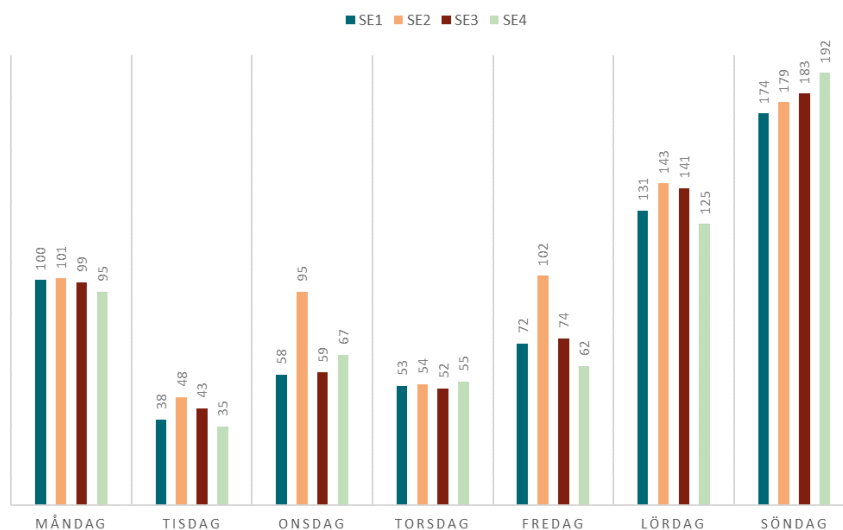


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Orsaken till att antalet timmar med negativt pris ökar beror i hög grad på ett ökande inslag av intermittenta kraftslag med mycket låga rörliga kostnader. Stor produktion när vinden blåser och solen skiner i kombination med att traditionella termiska produktionsanläggningar som ofta har kostnader för att starta och stoppa 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.

Tillfällena med negativa priser inträffar primärt i perioder då efterfrågan är låg (nätter och helger) och produktionen från de intermittenta kraftslagen är hög. Eftersom efterfrågan under stora delar av 2023 och 2024 har varit lägre än tidigare år, samtidigt som produktionen från vind och solkraft ökat, har situationerna då negativa priser uppkommit blivit fler.

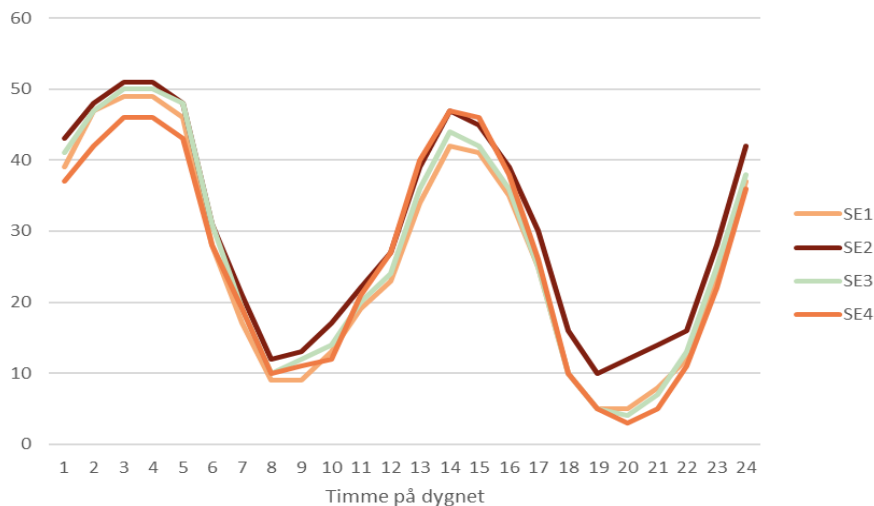
Figur 10 Antal negativa priser per veckodag för 2024



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

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

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



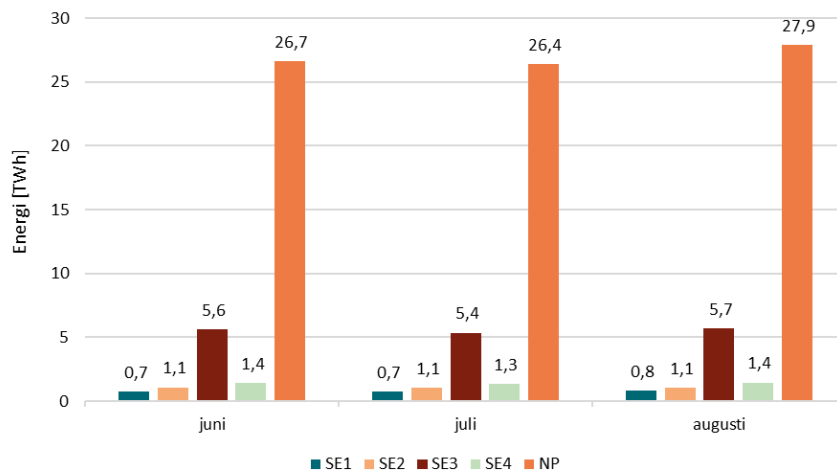
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

2 Prispåverkande faktorer

2.1 Efterfrågan

Elanvändningen var högre i Nord Pool-området och samtliga svenska elområden i augusti jämfört med juli. I Nord Pool-området användes 27,9 TWh (+1,5 TWh jämfört med föregående månad). I Sverige användes 9 TWh el i augusti (+0,5 TWh).

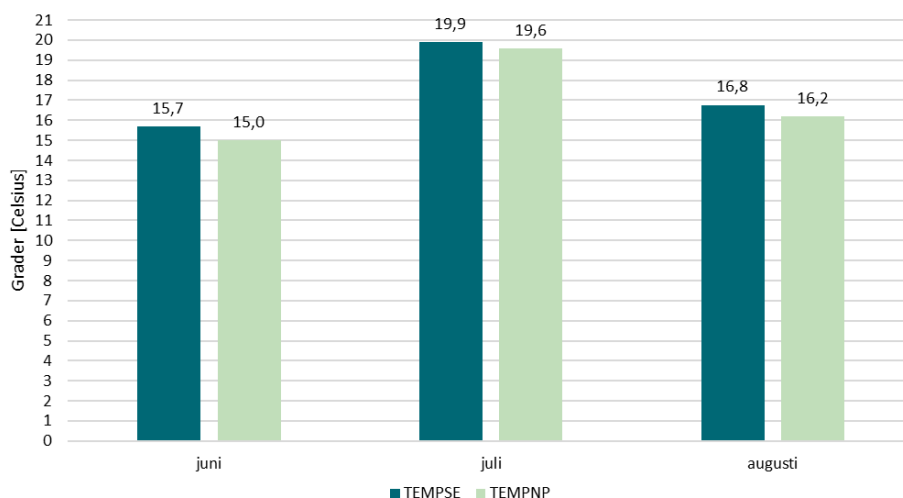
Figur 12 Elanvändning i Sverige samt Nord Pool-området (exkl. Baltikum), TWh



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

I Figur 13 redovisas den faktiska genomsnittstemperaturen i juni jämfört med de två föregående månaderna, både för Sverige (TEMPSE) och Nord Pool-området (TEMPNP). Temperaturen var lägre under augusti jämfört med juli, vilket ledde till en ökad efterfrågan på el för uppvärmning.

Figur 13 Faktisk genomsnittstemperatur för Sverige (TEMPSE) och Nord Pool-området(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 vattenkraften 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 2023, 2010 samt 1996. Följande saker är värda att kommentera:

- **Vattenkraft** utgör det enskilt viktigaste kraftslaget både i termer av effekt och energi. Mellan 1996–2023 ökade den installerade effekten med 6 700 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 2023 uppgick den totala vindkapaciteten i Norden till 35 511 MW. Dess bidrag till den tillgängliga effekten är dock mindre.
- Solkraft har ökat kraftigt de senaste åren och under 2023 uppgick kapaciteten till 9 177 MW i Norden, framför allt i Sverige och Danmark.
- 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 2023 för respektive land samt installerad kapacitet för Norden 2023, 2010 samt 1996, MW

	Sverige	Danmark	Finland	Norge	Norden	Norden	Norden
	2023	2023	2023	2023	2023	2010	1996
Vattenkraft	16 406	7	3 169	34 291	53 873	49 473	47 164
Vind	16 224	7 277	6 946	5 064	35 511	6 441	930
Sol	3 993	3 529	1 009	646	9 177	25	10
Kärnkraft	7 101	0	5 994	0	13 095	11 693	12 365
Värmekraft	7 864	7 516	8 852	739	24 970	29 349	27 503
Övriga	0	0	42	97	139	35	0
Totalt	51 354	18 202	23 604	40 566	133 726	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	3 993
Kärnkraft	0	0	7 001	0	7 001
Värmekraft	238	797	4 615	2 080	7 864
Totalt	8 623	15 870	20 841	5 999	51 354

Källa: Årlig energistatistik SCB/Energimyndigheten

Under augusti har den genomsnittliga tillgängligheten i den svenska kärnkraften uppgått till 57 procent vilket är lägre än den historiska tillgängligheten för samma månad under perioden 2014–2024. Oskarshamns 3 som gick på revision i slutet av mars har förlängt avställningen ytterligare till den 17 oktober. Tillgängligheten i Finland för motsvarande månad var 90 procent. Sammantaget var tillgängligheten i augusti för den nordiska kärnkraften lägre än den genomsnittliga tillgängligheten för perioden 2014–2024 vilket ses i Tabell 3.

Tabell 3 Status 2025-09-01 och genomsnittlig tillgänglighet för nordisk kärnkraft i augusti

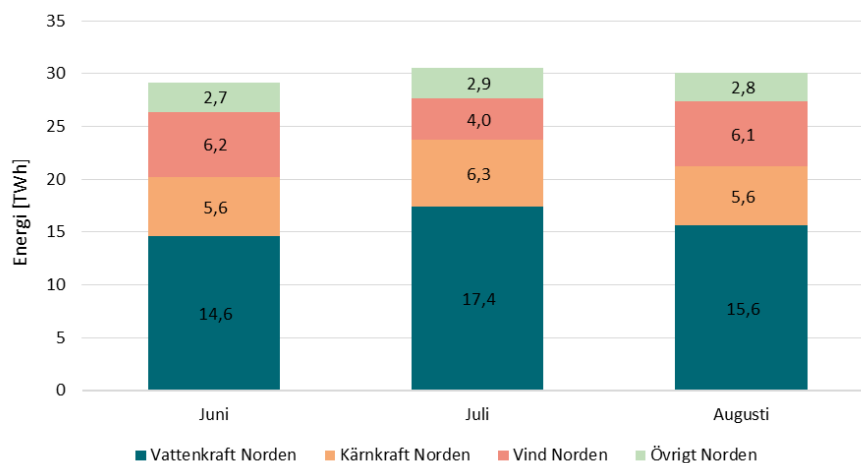
Reaktor/Region	Status	Tillgänglighet [%]	Tillgänglig kapacitet, [MW]	Installerad kapacitet, [MW]	Genomsnittlig tillgänglighet 2014–2024	Faktisk/planerade revisioner
Forsmark 1	I drift	59%	643	1 092	100%	7 sept-6 dec 2025
Forsmark 2	I drift	92%	1 031	1 120	80%	6–24 juli 2025
Forsmark 3	I drift	100%	1 167	1 167	83%	1 sept 24–1 feb 25
Oskarshamn 3	Ej i drift	0%	0	1 400	79%	29 mars–17 okt 2025
Ringhals 3	I drift	100%	1 074	1 074	81%	21 maj–22 juni 2025
Ringhals 4	Ej i drift	7%	77	1 130	31%	3 aug–13 sept 2025
Loviisa 1	I drift	96%	489	508	78%	5 sept–23 sept 2025
Loviisa 2	Ej i drift	55%	275	502	61%	17 aug –9 sept 2025
Olkiluoto 1	I drift	100%	889	890	100%	11 maj–21 maj 2025
Olkiluoto 2	I drift	82%	734	890	96%	25 maj–23 juni 2025
Olkiluoto 3	I drift	98%	1 567	1 600	98%	1 mars–29 april 2025
Norden		70%	7 948	11 373	79%	
Sverige		57%	3 993	6 983	75%	
Finland		90%	3 954	4 390	88%	

Källa: SKM Market Predictor

Anm: Genomsnittlig tillgänglighet för Olkiluoto 3, som togs i drift 2023, baseras på de senaste 2 åren.

I Norden uppgick den totala elproduktionen preliminärt till 30,1 TWh under augusti (-0,5 TWh jämfört med föregående månad). Vindkraften producerade 6,1 TWh (+2,1 TWh) och var det enda kraftslag som hade en högre produktion i augusti jämfört med juli, medan övriga kraftslag hade en lägre produktion. Den nordiska samt svenska elproduktionen redovisas i Figur 14 och Figur 15 nedan.

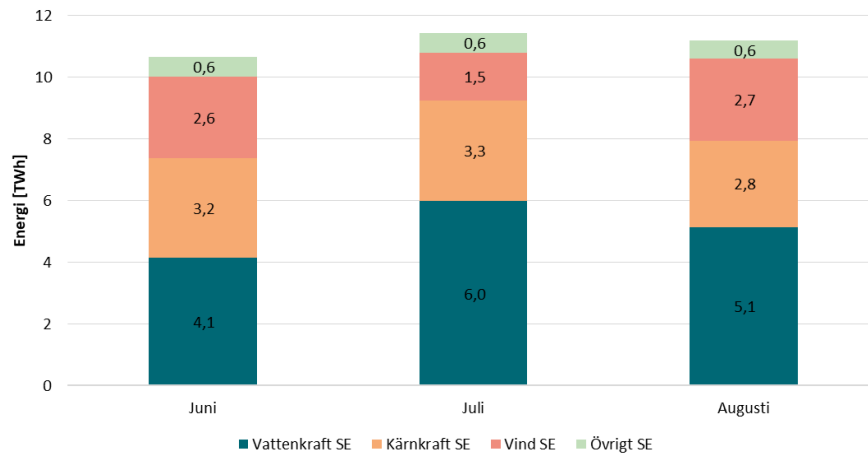
Figur 14 Elproduktion i Norden per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor Anm: Statistiken är preliminär.

I Sverige i var elproduktionen 11,2 TWh under augusti (-0,2 TWh). Alla kraftslag har producerat mindre el jämfört med juli med undantag för vindkraften som producerat 2,7 TWh (+1,2 TWh).

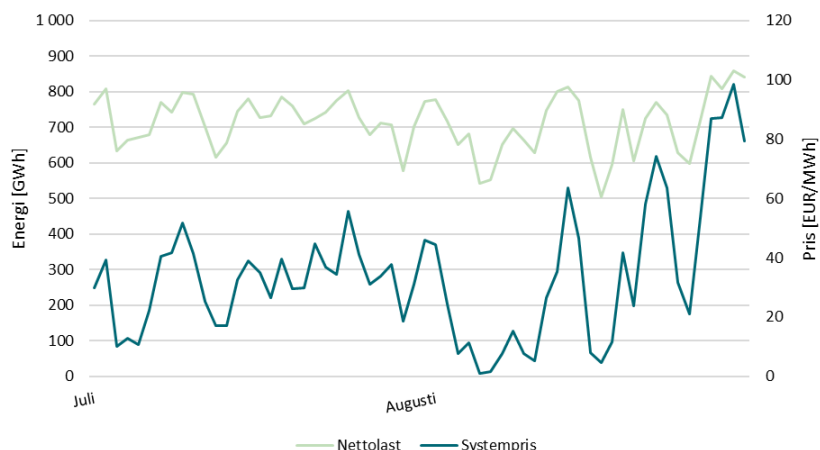
Figur 15 Elproduktion i Sverige per månad, TWh



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 menas efterfrågan minus produktion från vind- och solkraft. Nettolasten motsvarar den efterfrågan som det övriga kraftsystemet måste hantera. Nettolasten möts i första hand med reglerbar kraftproduktion som vattenkraft eller termiska anläggningar. I figuren 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.

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

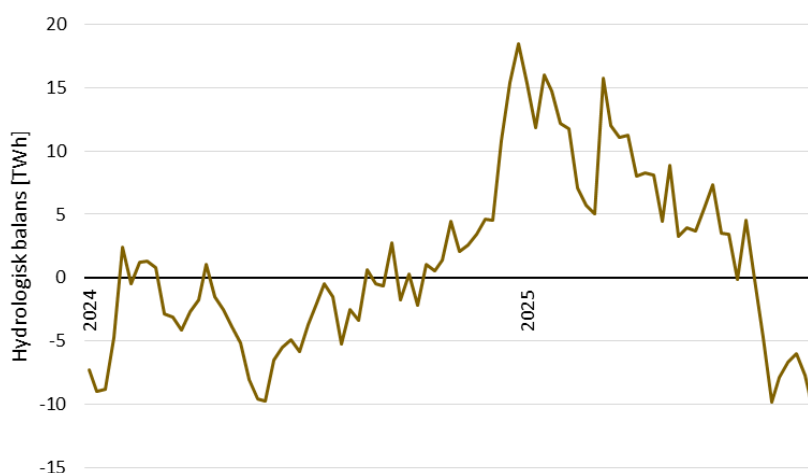


Källa: Energimyndighetens bearbetningar av data från SKM Market Predictor

2.3 Hydrologi

Den uppskattade hydrologiska balansen¹ i Norden var -10,6 TWh vecka 35, se Figur 17. Det är en försämring jämfört med sista veckan i juli som avslutades på -7,9 TWh.

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

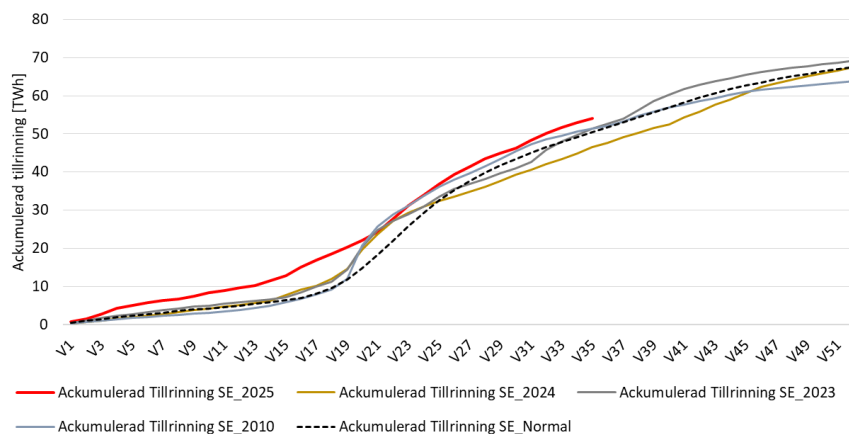


Källa: SKM Market Predictor

I Figur 18 och Figur 19 redovisas den ackumulerade tillrinningen i Sverige samt i Norden per vecka för ett normalår, samt för några historiska år. I början av 2025 kan man se att den ackumulerade tillrinningen i Sverige samt i Norden legat på högre nivåer i förhållande till en normalsituation. För vecka 31–35 under 2025 uppgick den genomsnittliga tillrinningen till 1,6 TWh/vecka i Sverige vilket är något högre än den normala tillrinningen för perioden som är 1,4 TWh.

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

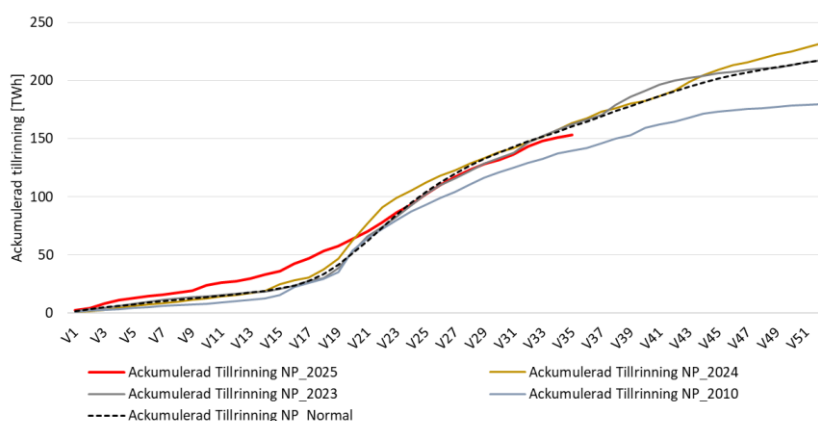
Figur 18 Ackumulerad tillrinning i Sverige, TWh



Källa: SKM Market Predictor

För Norden som helhet uppgick den genomsnittliga tillrinningen per vecka under vecka 31–35 till 4,3 TWh vilket är något lägre än normal tillrinning som är 4,5 TWh för perioden.

Figur 19 Ackumulerad tillrinning i Norden, TWh



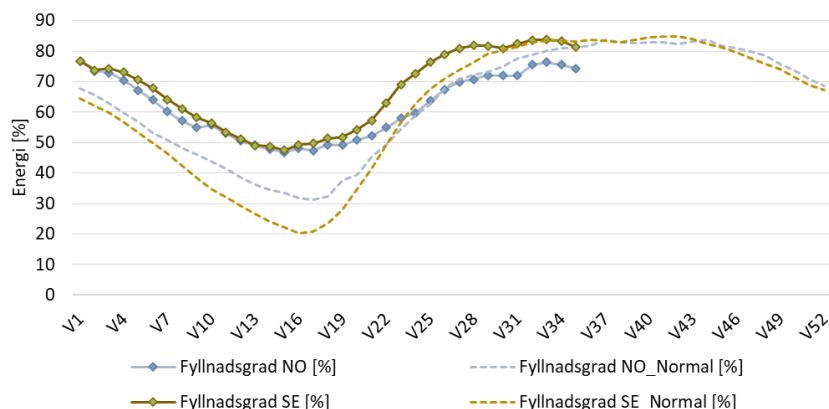
Källa: SKM Market Predictor

Fyllnadsgraden i de svenska och norska magasinen redovisas i Figur 20 nedan. Under inledningen av 2025 var nivåerna långt över normalen men Norge är nu en bit under normalnivåer medan Sverige är på normala nivåer. Vecka 35 var fyllnadsgraden i de svenska magasinen 81 procent vilket är nära normalen som är 83 procent². I Norge var fyllnadsgraden 74 procent samma vecka vilket är under normalen som är 81 procent för aktuell vecka³. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinen 76 procent vilket är 5 procentenheter över normalen för vecka 35.

² 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 1960–2024 vara 81 procent för vecka 35.

³ Enligt NVE är medianvärdet (för de sista 20 åren) för normalen 81 procent för vecka 35.

Figur 20 Fyllnadsgrad i norska och svenska vattenmagasin, procent



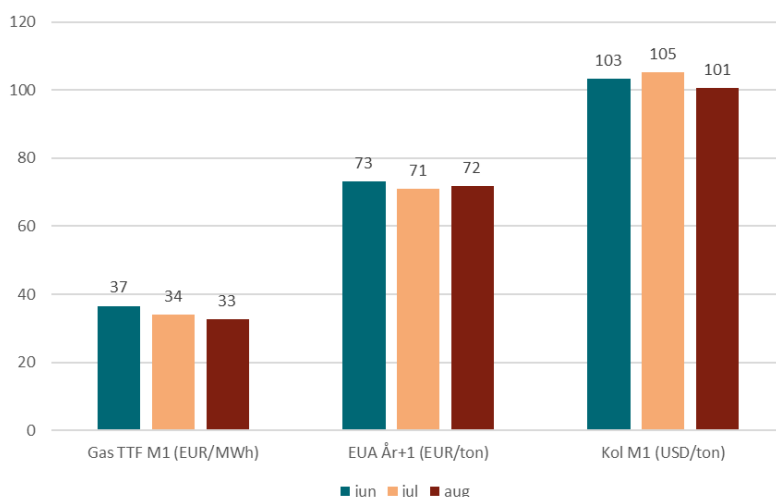
Källa: SKM Market Predictor

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 \(energimyndigheten.se\)](https://www.energi.se/globala-energi-marknaderna).

Som framgår i Figur 21 så sjönk det genomsnittliga månadspriset för gas och kol något under augusti jämfört med föregående månad. Samtidigt steg det genomsnittliga månadspriset på utsläppsrätter något.

Figur 21 Genomsnittligt månadspris på naturgas, utsläppsrätter och kol under april-juni 2025

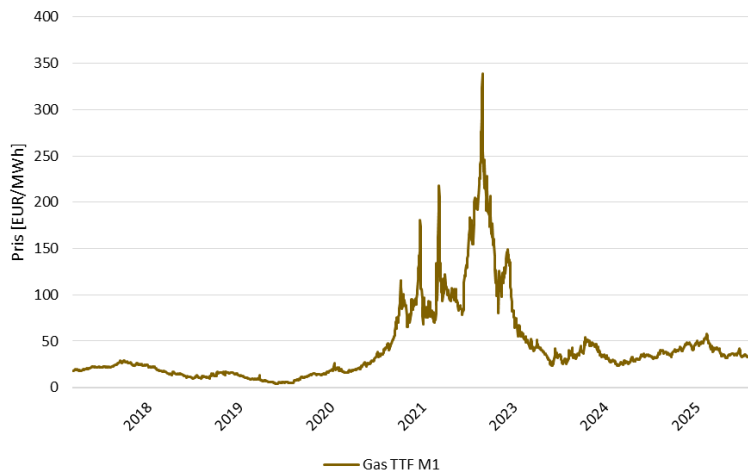


Källa: SKM Market Predictor (Spectron, mean och Nord Pool, Close)

Dagspriser på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden redovisas i Figur 22. Det genomsnittliga priset för augusti uppgick till 33 EUR/MWh och var därmed 1 EUR/MWh lägre än föregående månad (leverans nästa månad). Månadens högsta dagspris nåddes den 4 augusti då det var

34 EUR/MWh och månadens lägsta dagspris var 31 EUR/MWh, den 29 augusti. De europeiska naturgaslagren var fyllda till 76 procent den 22 augusti, att jämföra med 56 procent den 21 juni. Vid fulla lager har EU cirka 100 miljarder kubikmeter gas i lager, vilket är ungefär en tredjedel av EU:s årliga konsumtion.

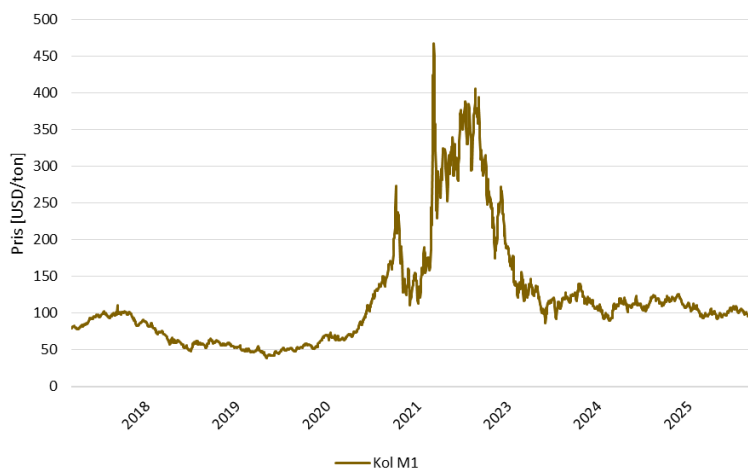
Figur 22 Dagspriser på naturgas TTF leverans nästa månad, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Dagspriser på kol redovisas i Figur 23. Det genomsnittliga priset i augusti var 101 USD/ton och därmed 4 USD/ton lägre jämfört med föregående månad. Månadens lägsta dagspris var 96 USD/ton den 29 augusti, medan månadens högsta notering på 106 USD/ton inträffade den 1 augusti. Priserna på kol följer i stor utsträckning priset på gas.

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

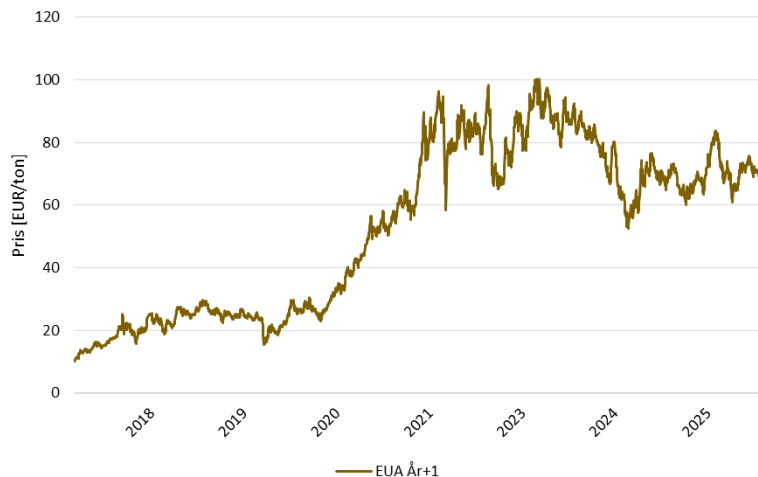


Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Utsläppsrättspriset för nästkommande år redovisas i Figur 24. Genomsnittspriset under augusti var 72 EUR/ton och därmed 1 EUR/ton

högre jämfört med föregående månad. Månadens högsta dagspris inträffade den 29 augusti då det var 73 EUR/ton medan månadens lägsta dagspris på 71 EUR/ton inträffade den 15 augusti.

Figur 24 Dagspriser på EU ETS, EUR/ton



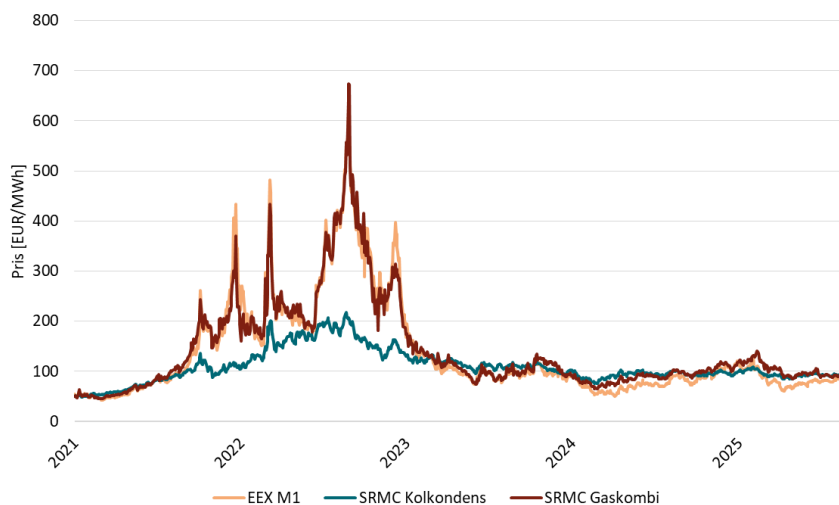
Källa: SKM Market Predictor (Nord Pool, Close)

2.5 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland

I ett termiskt system, exempelvis det som finns i 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 även i Sverige. Vid tillfällen när Sverige exporterar samtidigt som hela eller delar av Sverige bildar ett gemensamt prisområde med kontinenten kan termiska kraftverk på kontinenten bli prissättande för hela området. 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 89 EUR/MWh i augusti, vilket är 2 EUR/MWh lägre än föregående månad. För kolkondens var kostnaden 92 EUR/MWh i augusti, vilket är oförändrat från föregående månad.

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 2,4 TWh under augusti, vilket var 0,9 TWh lägre än föregående månad. Rullande 52 veckors nettoexport från Sverige uppgick i slutet av augusti till 33,5 TWh vilket ses i Tabell 4. Detta kan jämföras med motsvarande period 2024 som uppgick till 31,1 TWh nettoexport. För Norden som helhet uppgår motsvarande siffror till 40,6 TWh respektive 35,0 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.

Under augusti var det nio timmar med nettoimport. Detta att jämföra med juli då det inte var några timmar med nettoimport. Importvolymerna dessa timmar var dock små, som mest importerades 0,48 TWh, vilket inträffade mellan kl. 9-10 den 28 augusti. Tidigare under året har nettoimport endast förekommit under tre timmar i januari och 15 timmar i maj, vilket innebär att det hittills under 2025 har varit 27 timmar med nettoimport.

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

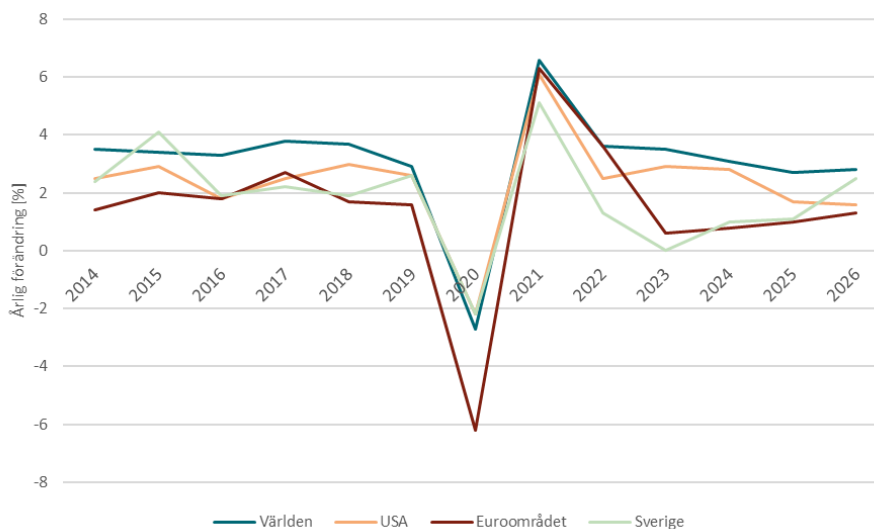
Exportörande region	Importörande region	2025 Augusti	2025 Juli	2025_V26 52 veckors rullande summa	2024_V26 52 veckors rullande summa
SE1	FI	-0,6	-0,4	-5,2	-4,2
SE3	FI	-0,4	-0,5	-3,3	-3,9
SE3	DK1	-0,1	-0,4	-3,7	-1,6
SE4	DK2	-0,5	-0,7	-7,7	-5,5
SE1	NO4	0,1	0,2	0,5	-0,5
SE2	NO4	0,0	0,0	0,3	-0,2
SE2	NO3	0,0	-0,1	-0,5	-2,4
SE3	NO1	-0,4	-0,5	-4,3	-2,7
SE4	DE	-0,1	-0,4	-2,9	-2,4
SE4	PL	-0,2	-0,4	-2,8	-2,5
SE4	LT	-0,3	-0,2	-3,9	-5,2
DK1	NL	0,1	-0,1	-0,3	-0,6
DK1	DE	-0,2	-0,6	-5,1	-2,8
DK2	DE	0,0	-0,2	-2,9	-1,9
NO2	NL	-0,1	-0,2	-2,7	-2,1
NO2	DE	-0,4	-0,6	-6,1	-4,7
NO2	UK	-0,6	-1,0	-9,5	-9,0
NO4	RU	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	RU	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	EE	-0,5	-0,6	-4,3	-3,8
Nettoexport	Sverige	-2,4	-3,3	-33,5	-31,1
Nettoexport	Norden	-2,3	-4,2	-40,6	-35,0

Källa: SKM Market Predictor

2.7 Den ekonomiska utvecklingen

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. 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 (juni 2025) att svensk ekonomi befinner sig i en tydlig och utdragen lågkonjunktur. Bedömningen är att en återhämtning inleds under andra halvåret 2025 men konstaterar också att lågkonjunkturen väntas kvarstå under 2026. BNP-tillväxten bedöms uppgå till 1,1 (-0,8 procentenheter) procent 2025 och 2,5 (-0,2) procent år 2026 vilket är en nedskrivning sedan prognosen från mars.

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 på 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 Commodities⁴, men även den största börsen i Europa EEX⁵ har länge erbjudit handel i 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 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.

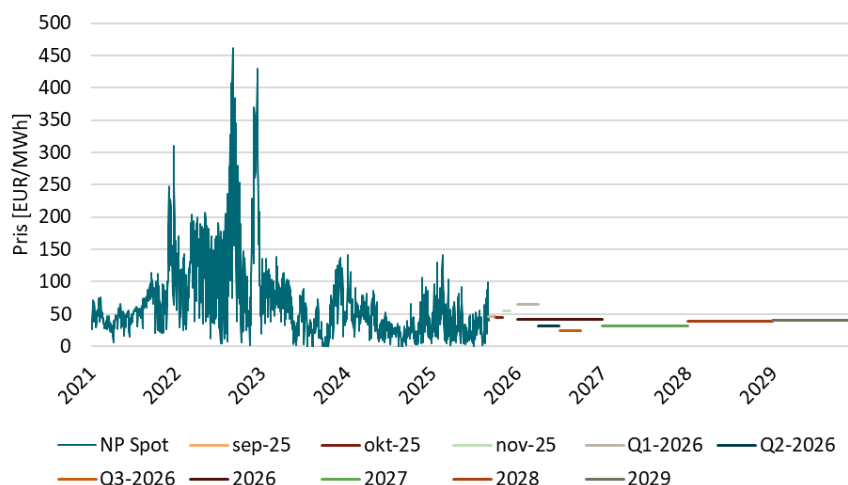
3.1 Terminspriser

Terminspriset i Norden (systempris) för september 2025 (frontmånad) stängde på 47 EUR/MWh i slutet på augusti och priserna på årskontrakten för Norden 2026 och 2027 stängde på 42 respektive 31 EUR/MWh. I Figur 27 nedan redovisas Nord Pool systempris samt forwardpriser för olika kontrakt på Nasdaq OMX Commodities.

⁴ Nasdaq: Stock Market, Data Updates, Reports & News

⁵ European Energy Exchange AG (EEX)

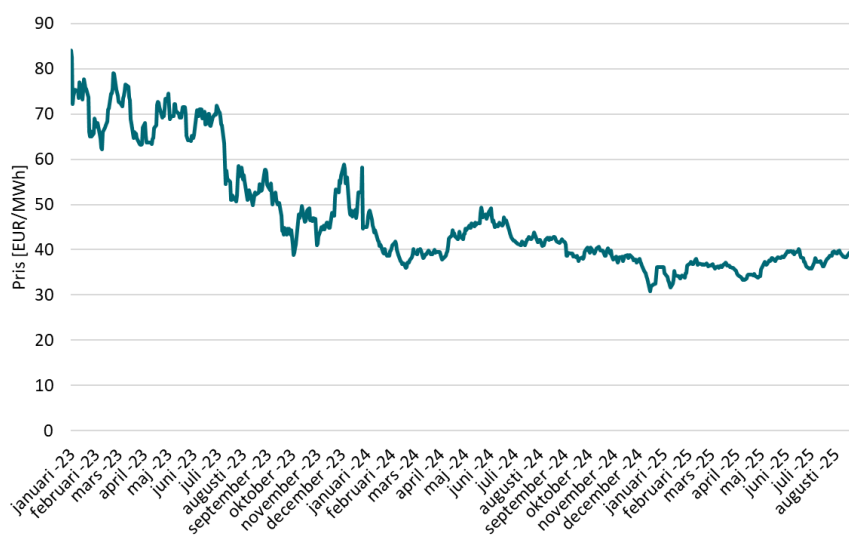
Figur 27 Systempris (dygnsmedel) samt forwardpriser för olika kontrakt, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2025-09-01

Figur 28 visar hur priset för leverans kommande år utvecklats sedan januari 2023. I slutet av augusti handlades kontrakt för kommande år (2026) för 42 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



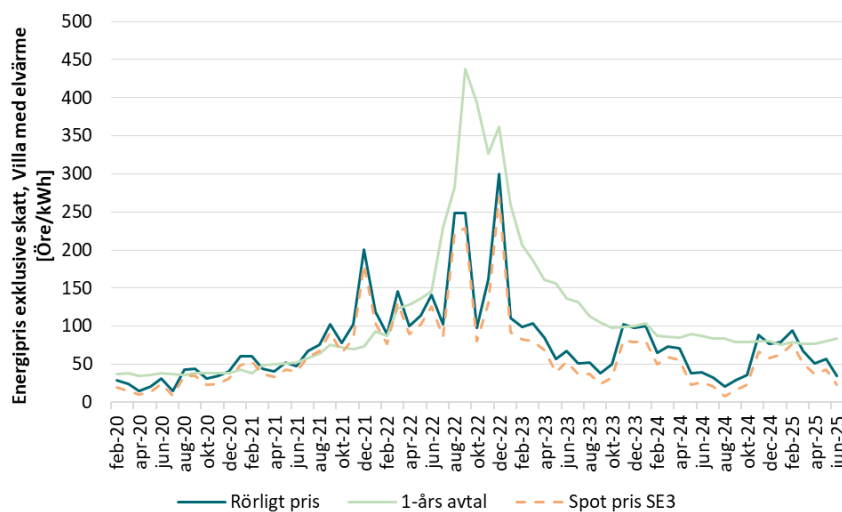
Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2025-09-01

4 Slutkundspriser

Slutkunders elpris följer med i de prisförändringar som sker på elmarknaden, särskilt vid timprisavtal och rörliga avtal. Även fastprisavtal kan påverkas, men på längre sikt. I Figur 29 redovisas elhandelspriset för ett rörligt avtal och ett ettårigt fastprisavtal för SE3 för typkunden villa med elvärme⁶. Priserna på ett fastprisavtal var något högre i juni och betydligt lägre för ett rörligt avtal jämfört med föregående månad. Det genomsnittliga priset (exkl. elskatt) var 0,82 kr/kWh för ett 1-års fastprisavtal i SE3 och 0,35 kr/kWh för ett rörligt avtal för typkunden villa med elvärme. Motsvarande pris för SE4 låg på 1 kr/kWh för fastprisavtal och 0,54 kr/kWh för ett rörligt.

Av de svenska elkunderna är det enligt den senaste statistiken 73 procent av alla kunder som har någon form av rörligt avtal (rörligt eller timprisavtal) i juni. Av dessa är 14 procent timprisavtal. SE4 är det elområde med den högsta andelen rörliga avtal med där andelen är 83 procent (15 procent har timprisavtal) och den har ökat från 62 procent i januari 2022.

Figur 29 Elhandelspris, rörligt avtal och 1-års fastprisavtal för typkunden villa med elvärme i SE3, öre per kWh, till och med juni 2025

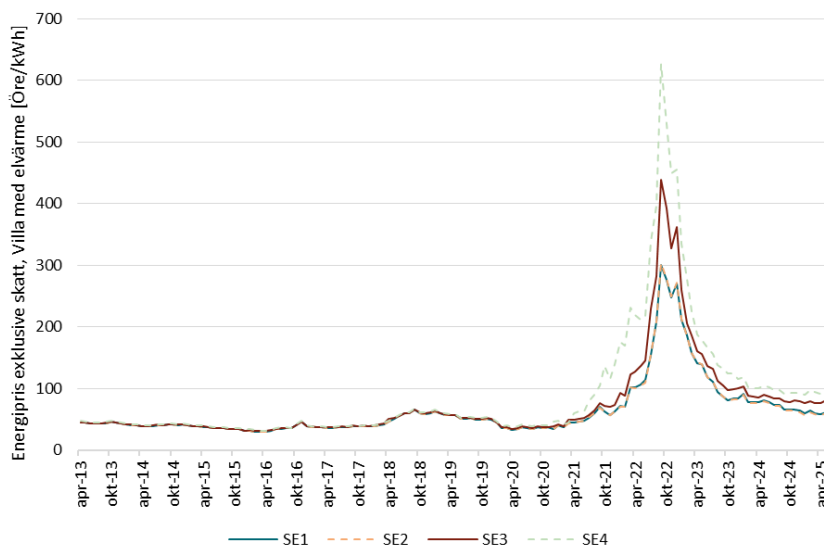


Källa: SCB, SKM Market Predictor, Nord Pool

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.

⁶ 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.

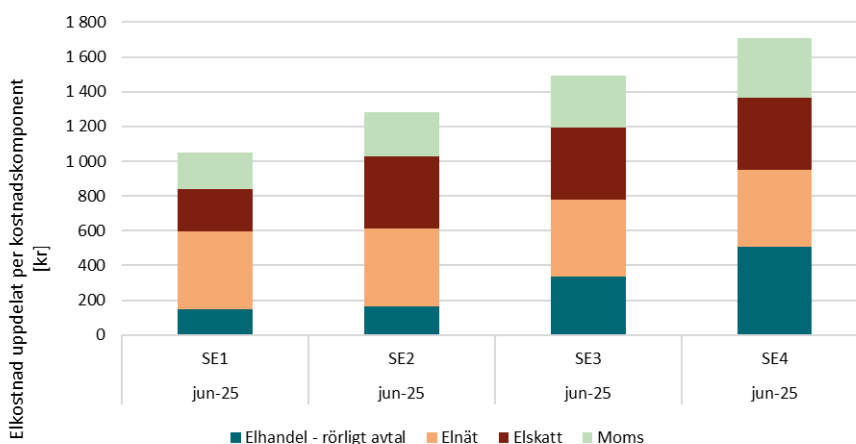
Figur 30 1-års fastprisavtal för typkunden villa med elvärme (20 000 kWh) i respektive elområde, öre per kWh, till och med juni 2024



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 omkring 1 000 kr respektive 1 300 kr medan motsvarande kostnad i SE3 och SE4 låg på 1 500 kr respektive 1 700 kr. Det är en rejäl sänkning från föregående månad med mellan 600–1 000 kr.

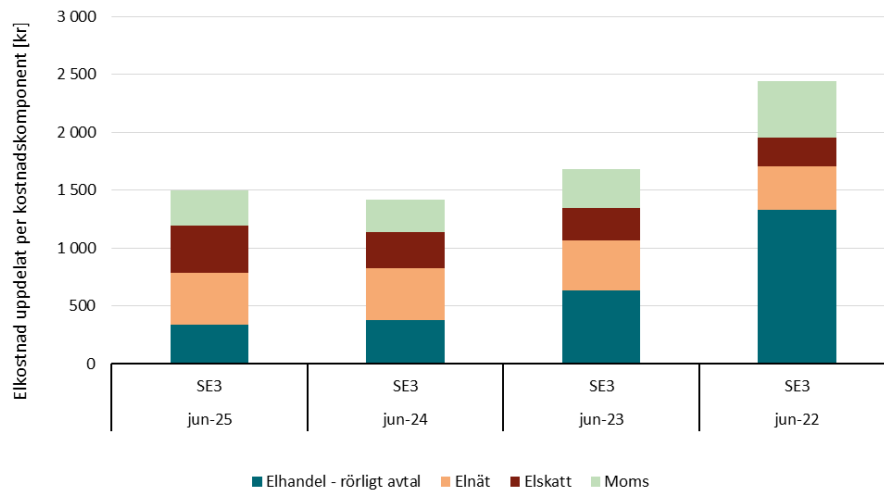
Figur 31 Totalt elkostnad för typkunden villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 943 kWh för aktuell månad) för respektive elområde. Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms.



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten. Anm: Det antagna elnätspris samma i alla elområden, i 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 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 högre jämfört med motsvarande månad föregående år men lägre än juni 2022 och 2023 under antagandet att konsumtionen var densamma.

Figur 32 Totalt elkostnad för villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i elområde 3 jämfört med motsvarande månad tidigare år (årsförbrukning på 20 000 kWh varav kWh varav 943 kWh för aktuell månad). Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms.



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten.