

Nuläget på elmarknaden

Juni 2025

Publicerad 2025-07-04

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

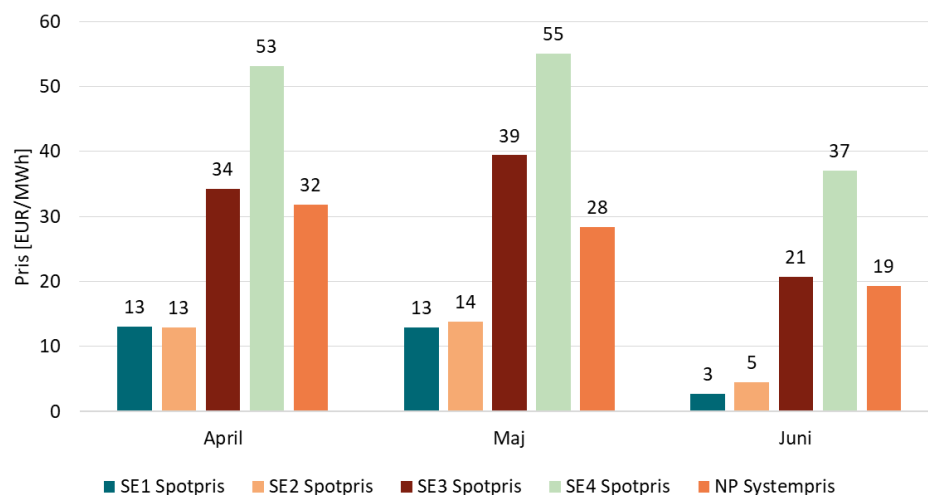
Sammanfattning

De genomsnittliga månadspriserna på el var lägre i juni i samtliga svenska elområden jämfört med föregående månad vilket ses i Figur 1. I SE3 var priset 21 EUR/MWh i juni (-18 EUR/MWh från föregående månad) och i SE4 var priset 37 EUR/MWh (-18 EUR/MWh). Månadsmedelpriset för juni i SE3 och SE4 är betydligt lägre än vad det var under 2022 då det högsta priset någonsin noteras på 119 respektive 170 EUR/MWh. Priset är nu på omkring samma nivå som de var under maj 2018 och 2019, dvs innan pandemin och kriget i Ukraina.

Månadsmedelpriset i SE1 och SE2 var 3 EUR/MWh respektive 5 EUR/MWh i juni (-10 EUR/MWh respektive -9 EUR/MWh från föregående månad). För SE1 och SE2 är det genomsnittliga priset för juni det lägsta sedan 2012 då elområden infördes. Som högst har genomsnittspriset för juni i dessa elområden varit 48 EUR/MWh vilket var under 2022.

Prisskillnaden mellan norra och södra Sverige minskade under juni jämfört med maj till 18 EUR/MWh (-9 EUR/MWh) när SE1 jämförs med SE3 till 33 EUR/MWh (-9 EUR/MWh) när SE2 jämförs med SE4.

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



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Det högsta timpriset i Sverige under juni inträffade i SE4 onsdagen den 11 juni kl. 20-21 då priset var 212 EUR/MWh. Samma dag kl. 07-08 inträffade även det högsta elpriset i SE2 och SE3 då priset var 209 EUR/MWh i båda elområden. I SE1 var timpriset som högst söndagen den 27 juni kl. 09-10 med 40 EUR/MWh. Systempriset var även som högst onsdagen den 11 juni kl. 07-08 med 73 EUR/MWh.

Det lägsta elpriset under juni inträffade lördagen den 21 juni kl. 12-15 även det i SE4 som då var -25,3 EUR/MWh. Samma dag och tid inträffade det lägsta priset även i SE2 och SE3 med -25,2 respektive -25,1 EUR/MWh. I SE1 inträffade det lägsta priset söndag den 29 juni kl. 14-15 med -20,9 EUR/MWh. Samma dag och tid var även systempriset som lägst med -10 EUR/MWh.

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 juni 2025 uppstod flest timmar med negativa elpriser i SE2 med 114 timmar. Näst flest timmar uppstod i SE1 med 105 timmar. I SE4 och SE3 uppstod 89 timmar i båda elområden. Hittills under 2025 (t.o.m. juni) har flest antal timmar med negativa elpriser uppstått i SE2 med sammanlagt 506 timmar.

Terminspriset i Norden (systempris) för juli 2025 (frontmånad) stängde på 20 EUR/MWh i slutet på juni och priserna på årskontrakten för Norden 2026 och 2027 stängde på 36 respektive 31 EUR/MWh.

Några prispåverkande faktorer utvecklas kort nedan:

- **Lägre elanvändning:** Elanvändningen i juni var lägre i Nord Pool området och samtliga svenska elområden jämfört med maj. I Nord Pool området användes 26,7 TWh (-2,6 TWh jämfört med föregående månad). I Sverige användes 9 TWh el (-0,8 TWh). En förklaring till den lägre elanvändningen under juni är att utomhustemperaturen var högre jämfört med månaden innan.
- **Lägre elproduktion:** I Norden uppgick den totala elproduktionen preliminärt till 29 TWh under juni (-2,5 TWh jämfört med föregående månad). Samtliga kraftslag har en lägre produktion i juni och framför allt vattenkraft som producerat 14,6 TWh (-1 TWh) följt av vindkraft 6,2 TWh (-0,9 TWh). I Sverige var elproduktionen 10,6 TWh (-1,1 TWh) och samtliga kraftslag har producerat mindre än under föregående månad vilket är normalt då elbehovet är lägre under sommarhalvåret.
- **Minskad hydrologisk balans och högre fyllnadsgraden i svenska magasin än normalt:**
Den uppskattade hydrologiska balansen i Norden var 3,4 TWh vecka 25. Det är något lägre jämfört med sista veckan i maj som avslutades på 4 TWh. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinerna 67 procent vilket är 3 procentenheter över normalen för vecka 25.
- **Högre pris på gas, kol och utsläppsrätter:** Jämfört med maj steg det genomsnittliga månadspriserna för gas, kol och utsläppsrätter

under juni. Månadsmedelpriset på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden för TTF M1 (med leverans nästa månad) var 37 EUR/MWh i april (+1 EUR/MWh). För kol blev priset 103 USD/ton (+6 USD/ton) och på utsläppsrätter var priset 73 EUR/ton (+2 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 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”.

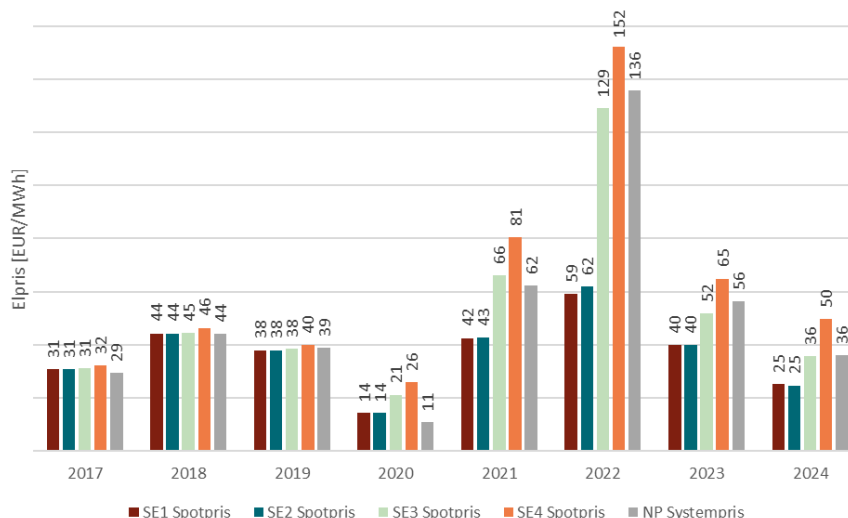
Inom den gemensamma elmarknaden kopplas alla medlemsstaters marknader till varandra. De ledningar som förbinder de olika medlemsstaternas elsystem används maximalt för att ge så stor samhällsekonomisk nytta som möjligt för hela området. För Sverige innebär detta att vi inte endast har möjlighet att handla 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

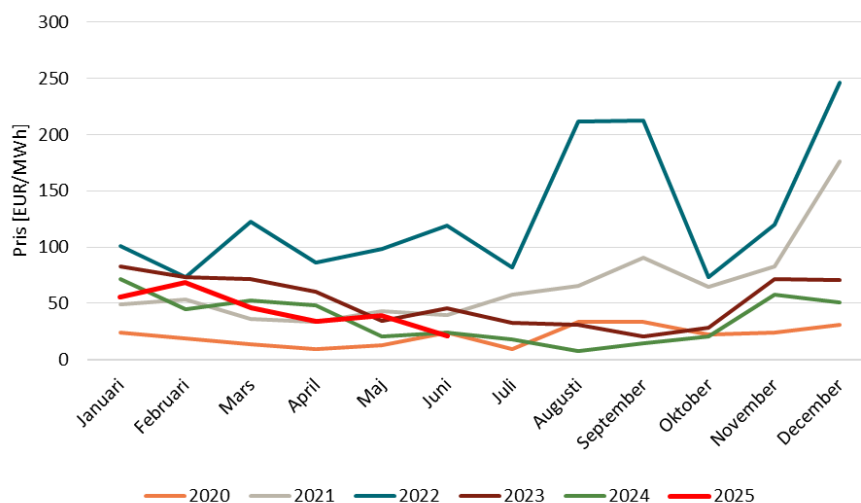
Under juni var det genomsnittliga priset 21 EUR/MWh i SE3 vilket kan jämföras med priset i maj som var 39 EUR/MWh. Utifrån Figur 3 nedan kan det ses att månadsmedelpriset för juni i SE3 var som högst under 2022 då det var 119 EUR/MWh. Priset är nu på omkring samma nivå som de var under juni 2019, dvs innan pandemin och kriget i Ukraina.

I SE4 var priset 37 EUR/MWh i juni vilket är lägre än i maj då priset var 55 EUR/MWh. Månadsmedelpriset för juni i SE4 är betydligt lägre än det var under 2022 då det var 170 EUR/MWh.

Månadsmedelpriset i SE1 och SE2 var 3 respektive 5 EUR/MWh i juni vilket är det lägsta månadsgenomsnittet som uppstått i juni sedan elområden infördes 2012. Priset i både SE1 och SE2 är lägre än i maj då det var 13 respektive 14 EUR/MWh. Som högst har genomsnittspriset för juni varit 48 EUR/MWh i båda elområdena vilket var under 2022.

Elanvändningen i Norden var 2,6 TWh lägre i juni jämfört med föregående månad. Även i Sverige var elanvändningen lägre med knappt 0,8 TWh jämfört med maj. Elproduktionen i Norden och i Sverige var 2,5 respektive 1,1 TWh lägre jämfört med föregående månad. Jämfört med maj steg det genomsnittliga månadspriset för gas och kol och utsläppsrätter något under juni. Detta och fler faktorer utvecklas mer under avsnittet Prispåverkande faktorer.

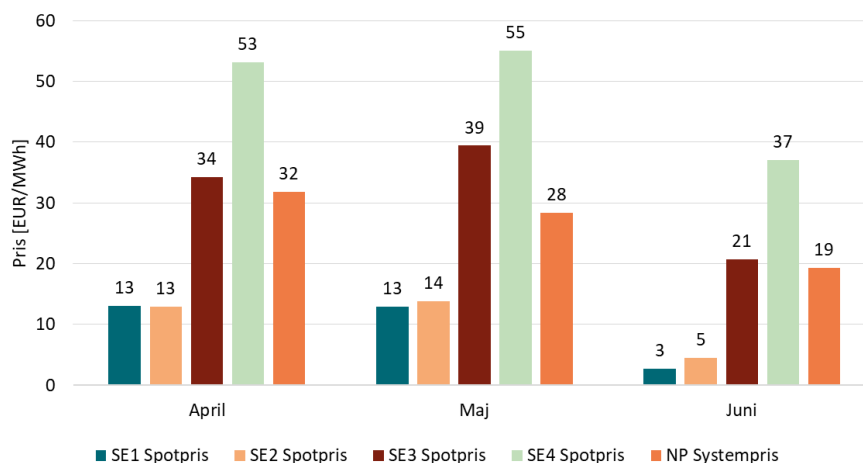
Figur 3 Månadsmedelpris spot i SE3 fram till Juni 2025, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Prisskillnaden mellan norra och södra Sverige kan jämföras på olika sätt och här jämförs några skillnader. Prisskillnaden mellan SE1 och SE3 minskade under juni till 18 EUR/MWh (-9 EUR/MWh) jämfört med föregående månad. Även mellan SE2 och SE4 minskade prisskillnaden under juni till 33 EUR/MWh (-9 EUR/MWh). I norra Sverige (SE1-SE2) minskade prisskillnaden i juni till 2 EUR/MWh (-1 EUR/MWh) jämfört med maj. I södra Sverige (SE3-SE4) var prisskillnaden samma som i maj då elpriset var 16 EUR/MWh lägre i SE3. Systempriset var 19 EUR/MWh i juni och därmed 9 EUR/MWh lägre än i maj.

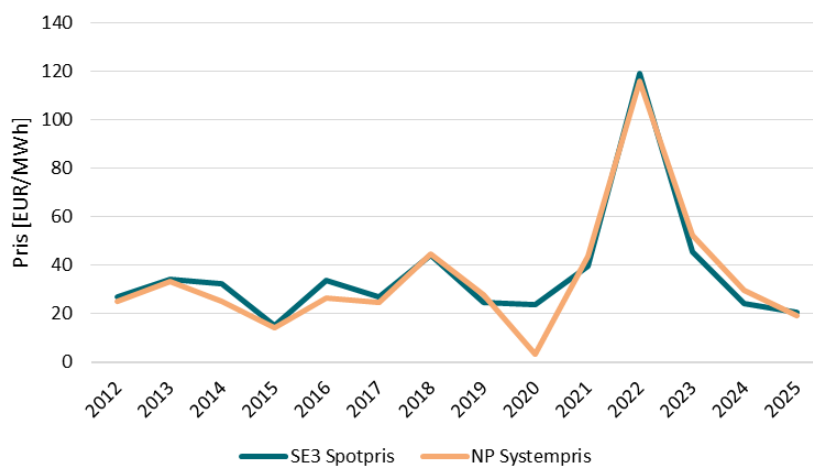
Figur 4 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i april–juni 2025, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Spotpriset i SE3 har historiskt följt systempriset väl under juni med undantag för 2020. Månadsmedelpriset i SE3 var 1,5 EUR/MWh högre än systempriset i juni 2025.

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



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

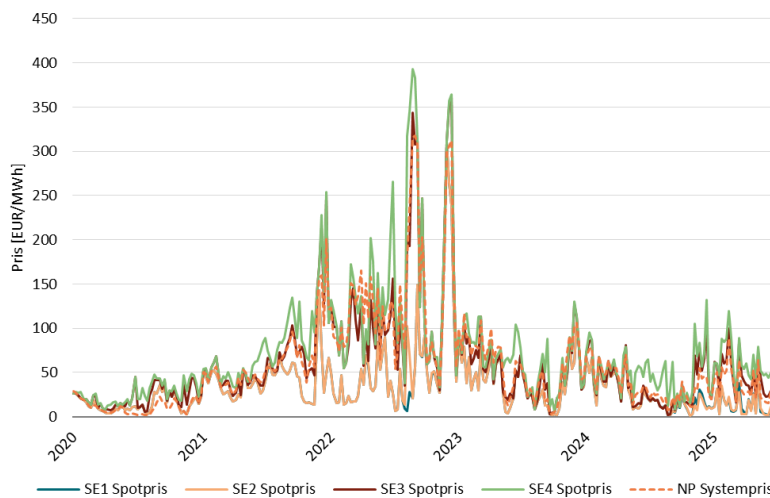
1.3 Veckogenomsnitt

Under veckorna 23–26 uppnådde elpriserna, definierat som veckomedelvärde, sin högsta nivå under vecka 24 för samtliga elområden. I SE3 och SE4 var veckomedelvärdet då som högst 29 respektive 49 EUR/MWh. I SE1 och SE2 uppgick priserna samtidigt till 4 respektive 11 EUR/MWh.

I SE3 och SE4 är det genomsnittliga veckopriset som lägst vecka 26 på 12 respektive 18 EUR/MWh. I SE1 och i SE2 var veckopriset som lägst 1,7 EUR/MWh men inträffade under olika veckor, vecka 23 respektive 25.

Även systempriset nådde högsta veckopriset under vecka 24 medan det lägsta nåddes under vecka 25 och var då 29 respektive 16 EUR/MWh.

Figur 6 Genomsnittliga veckopriser för systempriset samt svenska elområden fram till vecka 26 år 2025, EUR/MWh

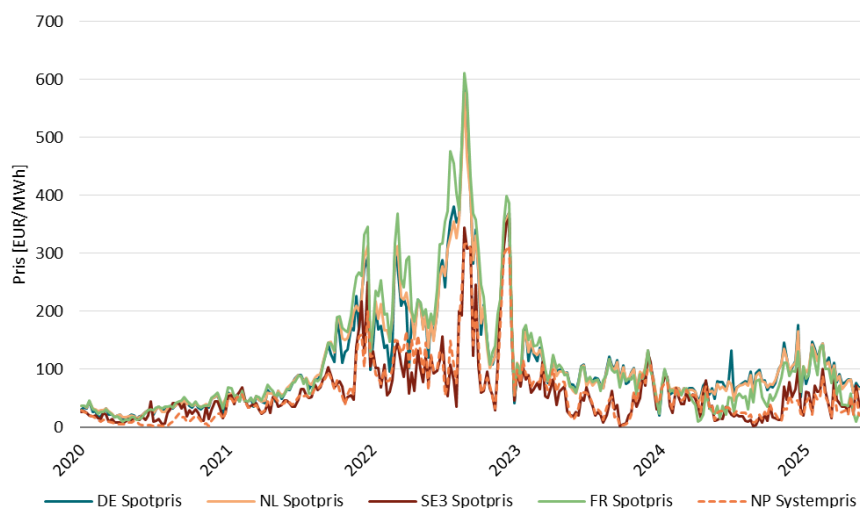


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 7 nedan redovisas genomsnittligt veckospotpriset för Nord Pool (system), SE3 samt några utvalda europeiska länder. Det högsta veckopriset under veckorna 23–26 noteras vecka 26 då det uppgick till 68 EUR/MWh i Nederländerna. Samtidigt var priset som högst i Frankrike med 63 respektive 61 EUR/MWh. I Tyskland var veckopriset högst i vecka 23 med 65 EUR/MWh.

Det lägsta genomsnittliga veckopriset bortsett från SE3 inträffade vecka 23 i Frankrike med 17 EUR/MWh. I Nederländerna och i Tyskland inträffade det lägsta veckopriset vecka 24 respektive vecka 26 och var då 63 respektive 64 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 även under de senaste månaderna med undantag för Frankrike där priserna minskat och vissa veckor varit lägre.

Figur 7 Genomsnittliga veckopriser för systempriset, elområde 3 samt i Tyskland, Nederländerna och Frankrike fram till vecka 26 år 2025, EUR/MWh

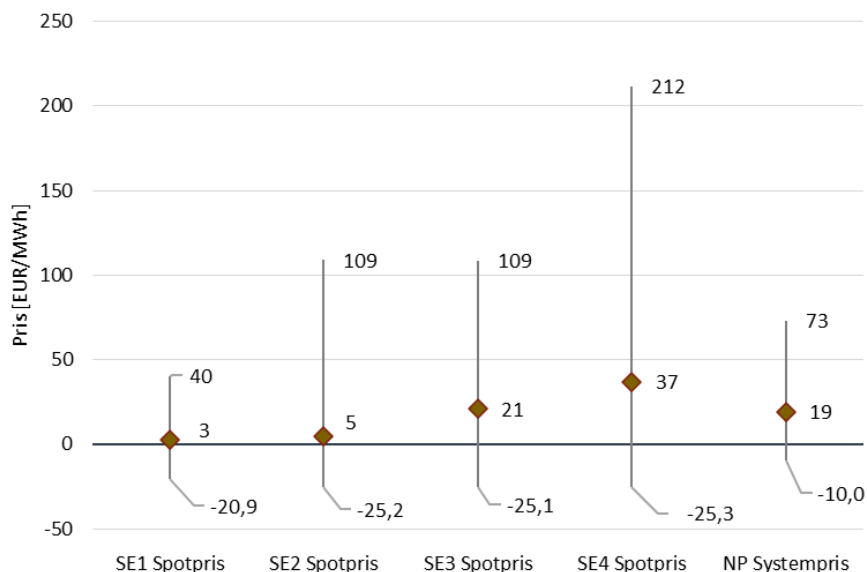


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

1.4 Timpriser

Det högsta timpriset i Sverige under juni inträffade i SE4 onsdagen den 11 juni kl. 20-21 då priset var 212 EUR/MWh. Samma dag kl. 07-08 inträffade även det högsta elpriset i SE2 och SE3 då priset var 209 EUR/MWh i båda elområden. I SE1 var timpriset som högst söndagen den 27 juni kl. 09-10 med 40 EUR/MWh. Systempriset var även som högst onsdagen den 11 juni kl. 07-08 med 73 EUR/MWh, vilket ses i Figur 8.

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



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

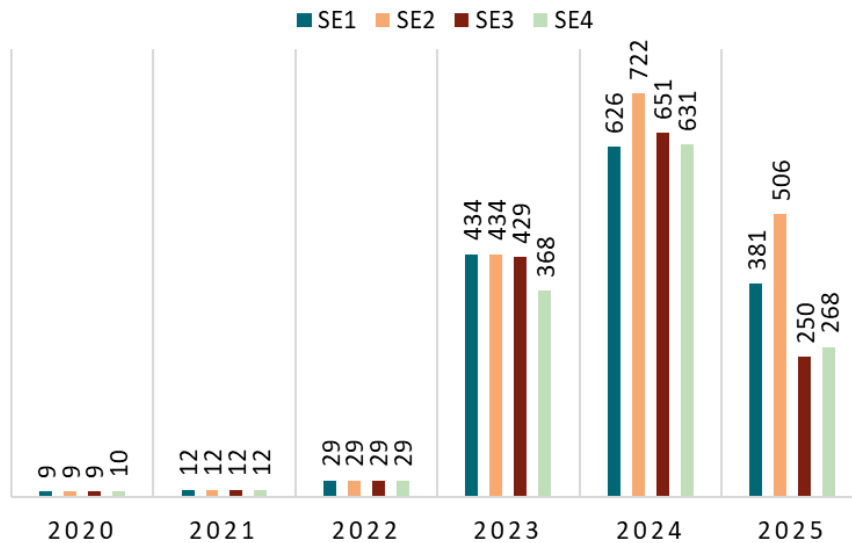
Det lägsta elpriset under juni inträffade lördagen den 21 juni kl. 12-15 även det i SE4 som då var -25,3 EUR/MWh. Samma dag och tid inträffade det lägsta priset även i SE2 och SE3 med -25,2 respektive -25,1 EUR/MWh. I SE1 inträffade det lägsta priset söndag den 29 juni kl. 14-15 med -20,9 EUR/MWh. Samma dag och tid var även systempriset som lägst med -10 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 mellan 626–651 där SE1 hade minst antal timmar med negativa elpriser under 2024.

I juni 2025 uppstod flest timmar med negativa elpriser i SE2 med 114 timmar vilket var 12 timmar fler än föregående månad. Näst flest timmar uppstod i SE1 med 105 timmar vilket är en timme mindre än föregående månad. I SE4 och SE3 uppstod 89 timmar i båda elområden vilket för både SE3 och SE4 var 25 timmar fler än föregående månad. Hittills under 2025 (t.o.m. juni) har flest antal timmar med negativa elpriser uppstått i SE2 med sammanlagt 506 timmar.

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

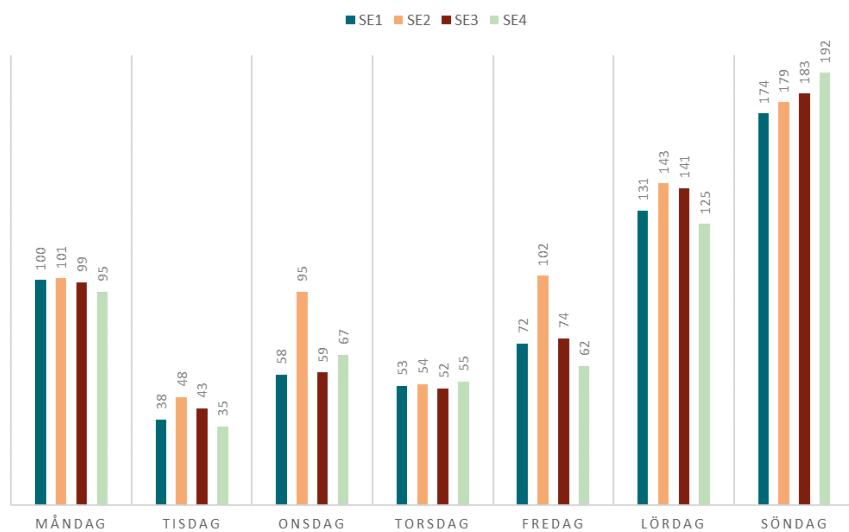


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

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.

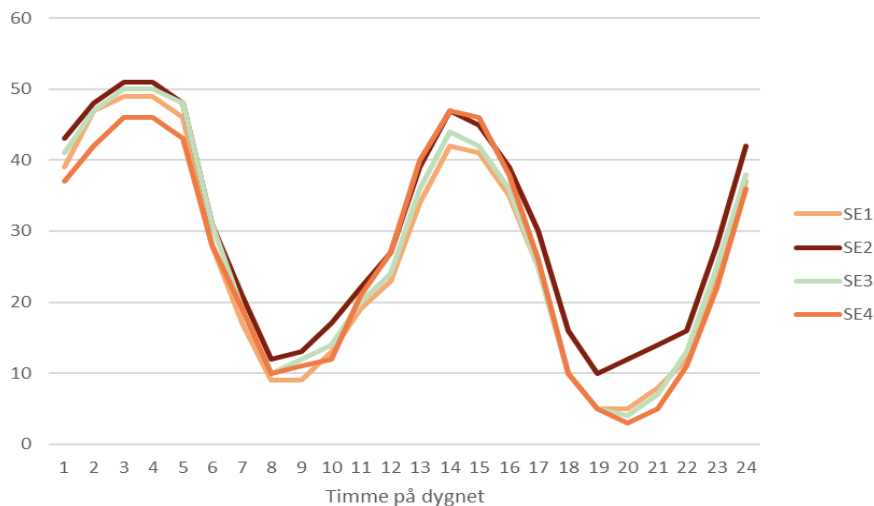
Figur 10 Antal negativa priser per veckodag för 2024



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Antal timmar med negativa priser inträffade oftast på söndagar under 2024 för samtliga elområden med mellan 174–192 tillfällen, se Figur 10. Flest antal negativa priser inträffade 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



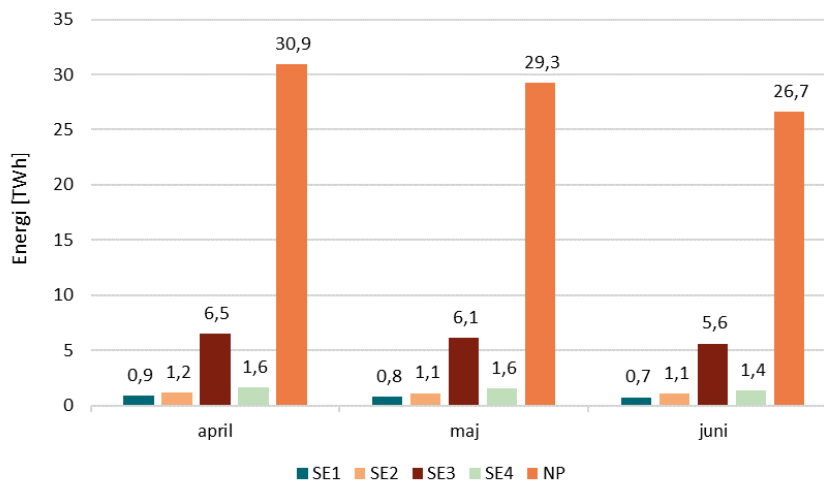
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

2 Prispåverkande faktorer

2.1 Efterfrågan

Elanvändningen var lägre i Nord Pool området och samtliga svenska elområden i juni jämfört med maj. I Nord Pool området användes 26,7 TWh (-2,6 TWh jämfört med föregående månad). I Sverige användes knappt 9 TWh el i juni (-0,8 TWh).

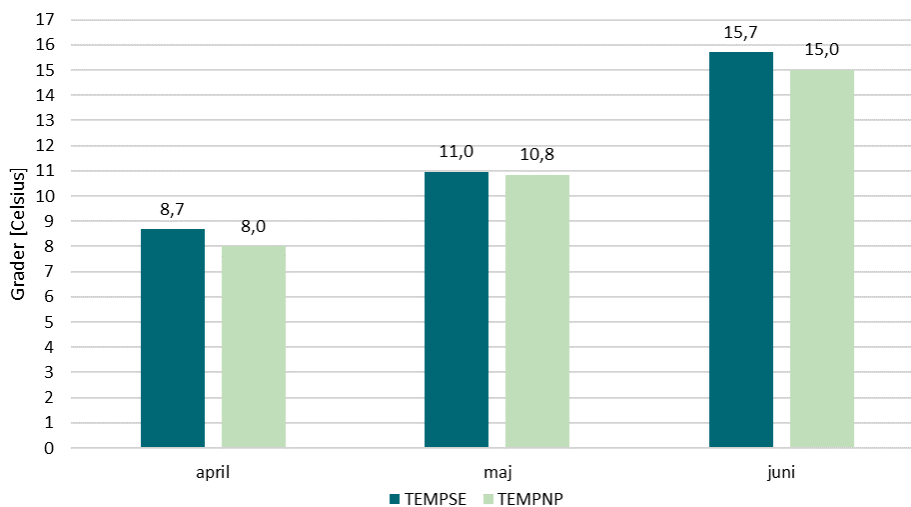
Figur 12 Elanvändning i Sverige samt Nord Pool (exkl. Baltikum), TWh



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

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

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 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 9177 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 juni har den genomsnittliga tillgängligheten i den svenska kärnkraften uppgått till 67 procent vilket är lägre än den historiska tillgängligheten för samma månad under perioden 2014–2024. Tillgängligheten i Finland för motsvarande månad var 82 procent. Sammantaget var tillgängligheten i juni för den nordiska kärnkraften lägre än den genomsnittliga tillgängligheten för perioden 2014–2024 vilket ses i Tabell 3.

Tabell 3 Status 2025-07-01 samt genomsnittlig tillgänglighet för nordisk kärnkraft i juni

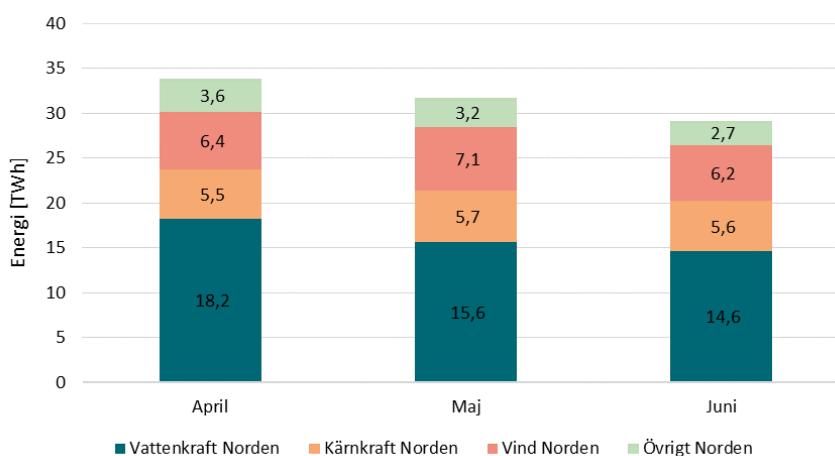
Reaktor/Region	Status	Tillgänglighet [%]	Tillgänglig kapacitet, [MW]	Installerad kapacitet, [MW]	Genomsnittlig tillgänglighet 2014–2024	Faktisk/planerade revisioner
Forsmark 1	I drift	100%	1 091	1 092	83%	7 sept-6 dec 2025
Forsmark 2	I drift	91%	1 018	1 120	74%	6–21 juli 2025
Forsmark 3	I drift	100%	1 165	1 167	92%	1 sept 24–1 feb 25
Oskarshamn 3	Ej i drift	0%	0	1 400	65%	29 mars–3 sept 2025
Ringhals 3	I drift	23%	250	1 074	37%	21 maj–22 juni 2025
Ringhals 4	I drift	100%	1 130	1 130	86%	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	100%	16 aug –5 sept 2025
Olkiluoto 1	I drift	100%	890	890	85%	11 maj–21 maj 2025
Olkiluoto 2	I drift	17%	150	890	80%	25 maj–23 juni 2025
Olkiluoto 3	I drift	97%	1 556	1 600	96%	1 mars–29 april 2025
Norden		73%	8 260	11 373	77%	
Sverige		67%	4 654	6 983	73%	
Finland		82%	3 606	4 390	89%	

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 29 TWh under juni (-2,5 TWh jämfört med föregående månad). Samtliga kraftslag har en lägre produktion i juni och framför allt vattenkraft som producerat 14,6 TWh (-1 TWh) följt av vindkraft 6,2 TWh (-0,9 TWh). Den nordiska samt svenska elproduktionen redovisas i Figur 14 och Figur 15 nedan.

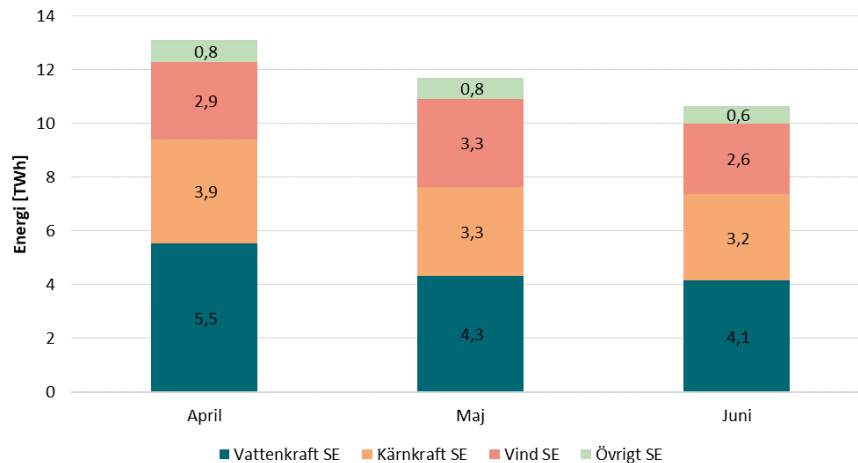
Figur 14 Elproduktion i Norden per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor Anm: Statistiken är preliminär.

I Sverige i uppgick elproduktionen till 10,6 TWh under juni (-1,1 TWh). Alla kraftslag har producerat mindre el jämfört med maj vilket är normalt då elbehovet är lägre och revisioner pågår i anläggningar.

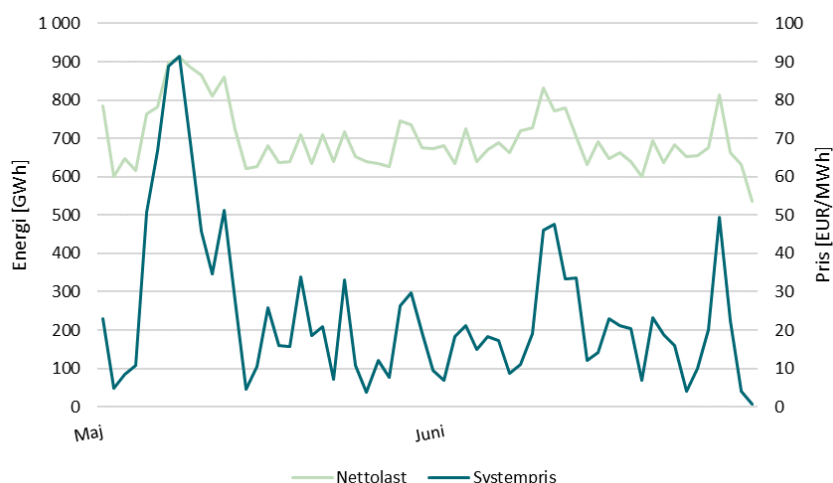
Figur 15 Elproduktion i Sverige per månad, TWh



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

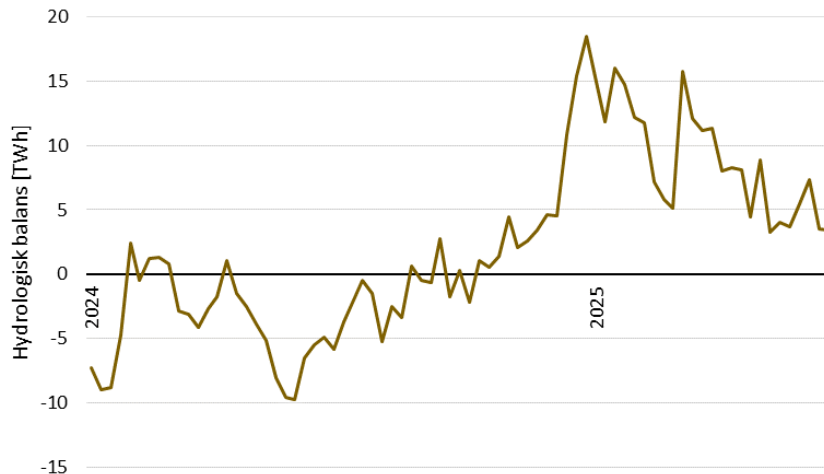


Källa: Energimyndighetens bearbetningar av data från SKM Market Predictor

2.3 Hydrologi

Den uppskattade hydrologiska balansen¹ i Norden var 3,4 TWh vecka 25, se Figur 17. Det är något lägre nivå jämfört med sista veckan i maj som avslutades på 4,0 TWh.

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



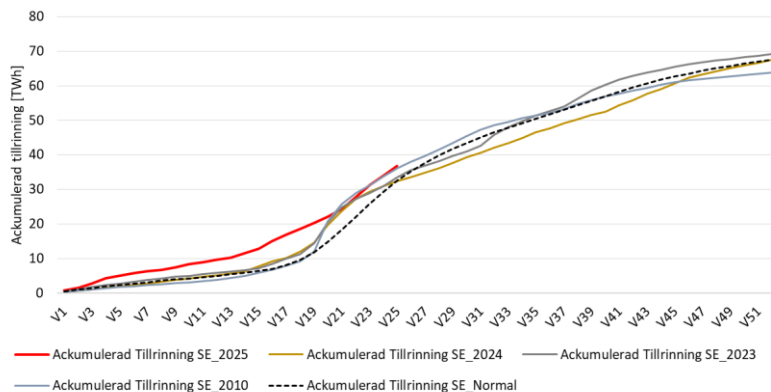
Källa: SKM Market Predictor

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 22–25 under 2025 uppgick den

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

genomsnittliga tillrinningen till 3,1 TWh/vecka i Sverige vilket är något lägre än den normala tillrinningen för perioden som är 3,6 TWh.

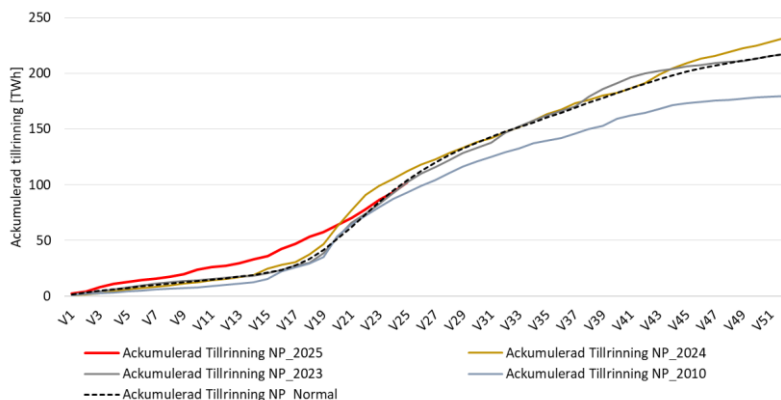
Figur 18 Ackumulerad tillrinning i Sverige, TWh



Källa: SKM Market Predictor

För Norden som helhet uppgick den genomsnittliga tillrinningen per vecka under vecka 22–25 till 8 TWh vilket är lägre än normal tillrinning som är 11 TWh för perioden.

Figur 19 Ackumulerad tillrinning i Norden, TWh



Källa: SKM Market Predictor

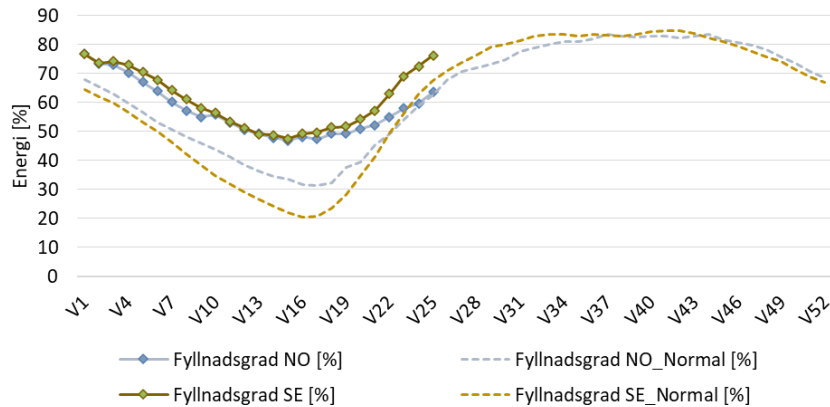
Fyllnadsgraden i de svenska och norska magasinen redovisas i Figur 20 nedan och har hittills under 2025 varit över normalen men Norge är nu nära normalnivåer. Vecka 25 var fyllnadsgraden i de svenska magasinen 76 procent vilket är över normalen som är 68 procent². I Norge var fyllnadsgraden 64 procent samma vecka vilket är strax över normalen som är 63 procent för aktuell vecka³. Sammantaget var fyllnadsgraden i

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 67 procent för vecka 25.

³ Enligt NVE är medianvärdet (för de sista 20 åren) för normalen 64 procent för vecka 25.

de norska och svenska magasinerna 67 procent vilket är 3 procentenheter över normalen för vecka 25.

Figur 20 Fyllnadsgrad i norska och svenska vattenmagasin, procent



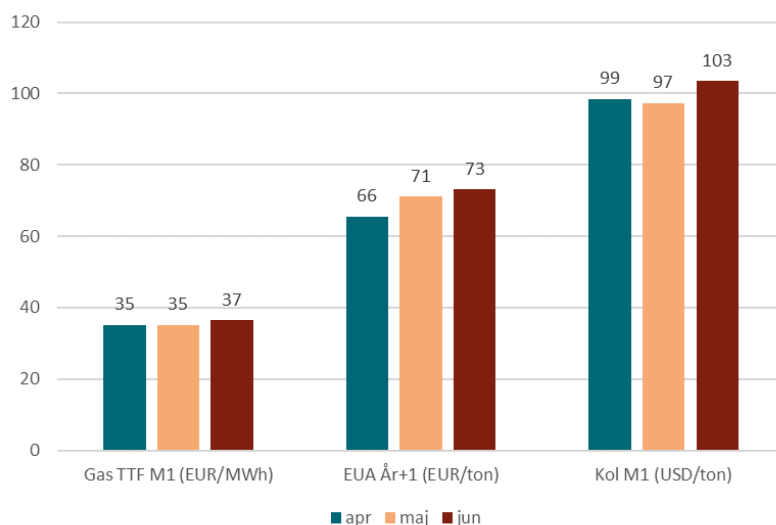
Källa: SKM Market Predictor

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](https://www.energimyndigheten.se/globala-energimarknaderna) ([energimyndigheten.se](https://www.energimyndigheten.se)).

Som framgår i Figur 21 så steg det genomsnittliga månadspriset för gas, kol och utsläppsrätter något under juni jämfört med föregående månad. De senaste veckornas utveckling på de globala energimarknaderna har präglats av konflikten mellan Israel och Iran.

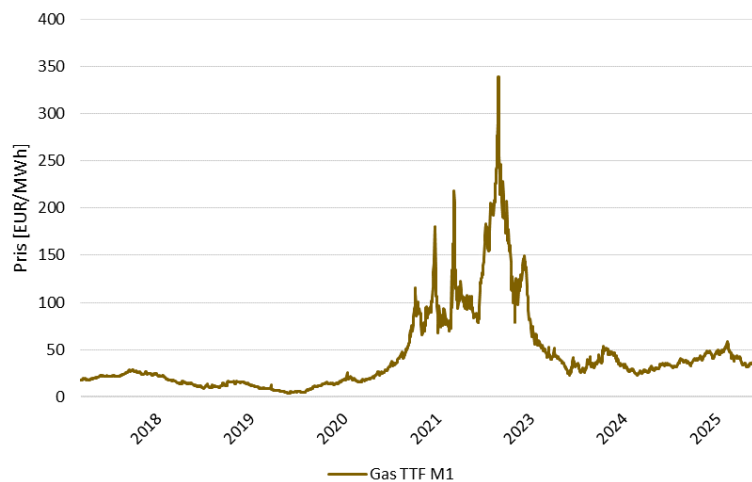
Figur 21 Genomsnittligt månadspris på naturgas, utsläppsrätter och kol under april-juni 2025



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

Dagspriser på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden redovisas i Figur 22. Det genomsnittliga priset för juni uppgick till 37 EUR/MWh och var därmed 1,3 EUR/MWh högre än föregående månad (leverans nästa månad). Månadens högsta dagspriset nåddes den 19 juni då det var 42 EUR/MWh och månaden avslutas den 30 juni med det lägsta dagspriset på 32 EUR/MWh. De europeiska naturgaslagren var fyllda till 56 procent den 21 juni, att jämföra med 46 procent den 24 maj. Vid fulla lager har EU cirka 100 miljarder kubikmeter gas i lager, vilket är ungefär en tredjedel av EU:s årliga konsumtion.

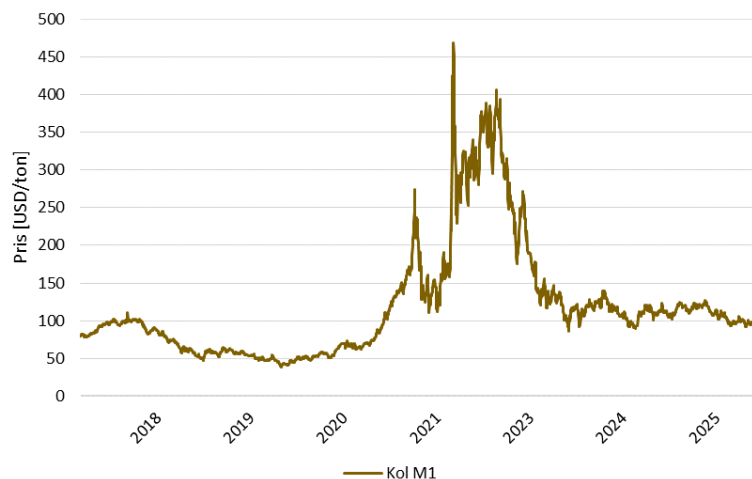
Figur 22 Dagspriser på naturgas TTF leverans nästa månad, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Dagspriser på kol redovisas i Figur 23. Det genomsnittliga priset i juni var 103 USD/ton och därmed 6 USD/ton högre jämfört med föregående månad. Månadens lägsta dagspris var 97 USD/ton den 3 juni. Månadens högsta notering på 108 USD/ton inträffade den 23 juni. Priserna på kol följer i stor utsträckning priset på gas.

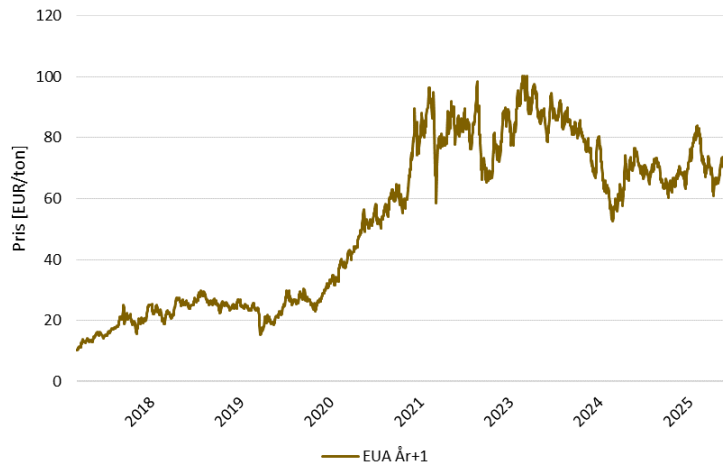
Figur 23 Dagspriser på kol API2 leverans nästa månad, USD/ton



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Utsläppsrättspriset för nästkommande år redovisas Figur 24. Genomsnittspriset under juni var 73 EUR/ton och därmed 2 EUR/ton högre jämfört med föregående månad. Månadens högsta dagspris inträffar den 16 juni då det var 76 EUR/ton. Månaden avslutades med det lägsta dagspris på 69 EUR/ton den 30 juni.

Figur 24 Dagspriser på EU ETS, EUR/ton



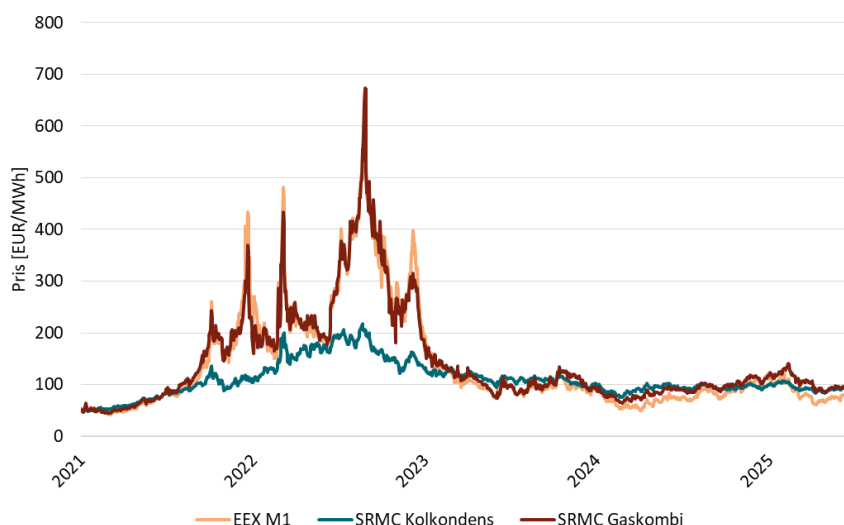
Källa: SKM Market Predictor (Nord Pool, Close)

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 97 EUR/MWh i juni vilket är 3 EUR/MWh högre än föregående månad. För kolkondens var kostnaden 94 EUR/MWh vilket är 3 EUR/MWh högre än 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 2,2 TWh under juni, vilket var marginellt lägre än föregående månad. Under årets första sex månader har Sverige nettoexporterat 16,8 TWh vilket kan jämföras med första halvåret 2024 då den var 15,1 TWh. Rullande 52 veckors nettoexport från Sverige uppgick i slutet av juni till 34,7 TWh vilket ses i Tabell 4. Detta kan jämföras med motsvarande period 2024 som uppgick till 29,2 TWh nettoexport. För Norden som helhet uppgår motsvarande siffror till 43,1 TWh respektive 36,4 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 juni var det två timmar med nettoimport jämfört med maj då det var 13 timmar. I maj var det fler timmar men importvolymerna var små. Tidigare under året har nettoimport endast förekommit under tre timmar i januari, vilket innebär att det totalt under 2025 har varit 18 timmar med nettoimport.

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

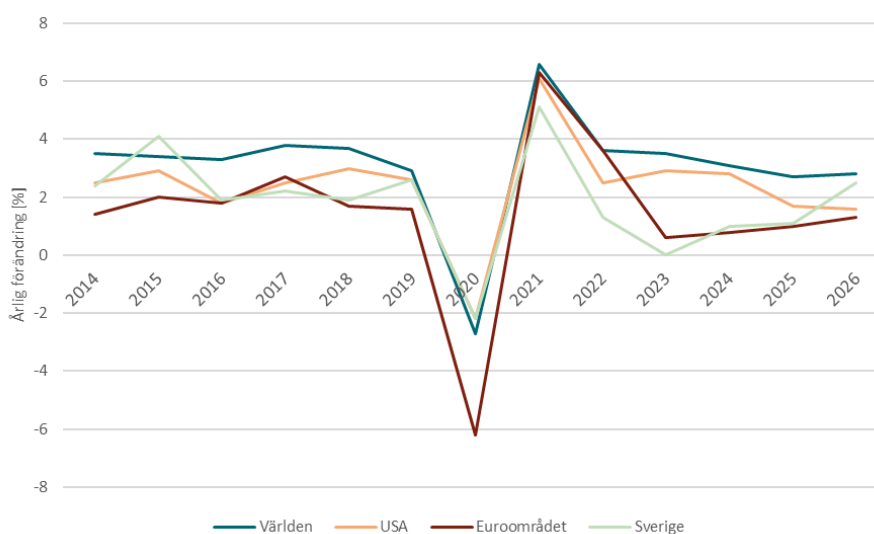
Exportörande region	Importörande region	2025 Juni	2025 Maj	2025_V26 52 veckors rullande summa	2024_V26 52 veckors rullande summa
SE1	FI	0,0	-0,3	-4,4	-4,4
SE3	FI	-0,6	-0,4	-2,9	-4,2
SE3	DK1	-0,3	-0,3	-3,8	-1,7
SE4	DK2	-0,6	-0,6	-7,9	-5,6
SE1	NO4	0,2	0,2	-0,2	0,3
SE2	NO4	0,0	0,1	0,0	0,1
SE2	NO3	0,0	0,0	-1,2	-1,4
SE3	NO1	-0,4	-0,4	-3,9	-1,7
SE4	DE	-0,2	-0,1	-2,9	-2,5
SE4	PL	-0,2	-0,2	-2,8	-2,9
SE4	LT	-0,2	-0,3	-4,6	-5,1
DK1	NL	-0,2	0,0	-0,4	-0,6
DK1	DE	0,0	-0,2	-5,9	-2,9
DK2	DE	-0,2	-0,1	-3,3	-2,1
NO2	NL	-0,1	0,0	-3,0	-2,0
NO2	DE	-0,3	-0,4	-6,4	-4,9
NO2	UK	-0,6	-0,8	-10,1	-8,8
NO4	RU	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	RU	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	EE	-0,2	-0,2	-3,8	-4,7
Nettoexport	Sverige	-2,2	-2,3	-34,7	-29,2
Nettoexport	Norden	-2,2	-2,2	-43,1	-36,4

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 (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 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 Commodities⁴, men även den största börsen i Europa (EEX⁵) 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.

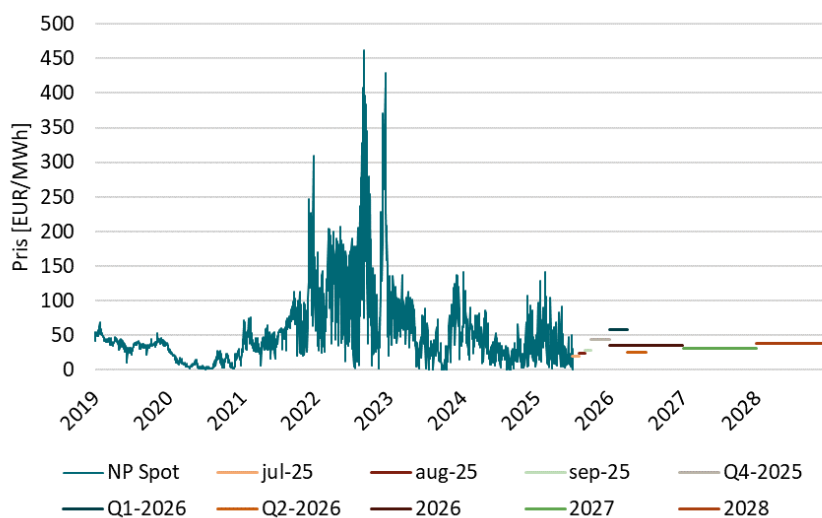
3.1 Terminspriser

Terminspriset i Norden (systempris) för juli 2025 (frontmånad) stängde på 20 EUR/MWh i slutet på juni och priserna på årskontrakten för Norden 2026 och 2027 stängde på 36 respektive 31 EUR/MWh. 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.

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

⁵ European Energy Exchange AG (EEX)

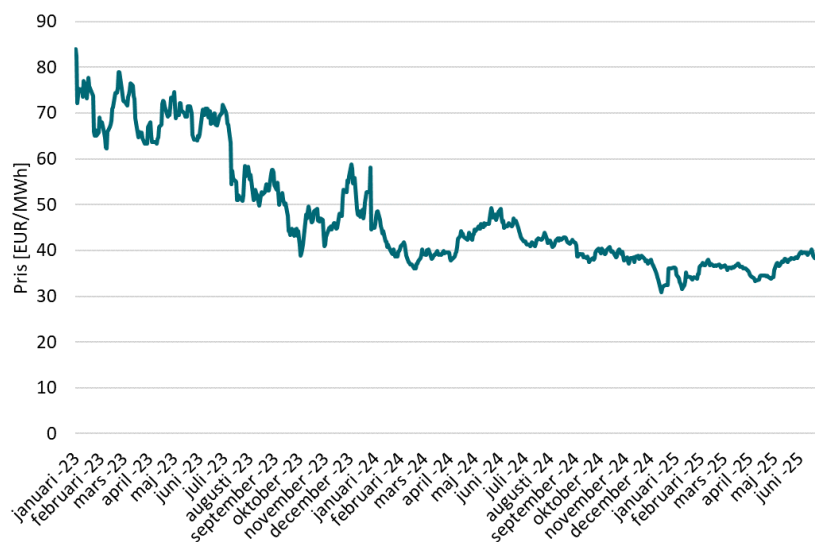
Figur 27 Systempris (dygnsmedel) samt forwardpriser för olika kontrakt, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2025-06-30

Figur 28 visar hur priset för leverans kommande år utvecklats sedan januari 2023. I slutet av juni handlades kontrakt för kommande år (2026) för 36 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



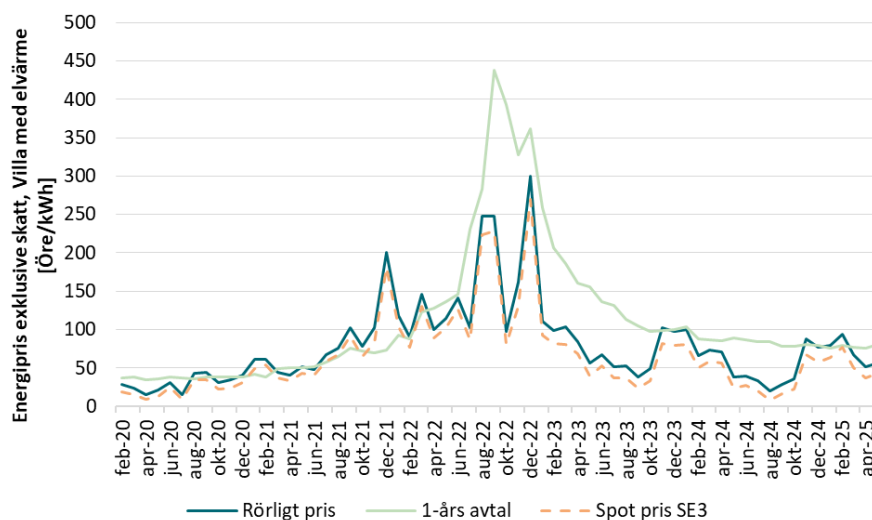
Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2025-07-01

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 elvärme⁶. Priserna på ett fastprisavtal ökade i maj. Det genomsnittliga priset (exklusive elskatt) var 0,80 kr/kWh för ett 1-års fastprisavtal i SE3 för typkunden villa med elvärme. Motsvarande pris för SE4 låg på 0,95 kr/kWh.

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 maj. Av dessa är 14 procent timprisavtal. SE4 är det elområde med den högsta andelen rörliga avtal med där andelen är 81 procent (16 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 maj 2025

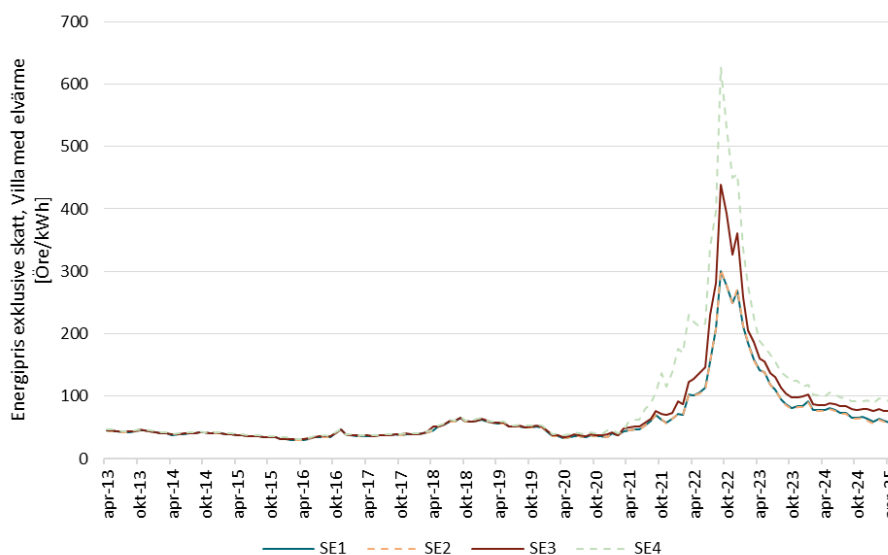


Källa: SCB, SKM Market Predictor, Nord Pool

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.

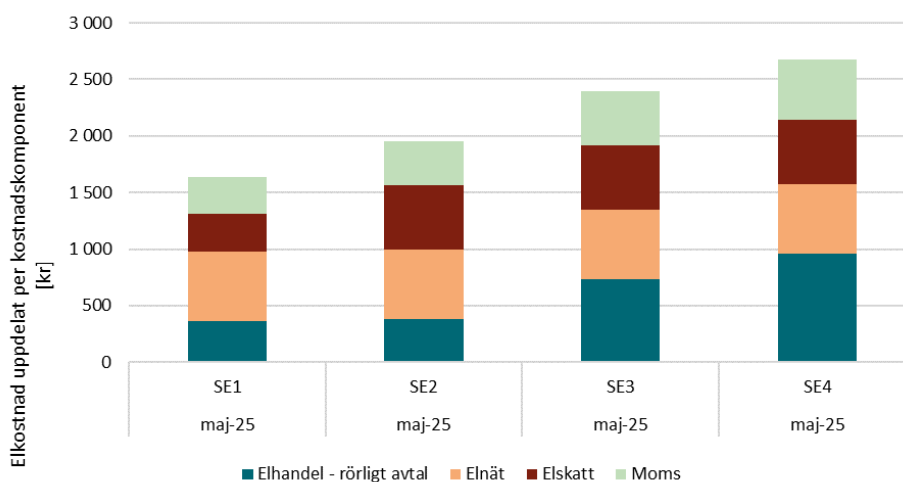
Figur 30 1-års fastprisavtal för typkunden villa med elvärme (20 000 kWh) i respektive elområde, öre per kWh, till och med maj 2024



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 1 600 kr respektive 2 000 kr medan motsvarande kostnad i SE3 och SE4 låg på 2 400 kr respektive 2 700 kr. Det är en rejäl sänkning från föregående månad med mellan 700–1 000 kr.

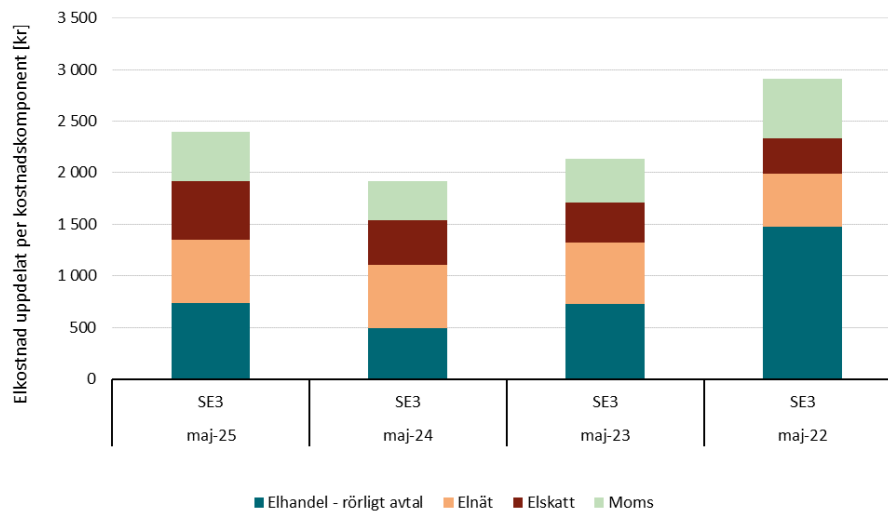
Figur 31 Totalt elkostnad för typkunden villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 2 370 kWh för aktuell månad) för respektive elområde. Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms.



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 åren 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 två år men lägre än maj 2022 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 1 790 kWh för aktuell månad). Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms.



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten.