

Nuläget på elmarknaden

Mars 2024

Publicerad 2024-04-05

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 Månadsgenomsnitt	8
1.2 Veckogenomsnitt.....	10
1.3 Timpriser	11
2 Prispåverkande faktorer	13
2.1 Efterfrågan.....	13
2.2 Elanvändning jämfört med tidigare år.....	14
2.3 Elproduktion.....	15
2.4 Hydrologi	19
2.5 Bränslepriser och CO2-priser.....	21
2.6 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland	24
2.7 Överföringsförbindelser och handel.....	25
2.8 Den ekonomiska utvecklingen	29
3 Finansiella marknaden och terminspriser	30
3.1 Terminspriser	30
3.2 Minskad handelsaktivitet	32
3.3 Systempriset och den ”nordiska marknaden”	32
3.4 Systemprisets användning som referens diskuteras	33
4 Slutkundspriser	34

Sammanfattning

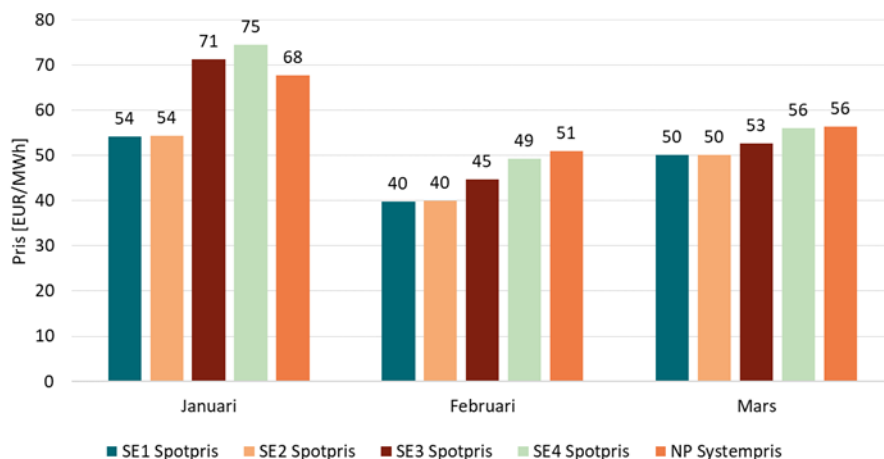
De genomsnittliga månadspriserna var högre i samtliga elområden under mars jämfört med föregående månad vilket ses i Figur 1. Under mars var det genomsnittliga priset 53 EUR/MWh i SE3 vilket är 8 EUR/MWh högre än priset i februari.

I SE4 var priset 56 EUR/MWh i mars vilket är 7 EUR/MWh högre än priset föregående månad. Priset är lägre än motsvarande månad 2022 och 2023 i både SE3 och SE4.

Månadsmedelpriset i SE1/SE2 var 50 EUR/MWh i mars vilket även det är högre än under februari då det var 40 EUR/MWh. Det är samma pris som i mars 2023 då det var 50 EUR/MWh men högre än i mars 2022 då priset var 22 EUR/MWh.

Prisskillnaden mellan norra och södra Sverige var 3 EUR/MWh i mars då SE1/SE2 jämförs med SE3, något lägre än under februari då skillnaden var 5 EUR/MWh. Skillnad mellan SE1/SE2 och SE4 minskade till 6 EUR/MWh från att ha varit 9 EUR/MWh i februari. Systempriset var 56 EUR/MWh vilket är 5 EUR/MWh högre än under februari.

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



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Det högsta timpriset under mars inträffade under måndagen den 25 mars kl. 18–19 då priset var 172 EUR/MWh i samtliga elområden. Även systempriset var som högst den 25 mars under samma timme då det var 157 EUR/MWh.

Som lägst var elpriset -0,11 EUR/MWh i samtliga elområden under fredagen den 15 mars kl. 00–02. Systempriset nådde månadens lägsta på 11 EUR/MWh lördagen den 23 mars kl. 13–14.

Under mars noteras fem timmar med negativa elpriser i samtliga elområden. Timmarna inträffade från sista timmen den 14 mars och fyra första timmarna den 15 mars i samtliga natten då elanvändningen är lägre och produktionen från vindkraften var hög. Under årets första tre månader har antalet timmar med negativa elpriser varit totalt 45 i samtliga elområden.

I slutet av mars handlas kontrakt för kommande år för 40 EUR/MWh. Under mars 2024 handlas kontraktet för kommande år (2025) som högst för 40 EUR/MWh den 7 mars och som lägst för 38 EUR/MWh den 11 mars.

Några prispåverkande faktorer utvecklas kort nedan:

- **Elefterfrågan:** Elanvändningen för Nord Pool-området (exkl. Baltikum) och Sverige uppgick till knappt 36 TWh i mars (vilket var 2 TWh lägre än föregående månad). Mars var varmare än februari vilket minskade behovet av uppvärmning och därmed efterfrågan på el.
- **Elproduktion:** På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 38,5 TWh under mars (1,7 TWh lägre än föregående månad) varav vindkraften stod för 7,2 TWh (2,3 TWh lägre än föregående månad). För svensk del uppgick elproduktionen till 15,0 TWh (0,3 TWh lägre än föregående månad) varav vindkraften stod för 2,7 TWh (1,2 TWh lägre än föregående månad).
- **Hydrologi:** Den uppskattade hydrologiska balansen i Norden har försämrats i slutet av mars och uppgick vecka 12 till -4,3 TWh jämfört med 0,2 TWh i slutet av februari. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinerna 28 procent vilket är 8 procentenheter under normalen för vecka 12.
- **Högre pris på kol, naturgas och utsläppsrätter under mars:** Månadsmedelpriset på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden för TTF M1 (leverans nästa månad) var i mars 27 EUR/MWh (+1 EUR/MWh från föregående månad). För kol blev priset 112 USD/ton (+17 USD/ton) och utsläppsrätter var priset 60 EUR/ton (+2 EUR/ton).
- **Ekonomi:** Konjunkturinstitutet konstaterar i sin senaste prognos (mars 2024) att Sverige befinner sig i en lågkonjunktur sedan ett år tillbaka. De skriver vidare att det finns mycket som tyder på att

lågkonjunkturen bottenar i år och att Sveriges ekonomi som helhet börjar växa igen under 2024, men i en långsam takt.

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: [Prenumerera på marknads- och nulägesrapporter \(energimyndigheten.se\)](#)

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 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 Månadsgenomsnitt

Under mars var det genomsnittliga priset 53 EUR/MWh i SE3 vilket är högre än priset i februari då det var 45 EUR/MWh. Utifrån Figur 2 nedan kan det ses att månadsmedelpriset för mars i SE3 är lägre än under 2022 och 2023 då det var 123 respektive 72 EUR/MWh.

I SE4 var priset 56 EUR/MWh i mars vilket är högre än i februari då det var 49 EUR/MWh. Elpriset är lägre än det var under mars 2022 och 2023 då priset var 146 respektive 82 EUR/MWh.

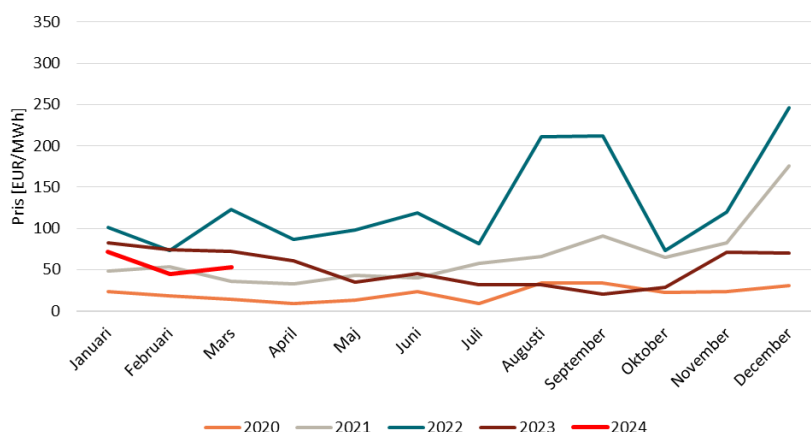
Månadsmedelpriset i SE1/SE2 var 50 EUR/MWh i mars vilket även det är högre än under februari då det var 40 EUR/MWh. Det är samma pris som i mars 2023 då det var 50 EUR/MWh men högre än i mars 2022 då priset var 22 EUR/MWh.

Elanvändningen var lägre i mars på grund av högre utomhustemperatur jämfört med föregående månad. Högre genomsnittstemperaturer innebär i

regel ett minskat behov av uppvärmning och därmed minskad efterfrågan på el för uppvärmning. Elproduktionen var något lägre jämfört med föregående månad, framför allt från vindkraft. Elproduktion från vattenkraft och kärnkraften var något högre än i februari.

Det genomsnittliga månadspriset på naturgas, kol och utsläppsrätter var högre jämfört med föregående månad. I takt med att uppvärmningsbehovet minskar så blir i regel också naturgas prissättande färre timmar. Detta och fler faktorer utvecklas mer under avsnittet Prispåverkande faktorer.

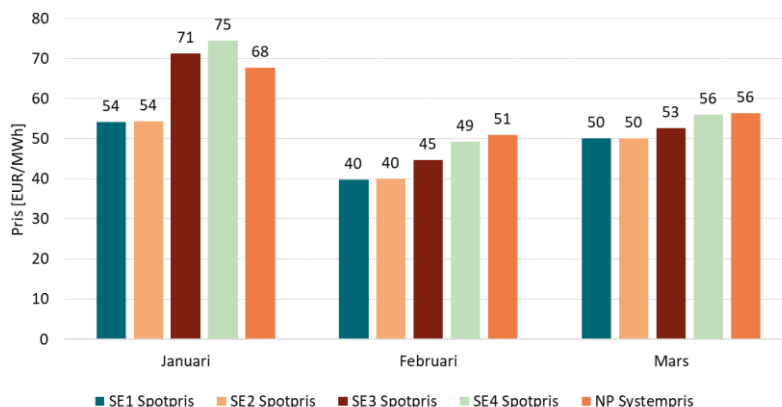
Figur 2 Månadsmedelpris spot i SE3 fram till mars 2024, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

De genomsnittliga månadspriserna var högre i samtliga elområden under mars jämfört med föregående månad vilket ses i Figur 3. Prisskillnaden mellan norra och södra Sverige var 3 EUR/MWh i mars då SE1/SE2 jämförs med SE3, något lägre än under februari då skillnaden var 5 EUR/MWh. Skillnad mellan SE1/SE2 och SE4 minskade till 6 EUR/MWh från att ha varit 9 EUR/MWh i februari. Systempriset var 56 EUR/MWh vilket är 5 EUR/MWh högre än under februari.

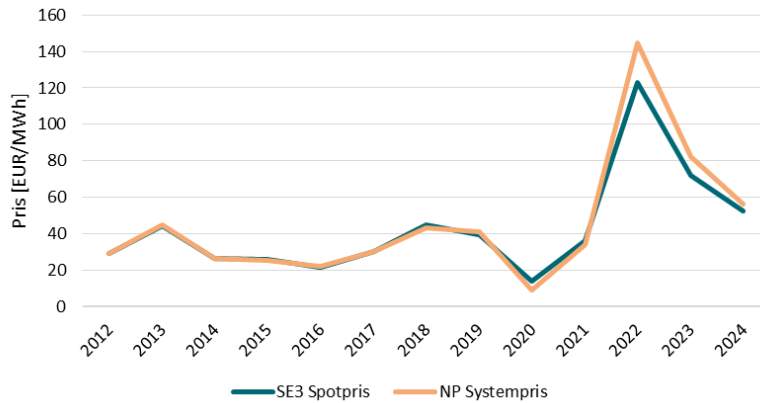
Figur 3 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i januari-mars 2024, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Spotpriset för mars i SE3 har följt systempriset väl under perioden 2012 till 2021 men sedan 2022 har SE3 legat under systempriset för aktuell månad. Månadsmedelpriset i SE3 är 4 EUR/MWh lägre än systempriset i mars.

Figur 4 Månadsmedelpris spot för mars i SE3 och systempriset sedan 2012, EUR/MWh



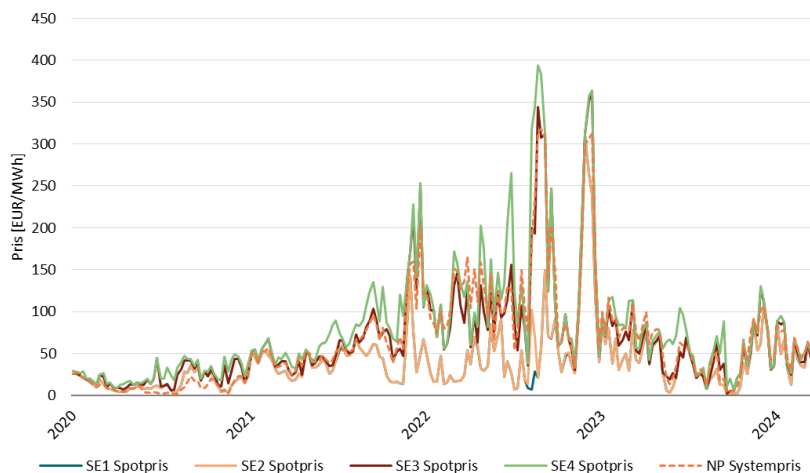
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

1.2 Veckogenomsnitt

Under veckorna 10–13 uppnådde elpriserna, definierat som veckomedelvärde, sin högsta nivå under vecka 10 för SE1 och SE2 då priset var 61 EUR/MWh. Det lägsta spotpriset inträffade vecka 11 då det var 45 EUR/MWh.

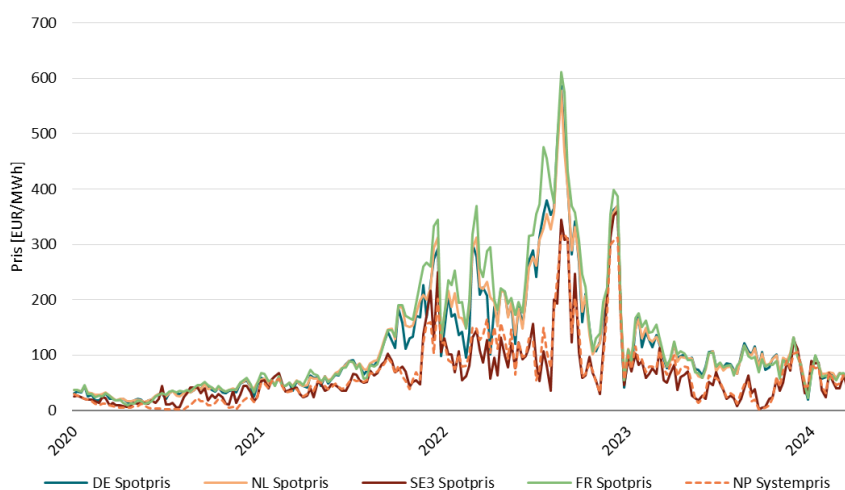
Även för SE3 och SE4 var motsvarande spotpriser som högst vecka 10 då det var 63 EUR/MWh i SE3 och därmed något högre än i SE4 där priset var 62 EUR/MWh. Vecka 11 var det veckogenomsnittliga spotpriset som lägst med 46 EUR/MWh i SE3 medan SE4 hade det lägsta priset vecka 13 med 49 EUR/MWh. Även systempriset nådde högsta priset under vecka 10 då det var 64 EUR/MWh och som lägst 54 EUR/MWh under vecka 11.

Figur 5 Veckopriser fram till vecka 13 2024, EUR/MWh



I Figur 6 nedan redovisas genomsnittligt veckospotpriset för Nord Pool (system), SE3 samt några utvalda europeiska länder. Det högsta veckopriset i Tyskland under veckorna 10–13 för noteras vecka 12 då det uppgick till 67 EUR/MWh. Nederländerna nådde 64 EUR/MWh under vecka 11 och i Frankrike var priset 68 EUR/MWh vecka 10. Vecka 13 bjöd på det lägsta genomsnittliga spotpriset 61 EUR/MWh i Tyskland och Nederländerna medan det var 39 EUR/MWh i Frankrike. Frankrike hade det lägsta priset under veckan av jämförda länder. 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 närmare varandra senaste månaderna.

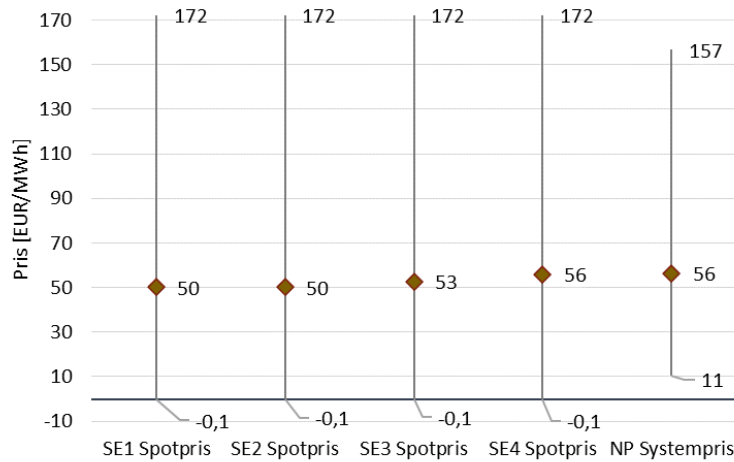
Figur 6 Spotpriser per vecka för systempriset, elområde 3 samt i Tyskland, Nederländerna och Frankrike fram till vecka 13 2024, EUR/MWh



1.3 Timpriser

Det högsta timpriset under mars inträffade under måndagen den 25 mars kl. 18–19 då priset var 172 EUR/MWh i samtliga elområden. Även systempriset var som högst den 25 mars under samma timme då det var 157 EUR/MWh, vilket ses i Figur 7. Som lägst var elpriset -0,11 EUR/MWh i samtliga elområden under fredagen den 15 mars kl. 00–02. Systempriset nådde månadens lägsta på 11 EUR/MWh lördagen den 23 mars kl. 13–14. Under mars noteras fem timmar med negativa elpriser i samtliga elområden. Timmarna inträffade från sista timmen den 14 mars och fyra första timmarna den 15 mars i samtliga natten då elanvändningen är lägre och produktionen från vindkraften var hög.

Figur 7 Högsta-, lägsta- och medeltimpris i SE1–SE4 samt för systempriset i mars, EUR/MWh

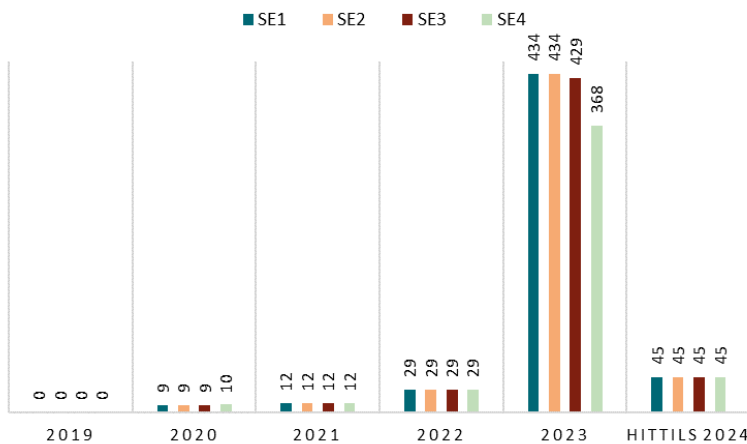


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 8 ses hur antalet timmar med negativa elpriser steg kraftigt under 2023 i Sverige. Liknande utveckling ses även i delar av övriga Europa. Nederländerna och Tyskland har haft timmar då priset varit det lägsta möjliga i den europeiska marknaden, -500 EUR/MWh. Anledningarna är flera men främst beror det på det ökande inslaget av förnybara kraftslag med mycket låga rörliga kostnader i kombination med att producenter hellre bjuder ut sin produktion till negativt pris då det finns kostnader förknippat med att starta och stoppa produktionen.

Under årets första tre månader har antalet timmar med negativa elpriser varit 45 i samtliga elområden, varav fem, timmar under mars, vilket kan jämföras med 29 timmar under hela 2022.

Figur 8 Antal timmar med negativa elpriser i SE1–SE4, 2019-mars 2024



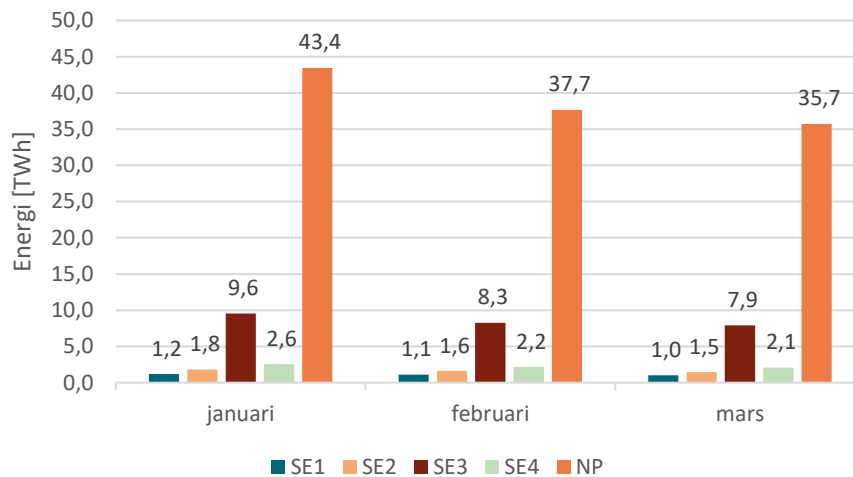
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

2 Prispåverkande faktorer

2.1 Efterfrågan

Elanvändningen för Nord Pool-området (exkl. Baltikum) och Sverige uppgick till knappt 36 TWh i mars (vilket var 2 TWh lägre än föregående månad). Mars var varmare än februari vilket minskade behovet av uppvärmning därmed efterfrågan på el.

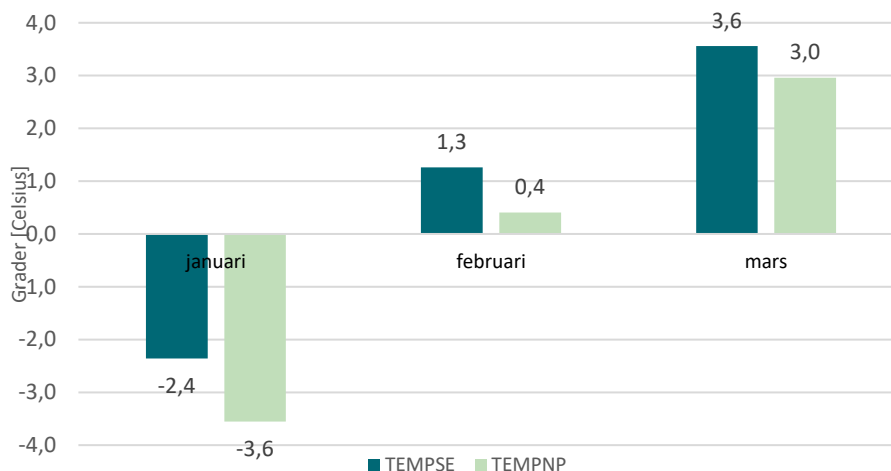
Figur 9 Elanvändning i Sverige samt Nord Pool (exkl. Baltikum), TWh



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

I Figur 10 **Error! Reference source not found.** syns att den faktiska genomsnittstemperaturen i mars, jämfört med föregående månad, var högre i Sverige (TEMPSE) och Nord Pool-området (TEMPNP). Under uppvärmningssäsongen innebär i regel lägre genomsnittstemperaturer ökat behov av uppvärmning och därmed ökad efterfrågan på el för uppvärmning.

Figur 10 Faktisk genomsnittstemperatur för Sverige (TEMPSE) och Nord Pool (TEMPNP)

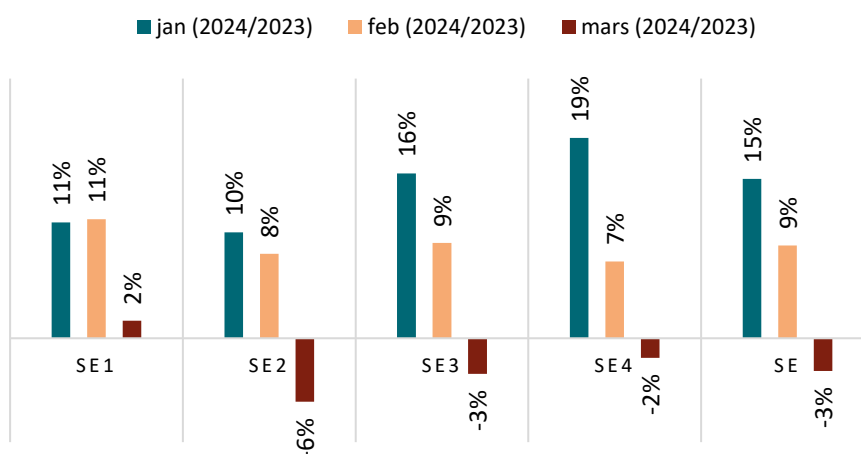


Källa: SKM Market Predictor

2.2 Elanvändning jämfört med tidigare år

Enligt statistik från eSett/Svenska kraftnät minskade den *faktiska* elanvändningen i mars 2024 med tre procent jämfört med samma månad 2023 i Sverige som helhet. Notera dock att data för delar av mars 2024 är preliminär och kan komma att ändras samt att förändringen inte är kalender- och temperaturkorrigerad. Både genomsnittstemperaturen och elpriserna var högre än föregående år.

Figur 11 Förändring av den *faktiska* elanvändningen jämfört med samma månad föregående år, procent

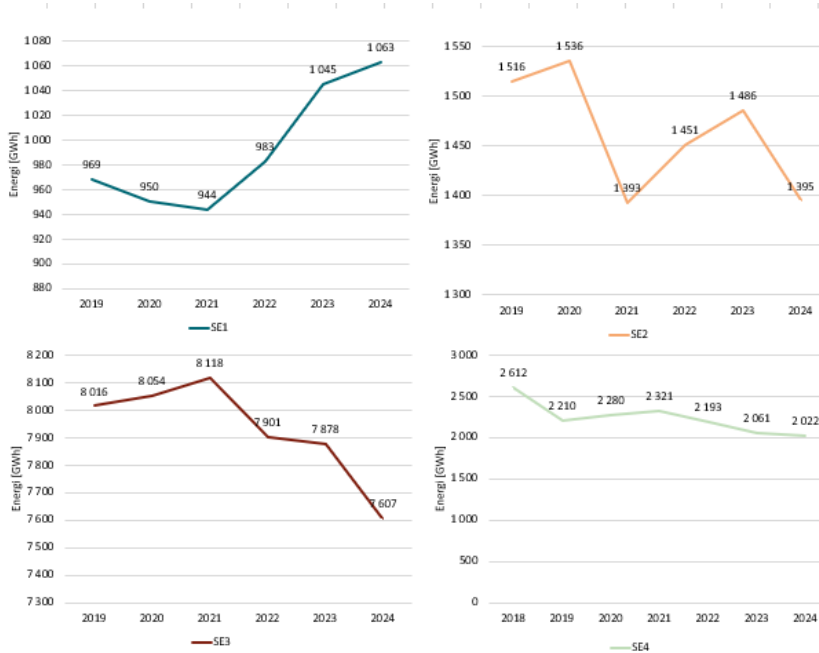


Källa: eSett (Svenska kraftnät) Not: preliminär data för delar av mars 2024

I Figur 12 redovisas hur utvecklingen av elanvändningen sett ut i respektive elområde för mars sedan 2018. Det är tydligt hur elanvändningen ökat i SE1 för hela perioden, där det bland annat tillkommit elanvändning till datacenter. För SE2, SE3 och SE4 var det en

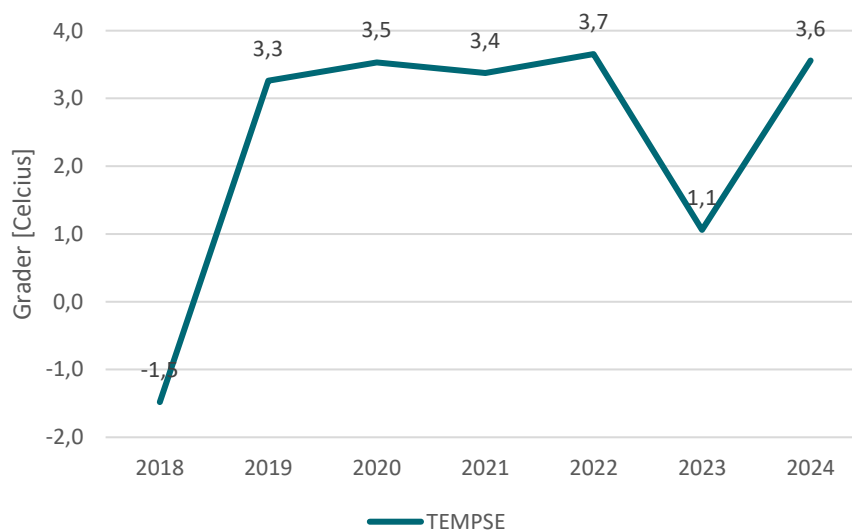
minskning i mars 2024 jämfört med föregående år vilket bland annat beror på högre utomhustemperatur.

Figur 12 Faktisk elanvändning i mars månad för respektive elområde, GWh



Källa: eSett (Svenska kraftnät) Not: preliminär data för delar av mars 2024

Figur 13 Genomsnittstemperatur i Sverige för mars månad



Källa: SKM Market Predictor

2.3 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 1996–2021 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 har **vindkraften** ökat mest. 2021 uppgick den totala vindkapaciteten i Norden till nästan 27 500 MW. Sedan dess har vindkraften fortsatt att expandera. Dess bidrag till den tillgängliga effekten är dock mer beskedlig.
- 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 2021 för respektive land samt installerad kapacitet för Norden 2021, 2010 samt 1996, MW

	Sverige	Danmark	Finland	Norge	Norden	Norden	Norden
	2021	2021	2021	2021	2021	2010	1996
Vattenkraft	16 407	7	3 171	34 075	53 660	49 473	47 164
Vind	12 116	7 021	3 257	5 049	27 443	6 441	930
Sol	1 606	1 704	425	205	3 940	25	10
Kärnkraft	6 899	0	2 794	0	9 693	11 693	12 365
Värmekraft	7 725	7 769	8 295	889	24 678	29 349	27 503
Övriga	0	0	0	89	89	35	0
Totalt	44 753	16 501	17 942	40 307	119 503	97 016	87 972

Källa: Eurostat, nästa publicering i juni 2024.

I Tabell 2 redovisas den installerade elproduktionskapaciteten för respektive elområde i Sverige. Störst är kapaciteten i SE3 där den uppgår till 19 000 MW.

Tabell 2 Installerad kapacitet år 2022 för elområden i Sverige, MW

	SE1 2021	SE2 2021	SE3 2021	SE4 2021
Vattenkraft	5 357	8 082	2 642	318
Vind	2 872	5 969	3 254	2 183
Sol	18	109	1 549	691
Kärnkraft			6 901	
Värmekraft	246	778	4 707	2 071
Totalt	8 493	14 938	19 053	5 263

Källa: Årlig energistatistik SCB/Energimyndigheten

Under mars har den genomsnittliga tillgängligheten i den svenska kärnkraften uppgått till 94,5 procent vilket är något högre än den historiska tillgängligheten för samma månad under perioden 2012–2023. Tillgängligheten i Finland för motsvarande månad var 64,6 procent vilket beror på att Olkiluoto 3 har haft revision. Detta redovisas i Tabell 3 **Error! Reference source not found.** nedan.

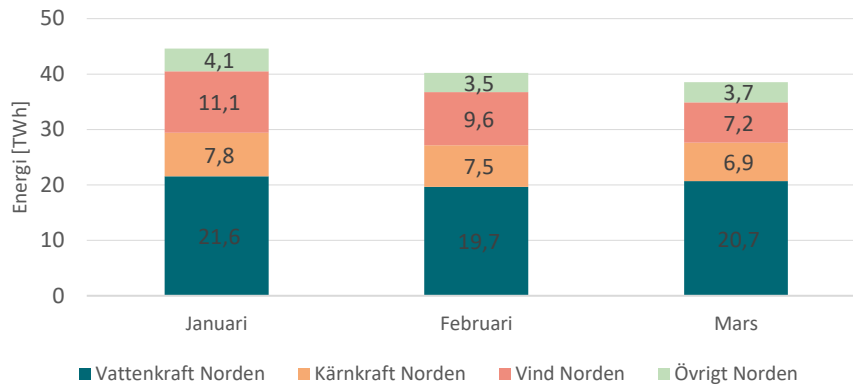
Tabell 3 Status 2023-04-02 samt tillgänglighet för nordisk kärnkraft under februari

Reaktor/Region	Status	Tillgänglighet [%]	Tillgänglig kapacitet, [MW]	Installerad kapacitet, [MW]	Genomsnittlig tillgänglighet 2012–2023	Faktisk/planerade revisioner
Forsmark 1	I drift	100%	990	990	93%	6 maj -27 maj 2023
Forsmark 2	I drift	86%	967	1 120	96%	1 juli -27 juli 2024
Forsmark 3	I drift	81%	944	1 167	97%	21 april - 18 maj 2024
Oskarshamn 3	I drift	100%	1 400	1 400	95%	1 sept - 18 okt 2024
Ringhals 3	I drift	100%	1 074	1 074	99%	6 april -29 april 2024
Ringhals 4	I drift	100%	1 130	1 130	87%	15 maj -29 juni 2024
Loviisa 1	I drift	100%	507	507	99,9%	14 aug -12 sept 2024
Loviisa 2	I drift	100%	502	502	100,0%	31 aug - 30 sept 2024
Olkiluoto 1	I drift	100%	886	890	99,2%	4 aug - 25 aug 2024
Olkiluoto 2	I drift	100%	890	890	99,7%	12 maj - 28 maj 2024
Olkiluoto 3	I drift	3%	49	1 600		28 april - 9 maj 2024
Norden		96,1%	9 290	9 670	95,9%	
Sverige		94,5%	6 505	6 881	94,3%	
Finland		64,6%	2 833	4 389	99,9%	

Källa: SKM Market Predictor

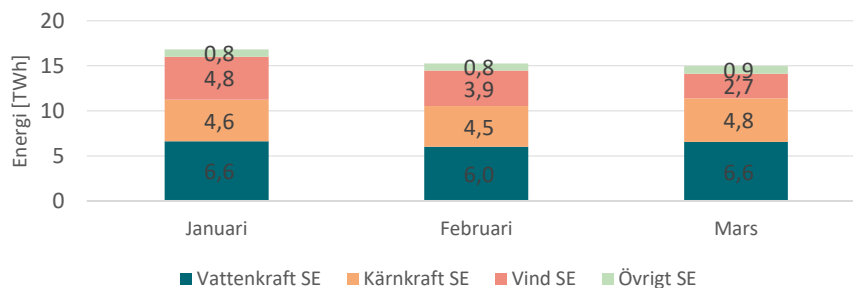
På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 38,5 TWh under mars (1,7 TWh lägre än föregående månad) varav vindkraften stod för 7,2 TWh (2,3 TWh lägre än föregående månad). För svensk del uppgick elproduktionen till 15,0 TWh (0,3 TWh lägre än föregående månad) varav vindkraften stod för 2,7 TWh (1,2 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

Figur 15 Elproduktion i Sverige per månad, TWh

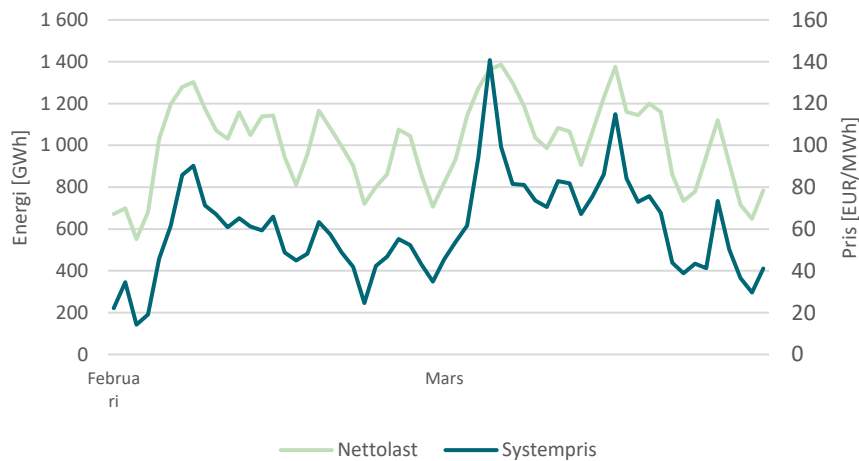


Källa: SKM Market Predictor

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 under februari 2024 och mars 2024, GWh



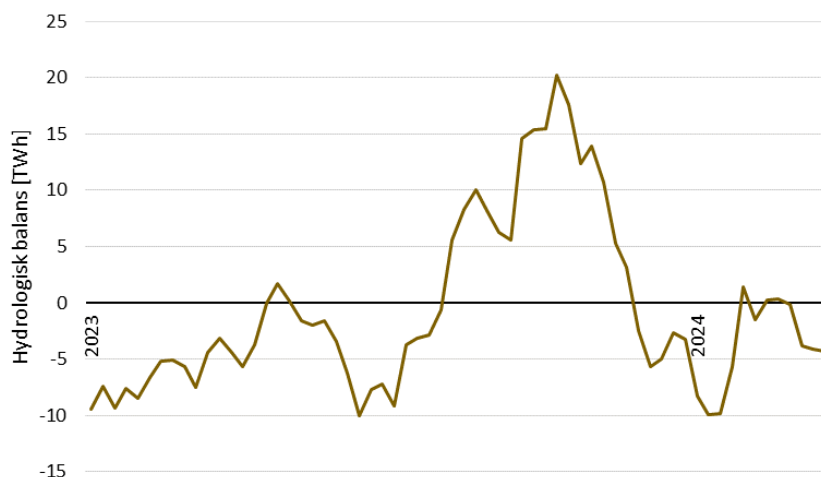
Källa: Energimyndighetens bearbetningar av data från SKM Market Predictor

2.4 Hydrologi

Den uppskattade hydrologiska balansen¹ i Norden var -4,3 TWh vecka 12, en liten minskning från vecka 11, se Figur 17. Månaden innan (vecka 8) avslutades på 0,2 TWh.

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

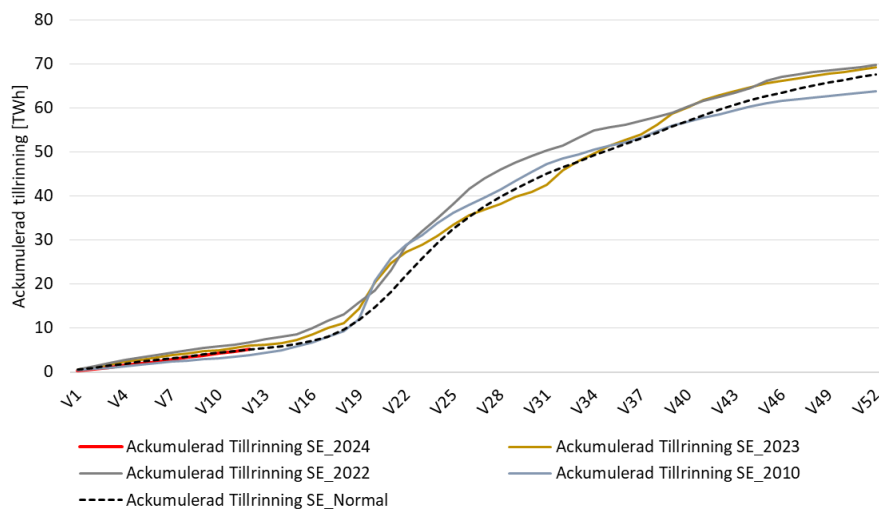
Figur 17 Hydrologisk balans i Norden 2023 till vecka 12 2024, TWh



Källa: SKM Market Predictor

I Figur 18 redovisas den ackumulerade tillrinningen i Sverige per vecka för ett normalår, vecka 1–12 år 2024 samt för några historiska år. För vecka 9–12 uppgick den genomsnittliga tillrinningen till 0,5 TWh/vecka i Sverige vilket är något över normal tillrinning för den perioden som är 0,4 TWh/vecka.

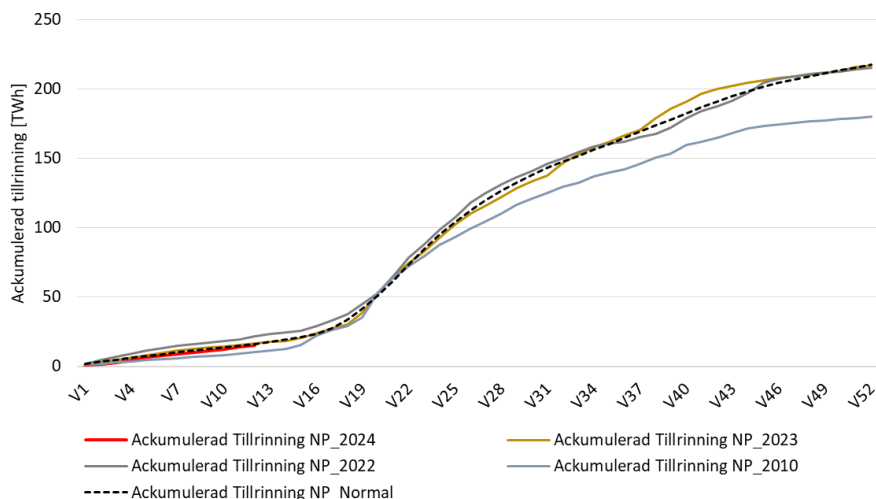
Figur 18 Ackumulerad tillrinning i Sverige, TWh



Källa: SKM Market Predictor

För Norden som helhet uppgick under vecka 9–12 den genomsnittliga tillrinningen till 1,4 TWh vilket är något högre än normal tillrinning som är 1,2 TWh för perioden. Ackumulerad tillrinning hittills i år redovisas i Figur 19.

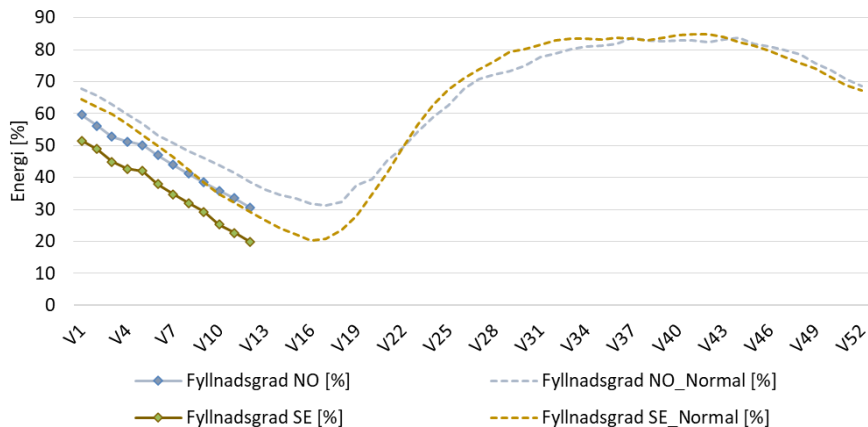
Figur 19 Ackumulerad tillrinning i Norden, TWh



Källa: SKM Market Predictor

Fyllnadsgraden i de svenska magasinen låg på 20 procent vecka 12 vilket är under normalen² som är 29 procent³. I Norge var fyllnadsgraden 31 procent samma vecka vilket även det är en bit under normalen som är 39 procent⁴ för aktuell vecka. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinen 28 procent vilket är åtta procentenheter under normalen för vecka 12.

Figur 20 Fyllnadsgrad i norska och svenska vattenmagasin, procent



Källa: SKM Market Predictor

2.5 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

² Normalårsnivån 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 1960–2022 vara 80 procent för vecka 43.

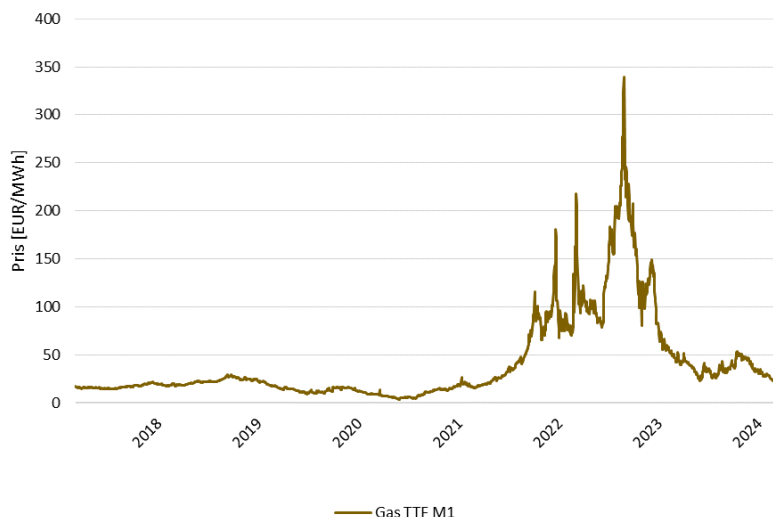
⁴ Enligt NVE så är medianvärdet (för de sista 20 åren) för normalen 81 procent för vecka 43.

information om de globala energimarknaderna finns i Energimyndighetens marknadsbrev [De globala energimarknaderna \(energimyndigheten.se\)](#).

Priserna (månadsmedel) på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden steg något för mars och blev 27 EUR/MWh från att varit 26 EUR/MWh månaden innan för TTF M1 (leverans nästa månad), se Figur 24. Månaden lägsta dagspris var 25 EUR/MWh och inträffade den 13 mars. Därefter steg priset på motsvarande kontrakt för att nå det högsta 29 EUR/MWh den 19 mars.

Priserna påverkas av faktorer som att Europa ser nu ut att kunna avsluta uppvärmningssäsongen med höga gaslagernivåer, god tillgång på LNG och relativt låg efterfrågan. Fortsatt låga vattennivåer i Panamakanalen samt störningarna av LNG-transporter genom Suez-kanalen till följd av oroligheterna i Röda havet leder till längre leveranstider och påverkar kostnader för transport mellan Asien och Europa.

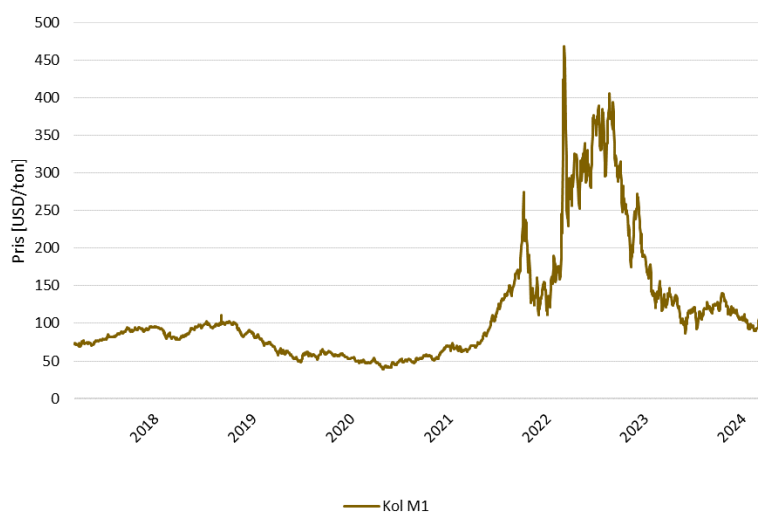
Figur 21 Dagspriser på naturgas TTF leverans nästa månad, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Det månadsgenomsnittliga priset på kol var 112 USD/ton under mars vilket är 17 USD/ton högre än föregående månad. Den 11 mars var dagspriset 105 USD/ton vilket blev månadens lägsta notering. Därefter steg priset för att nå månadens högsta notering på 121 USD/ton den 27 mars. Det ökade priset kan kopplas till stigande efterfrågan på kol i Asien samt de sanktioner som infördes på två stora ryska kolproducenter i slutet av februari vilket bidrar till ökad efterfrågan på icke-ryskt kol på den globala marknaden. Samtidigt hålls den europeiska efterfrågan på kol nere av de fortsatt relativt låga gaspriserna.

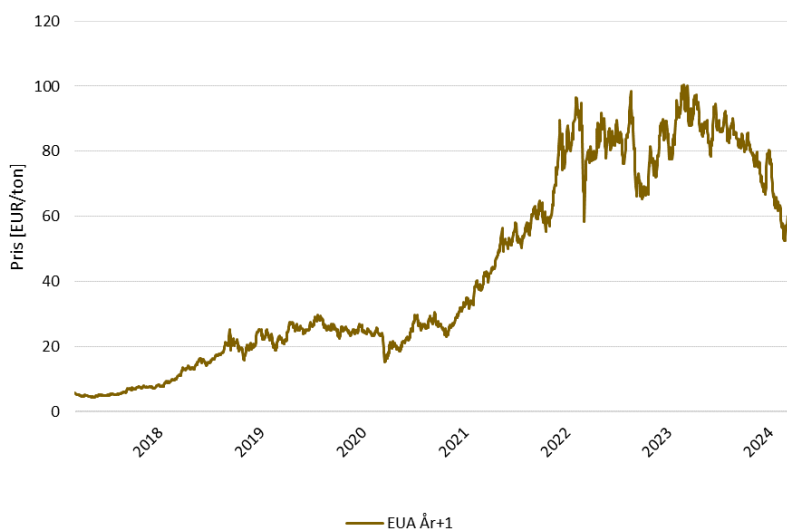
Figur 22 Kolpriser API2 leverans nästa månad, USD/ton



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Utsläppsrättspriset för nästkommande år (månadsmedel) är 60 EUR/ton under mars och därmed 2 EUR/ton högre än föregående månad. Månadens lägsta dagsprisinträffar den 11 mars då det var 56 EUR/ton. Därefter steg priset för att nå det högsta dagspriset på 65 EUR/ton den 25 mars. Utsläppsrättsmarknaden är emellertid fortsatt starkt påverkat av utvecklingen på gasmarknaden och utsläppsrättspriset rör sig i hög grad i linje med gaspriset men även kolpriset.

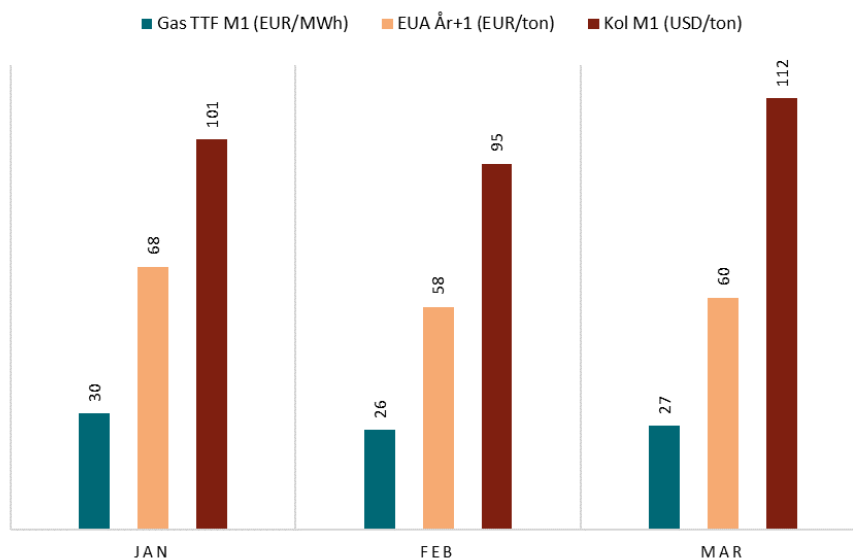
Figur 23 EU ETS, EUR/ton



Källa: SKM Market Predictor (Nord Pool, Close)

I jämförelse med februari är det genomsnittliga månadspriset på naturgas, utsläppsrätter och kol högre under mars.

Figur 24 Genomsnittligt månadspris på naturgas, utsläppsätter och kol under januari-mars 2024



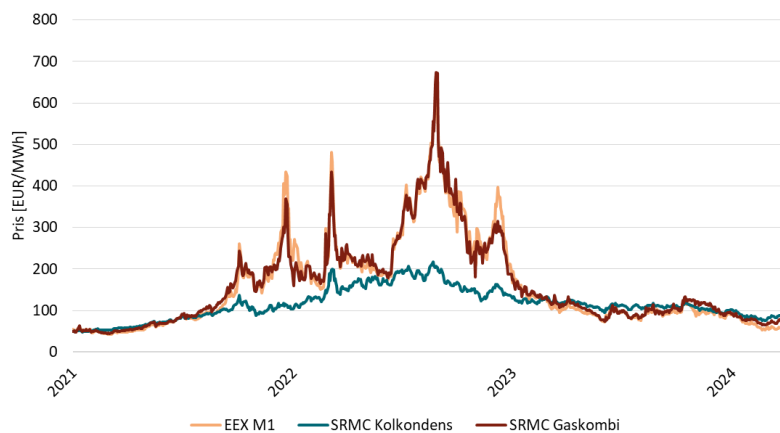
Källa: SKM Market Predictor (Spectron, mean och Nord Pool, Close)

2.6 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland

I ett termiskt system som exempelvis Tyskland påverkar fossila bränslepriser samt priserna på utsläppsätter 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 utsläppsättspriser utgjort en viktig drivkraft till de högre elpriserna sedan hösten 2021 i både Tyskland och Norden.

Den genomsnittliga kortsiktiga marginalkostnaden för både gaskombi och kolkondens är högre i mars jämfört med i februari. För gaskombi är kostnaden 74 EUR/MWh vilket är en ökning med 3 EUR/MWh från föregående månad. För kolkondens är kostnaden 88 EUR/MWh, en ökning med 8 EUR/MWh. Kostnaden följer prisutvecklingen på de genomsnittliga månadspriserna på naturgas, kol och utsläppsätter som alla var högre i februari.

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.

2.7 Överföringsförbindelser och handel

Tabell 4 sammanfattas den installerade kapaciteten och tillgänglig transmission för februari 2024 inom Sverige samt mellan Sverige och dess handelsländer.

Tabell 5 visar motsvarande för de övriga nordiska länderna och deras icke-nordiska handelsländer.⁵

Tabell 4 Installerad kapacitet samt tillgänglighet för transmission inom Sverige och mellan Sverige och dess handelsländer, mars 2024

Export-zon	Import-zon	Benämning	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad [%]	Tillgänglighet mån. 2020–2023
SE1	SE2	Snitt 1	3 300	100%	96%
SE2	SE1	Snitt 1	3 300	100%	100%
SE2	SE3	Snitt 2	7 300	94%	89%
SE3	SE2	Snitt 2	7 300	100%	100%
SE3	SE4	Snitt 4	6 200	86%	80%
SE4	SE3	Snitt 4	2 800	99%	97%
SE3	DK1	Konti-Skan 1&2	715	57%	54%
DK1	SE3	Konti-Skan 1&2	715	78%	81%
SE4	DK2	Øresund	1 300	100%	92%
DK2	SE4	Øresund	1 700	100%	92%
SE1	FI	-	1 500	99%	97%
FI	SE1	-	1 100	100%	95%
SE3	FI	Fennoskan 1&2	1 200	100%	96%
FI	SE3	Fennoskan 1&2	1 200	60%	39%
SE1	NO4	Ofoten-Porjus	600	100%	95%
NO4	SE1	Ofoten-Porjus	700	100%	83%
SE2	NO4	-	300	100%	78%
NO4	SE2	-	250	100%	55%
SE2	NO3	Nea-Järps.	1 000	88%	80%
NO3	SE2	Nea-Järps.	600	100%	95%
SE3	NO1	Hasle	2 095	97%	60%
NO1	SE3	Hasle	2 145	98%	75%
SE4	DE	Baltic cable	615	100%	98%
DE	SE4	Baltic cable	600	99%	74%
SE4	LT	NordBalt	700	99%	100%
LT	SE4	NordBalt	700	99%	100%
SE4	PL	SwePol-link	600	95%	96%
PL	SE4	SwePol-link	600	99%	96%

Källa: SKM Market Predictor

⁵ Läs mer om projekt för transmissionsnätet hos Svenska Kraftnät, [Transmissionsnätprojekt | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

Tabell 5 Installerad kapacitet samt tillgänglighet transmission mellan de nordiska länderna och icke-nordiska, februari 2024

Export-zon	Import-zon	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad [%]	Tillgänglighet mån. 2020–2023
DK1	DE	2 500	98%	78%
DE	DK1	2 500	100%	88%
DK2	DE	985	63%	75%
DE	DK2	1 000	98%	82%
FI	RU	320	0%	75%
RU	FI	1 460	0%	67%
FI	EE	1 016	35%	99%
EE	FI	1 016	35%	99%
NO2	NL	723	77%	68%
NL	NO2	723	86%	68%
NO2	DE	1 400	99%	57%
DE	NO2	1 400	100%	74%
NO2	UK	1 400	100%	82%
UK	NO2	1 400	100%	68%

Källa: SKM Market Predictor

Det pågår många projekt för att förstärka och förnya transmissionsnät inom Sverige och några till och från Norden.⁶ Några av de aktuella projekten mellan länder inom Norden och med länder är:

- *Viking Link* är världens längsta överföringsförbindelsen under vatten som går mellan Danmark (DK1) och Storbritannien. Kapaciteten uppgår till 1 400 MW i båda riktningarna och ägs av ländernas respektive stamnätsoperatörer, Energinet och National Grid. Togs i kommersiell drift den 29 december 2023.
- *Hansa PowerBridge* planeras mellan SE4 (Hurva station) och Tyskland (Güstrow). Kapaciteten uppgår till 700 MW i båda riktningarna. Svenska kraftnät och 50 Hertz beslutade tidigare att avbryta upphandlingen men arbetet har nu återupptagits igen. Datum för driftstart är inte satt ännu men upphandling av HVDC-förbindelsen med stationer kommer preliminärt att ske under 2024–2025, förutsatt att koncession beviljas.
- *Aurora Line* kommer att byggas mellan SE1 och Finland av Svenska kraftnät och Finlands stamnätsoperatör Fingrid. När förbindelsen är i drift ökar kapaciteten med 2 000 MW i båda riktningarna. Regeringen beviljade koncession i oktober 2023 och planerad driftstart är 2025.

⁶ De projekt som går inom, till och från Sverige finns beskrivna hos Svenska Kraftnät, [Transmissionsnätprojekt | Svenska kraftnät \(svk.se\)](https://svk.se/transmissionsnatsprojekt)

Nettoexporten från Sverige uppgick till 2,9 TWh under mars, vilket var högre än under föregående månad. Rullande 52 veckors nettoexport från Sverige med vecka 13 som senaste vecka uppgick till 27,7 TWh. Detta kan jämföras med motsvarande period 2023 vilken uppgick till 33,0 TWh nettoexport. För Norden som helhet uppgår motsvarande siffror till 37,4 TWh respektive 33,2 TWh nettoexport. Finland utgör den största mottagaren för svensk nettoexport på årsbasis. Under 2023 hade Sverige nettoimport under 89 timmar, i huvudsak under december. Antalet timmar kan jämföras med 201 timmar under 2022.

Tabell 6 Handel, nettoexport (-), nettoimport (+), [TWh]

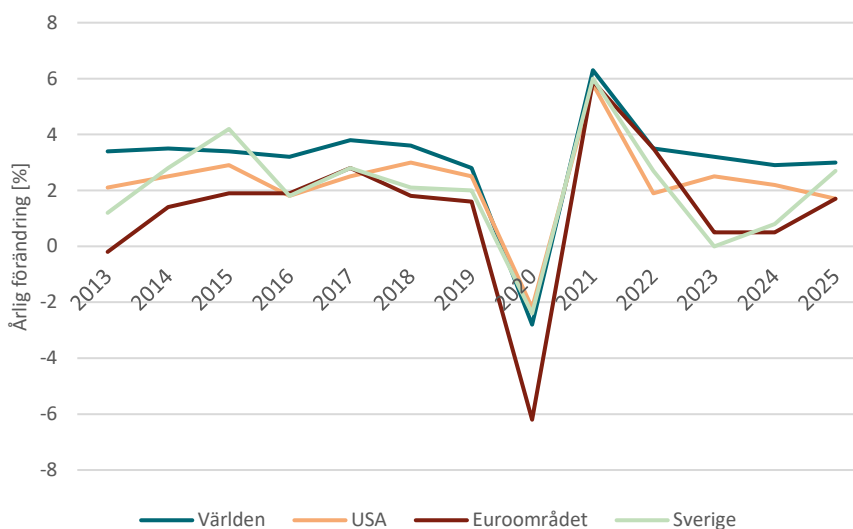
Exportörande region	Importerande region	2024 mars	2024 februari	2024 v. 13, 52 veckors rullande summa	2023 v. 13, 52 veckors rullande summa
SE1	FI	-0,6	-0,3	-4,3	-9,2
SE3	FI	-0,5	-0,2	-3,5	-5,4
SE3	DK1	-0,2	-0,1	-1,7	-1,8
SE4	DK2	-0,5	-0,4	-5,5	-5,2
SE1	NO4	0,1	0,0	0,8	2,7
SE2	NO4	0,0	0,0	0,2	0,6
SE2	NO3	-0,2	-0,2	-1,0	0,6
SE3	NO1	-0,2	-0,3	-1,9	-3,7
SE4	DE	-0,2	-0,2	-2,6	-2,9
SE4	PL	-0,3	-0,3	-3,4	-3,9
SE4	LT	-0,4	-0,5	-5,0	-4,9
DK1	NL	0,0	-0,2	-0,6	-1,0
DK1	DE	-0,3	0,0	-3,1	-4,0
DK2	DE	-0,3	-0,2	-2,1	-2,4
NO2	NL	-0,2	-0,2	-1,9	-1,2
NO2	DE	-0,4	-0,2	-4,6	-3,8
NO2	UK	-0,8	-0,7	-8,4	-3,4
NO4	RU	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	RU	0,0	0,0	0,0	1,0
FI	EE	-0,1	-0,2	-5,7	-6,6
Nettoexport	Sverige	-2,9	-2,5	-27,7	-33,0
Nettoexport	Norden	-3,0	-2,7	-37,4	-33,2

Källa: SKM Market Predictor

2.8 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 (mars 2024) att Sverige befinner sig i en lågkonjunktur sedan ett år tillbaka. De skriver vidare att det finns mycket som tyder på att lågkonjunkturen bottnar i år och att Sveriges ekonomi som helhet börjar växa igen under 2024, men i en långsam takt.

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 Commodities⁷, men även den största börsen i Europa (EEX⁸) 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.

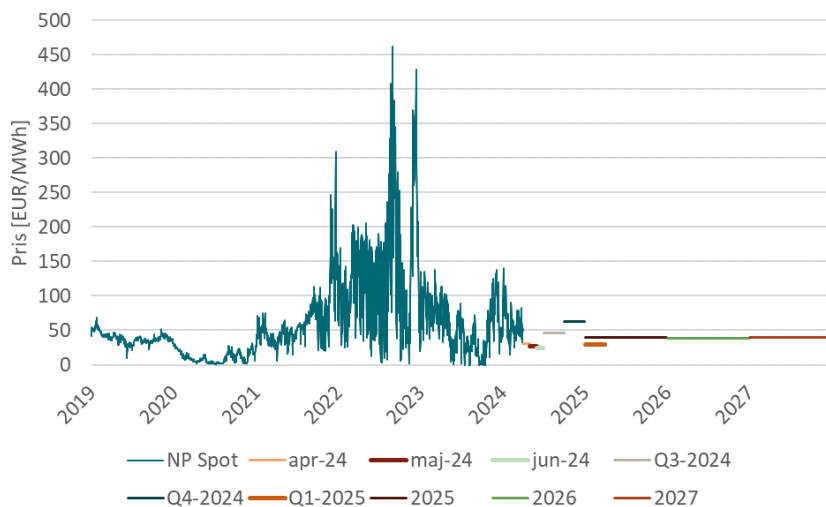
3.1 Terminspriser

Terminspriset i Norden (systempris) för april 2024 (frontmånad) stängde på 31 EUR/MWh den 29 mars. Priserna på årskontrakten för Norden 2025 och 2026 stängde på 40 EUR/MWh respektive 38 EUR/MWh i slutet på mars. 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.

⁷ [European Commodities - Market Trading Platform | Nasdaq](#)

⁸ [European Energy Exchange AG \(EEX\)](#)

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

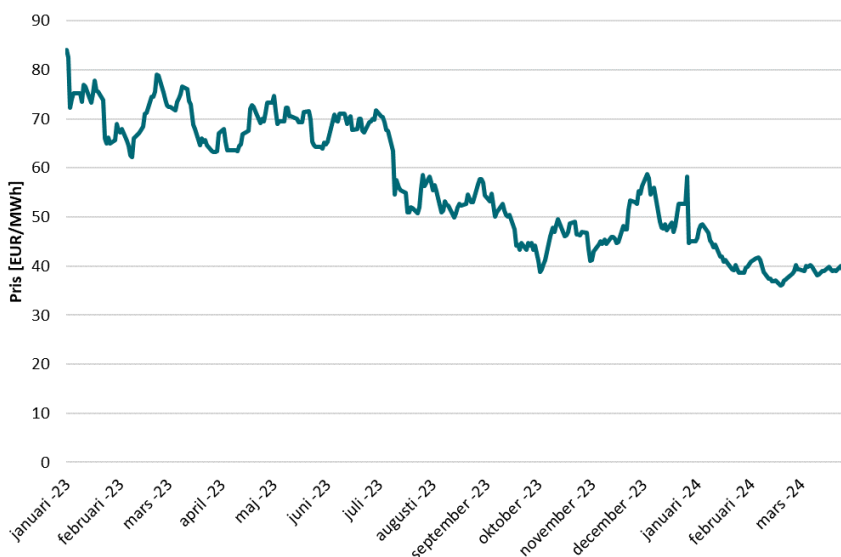


Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2024-03-29

Figur 28 visar hur priset för leverans kommande år utvecklats sedan januari 2023. I slutet av mars handlas kontrakt för kommande år för 40 EUR/MWh. Under mars 2024 handlas kontraktet för kommande år (2025) som högst för 40 EUR/MWh den 7 mars och som lägst för 38 EUR/MWh den 11 mars.

Vid inledningen av 2023 handlades samma kontrakt på sitt högsta pris 84 EUR/MWh.

Figur 28 Utveckling av forwardpriset för leveranser kommande år (2025), EUR/MWh

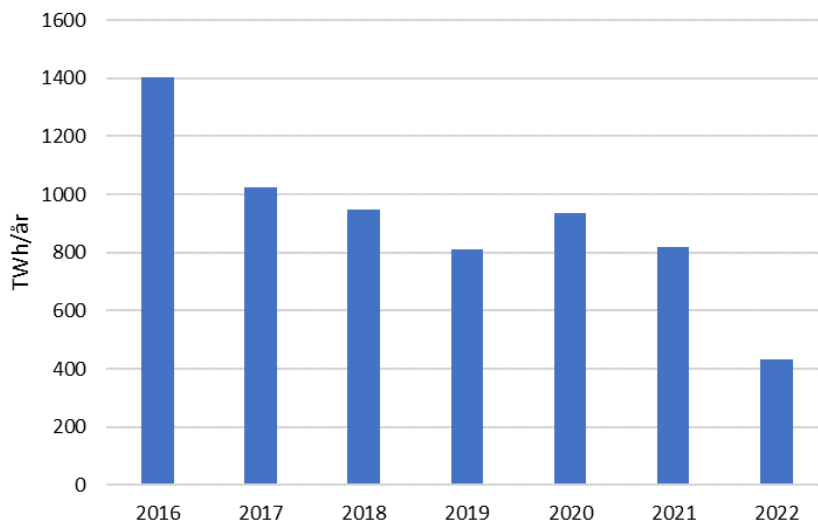


Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2024-03-29

3.2 Minskad handelsaktivitet

Sedan 10–15 år tillbaka har handelsaktiviteten på många organiserade handelsplatser minskat. Detta gäller även Nasdaq OMX Commodities vilket kan ses i Figur 29. Skälen till minskningen kan vara flera, men minskande handelsaktivitet och så kallad ”likviditet” är i sig en utveckling som gör deltagande i handeln mer riskfylld och därmed mindre attraktiv. Försämrade likviditet gör det, enkelt uttryckt, svårare och i någon mån dyrare för aktörer att prissäkra sig. Det kan med andra ord även få viss inverkan på priserna i fastpriskontrakt för slutkunder.

Figur 29 Totala årliga handelsvolymerna av nordiska elkontrakt för Nasdaq och EEX 2016–2022, TWh/år



Källa: Nasdaq och EEX med bearbetning av Energimyndigheten

3.3 Systempriset och den ”nordiska marknaden”

Idag sker handeln med el på liknande sätt över i princip hela Europa. Det är en konsekvens av att energi är ett av de av EU prioriterade samarbetsområdena och att man har beslutat att bygga en gemensam inre marknad för bland annat el. Detta samarbete har intensifierats under det senaste decenniet. Redan innan EU-samarbetet på detta område tog fart, var Sverige del av ett nära samarbete för att bygga en gemensam elmarknad i Norden. En viktig gemensam referenspunkt för den nordiska marknaden var det så kallade ”systempriset” som man ofta kallade för ett nordiskt genomsnittspris⁹.

Systempriset har också haft en viktig funktion som prisreferens för många finansiella kontrakt. Ett kontrakt tecknat med referens till systempriset har kunnat kompletteras med ett kontrakt kopplat till priset i ett specifikt budområde/ elområde (s k EPAD) för de aktörer som har önskat veta med

⁹ Systempriset utgör det pris som skulle ha uppstått om det inte fanns några budområdesgränser inom Norden och att allt utbud och all efterfrågan hade kunnat skapa ett gemensamt jämviktspris för hela regionen. I verkligheten finns det inom Norden en stor mängd budområdesgränser och fysiska flaskhalsar i nätkapaciteten som gör att priserna i olika delar av Norden kan variera.

full säkerhet vilket pris deras kommande inköp/försäljning av el skulle få i en viss del av Norden.

3.4 Systemprisets användning som referens diskuteras

Betydande förändringar kan nu vara på gång i hur den finansiella marknaden arrangeras i Norden. Tidigare i år annonserade EEX att de har för avsikt att förvärva Nasdaq OMX Commodities verksamhet. Denna affär är just nu under prövning hos bland annat Europeiska kommissionen. I samband med att affären lanserades annonserade EEX att de, om affären går igenom, har för avsikt att reformera utformningen av finansiella kontrakt i den nordiska regionen och som en del i detta minska förekomsten av kontrakt som använder systempriset som referens. I stället skulle de etablera en kontraktstyp som ger unika kontrakt för varje elområde.

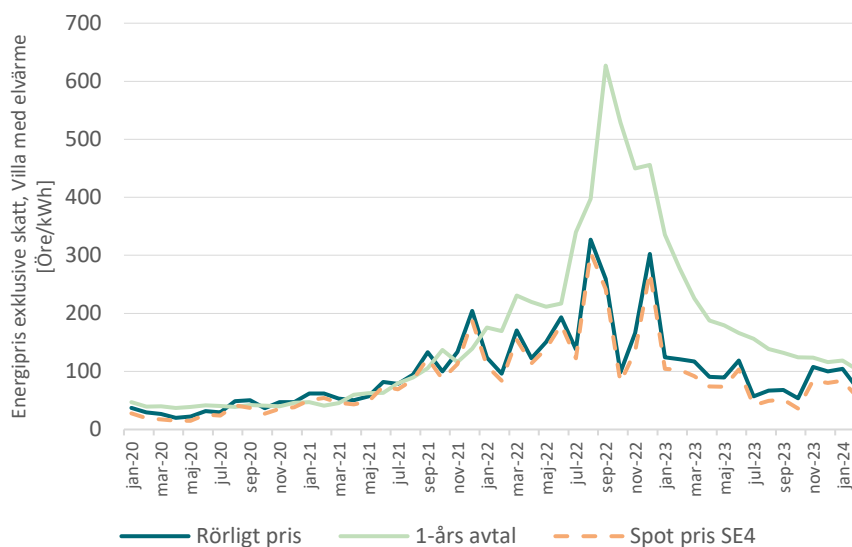
I månadsskiftet mars/april införde EEX ändå nordiska zon-kontrakt där aktörer kan prissäkra sin volymer i ett elområde utan att systempriset används som referens. Detta sätt liknar i högre grad hur det ser ut på andra håll i Europa. Det finns också kritik mot de nya zon-kontrakten då det riskerar att sprida likviditeten på den finansiella marknaden ytterligare med ännu mindre handelsvolym per marknad.

Det är ännu osäkert om EEX övertagande av Nasdaq OMX Commodities kommer att godkännas av relevanta myndigheter.

4 Slutkundspriser

Elhandelspriserna mot slutkunder följer med i de prisförändringar som sker på kraftmarknaden. I Figur 30 redovisas elhandelspriset för ett rörligt avtal och ett ettårigt fastprisavtal för SE 3 för typkunden villa med elvärme¹⁰. För kunderna är det främst de som har rörligt avtal och de kunder vars avtal går ut som påverkas av prisförändringar på spotmarknaden på kort sikt. Av de svenska elkunderna är det enligt den senaste statistiken 69 procent av alla kunder som har någon form av rörligt avtal (rörligt eller timprisavtal). Av dessa är 13 procent timprisavtal. Motsvarande siffra för SE4 är 78 procent (13 procent har timprisavtal) och den har ökat från 62 procent i januari 2022. Priserna på fastprisavtal steg sjönk under februari men är fortfarande höga i ett historiskt perspektiv. I februari var det genomsnittliga priset (exklusive elskatt) 0,9 kr per kWh för ett 1-års fastprisavtal i SE3 för typkunden villa med elvärme. Motsvarande pris för SE4 låg på 1,0 kr per kWh.

Figur 30 Elhandelspris, rörligt avtal och 1-års fastprisavtal för typkunden villa med elvärme i SE3, öre per kWh, till och med februari 2024

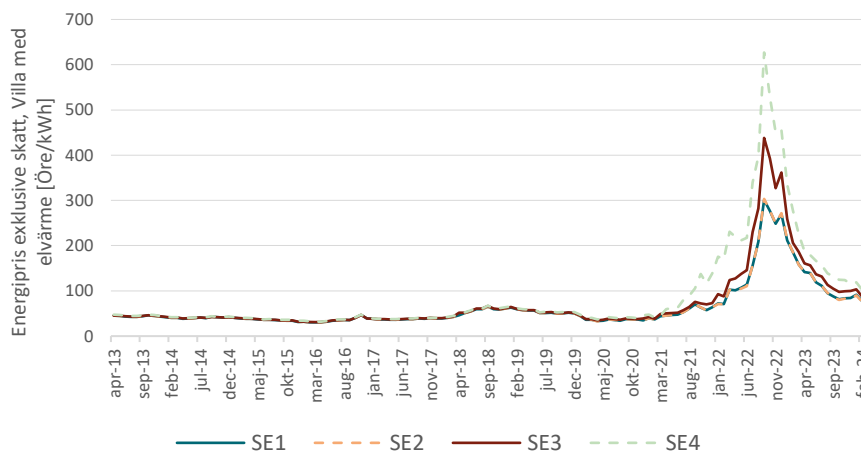


Källa: SCB, SKM Market Predictor, Nord Pool

I figuren Figur 31 nedan redovisas utvecklingen av priserna för ett avtal med rörligt elhandelspris för en villa med elvärme i respektive elområde. Priserna har historiskt legat väldigt nära varandra men började från år 2020 att skilja sig mer åt där SE1 och SE2 oftast har lägre priser än SE3 och SE4.

¹⁰ 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.

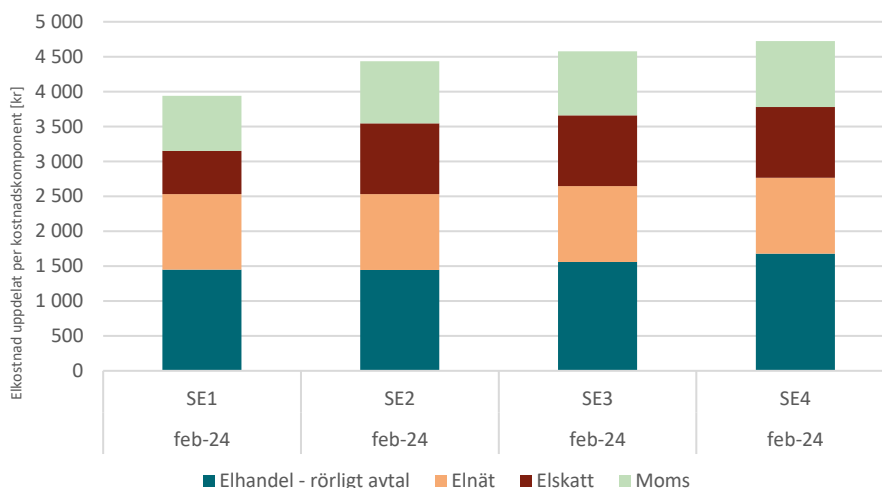
Figur 31 Rörligt elhandelspris (månadsmedel) för typkunden villa med elvärme (20 000 kWh) i respektive elområde, öre per kWh, till och med februari 2024



Källa: SCB

I Figur 32 redovisas en uppskattning av den totala kostnaden för typkunden villa med elvärme i respektive elområde. I SE1 och SE2 uppgick den totala kostnaden till 3 900 kr respektive 4 400 kr medan motsvarande kostnad i SE3 och SE4 låg 4 600 kr respektive 4 700 kr.

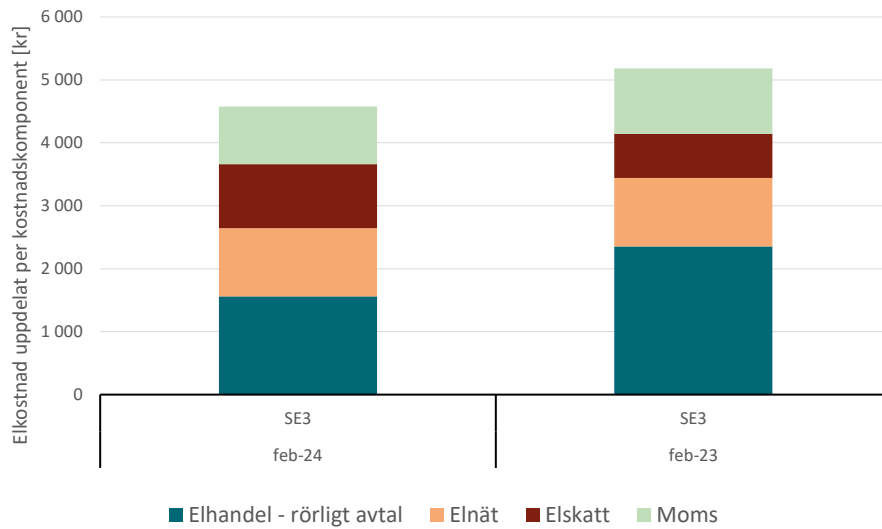
Figur 32 Totalt elkostnad för typkunden villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 2 370 kWh februari) för respektive elområde. Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten Anm: Det är samma elnätspris i alla elområden även elnätspriset kan variera geografiskt. 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 600 kr lägre i jämfört med motsvarande månad föregående år under antagandet att konsumtionen var densamma.

Figur 33 Totalt elkostnad för villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i elområde 3 jämfört med motsvarande månad föregående år (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 2 370 kWh februari). Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms.



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten.