

Nuläget på elmarknaden

December 2023

Publicerad 2024-01-09

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	9
1.1 Månadsgenomsnitt	9
1.2 Veckogenomsnitt.....	11
1.3 Timpriser	13
2 Prispåverkande faktorer	15
2.1 Bränslepriser och CO2-priser.....	15
2.2 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland	17
2.3 Hydrologi	18
2.4 Elproduktion.....	20
2.5 Efterfrågan.....	24
2.6 Elanvändning jämfört med tidigare år.....	25
2.7 Överföringsförbindelser och handel.....	28
2.8 Den ekonomiska utvecklingen	31
3 Finansiella marknaden och terminspriser	32
3.1 Terminspriser	32
3.2 Minskad handelsaktivitet	33
3.3 Systempriset och den ”nordiska marknaden”	34
3.4 Systemprisets användning som referens diskuteras	35
4 Slutkundspriser	36
5 Energiåret 2023: mindre turbulent – men inte lugnt	39

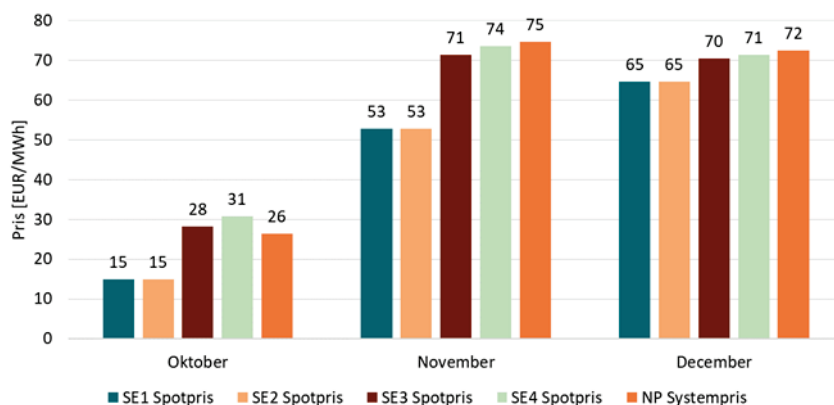
Sammanfattning

De genomsnittliga månadspriserna är högre i de norra elområdena under december och lägre i de södra jämfört med föregående månad vilket ses i Figur 1. Under december var det genomsnittliga priset 70 EUR/MWh i SE3 vilket är 1 EUR/MWh lägre än priset i november och betydligt lägre än under december 2021 och 2022 då det var 176 respektive 246 EUR/MWh. I SE4 var priset 71 EUR/MWh i december 2023 vilket även det är något lägre än i november då det var 74 EUR/MWh och betydligt lägre än i december 2021 och 2022 då priset var 182 respektive 248 EUR/MWh.

Månadsmedelpriset i SE1 och 2 var 63 EUR/MWh i december vilket är högre än under november då det var 53 EUR/MWh. Det är betydligt lägre än under december 2022 då det var 188 EUR/MWh och samma som under december 2021.

Prisskillnaden mellan norra och södra Sverige i december var 6 EUR/MWh då SE1/2 jämförs med SE3 vilket är lägre än under november då skillnaden var 19 EUR/MWh. Skillnad mellan SE1/2 och SE4 minskade till 7 EUR/MWh från att ha varit 21 EUR/MWh i november. Systempriset var 72 EUR/MWh vilket är tre procent lägre än under november.

Figur 1 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i oktober–december 2023, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Det högsta timpriset under december för samtliga elområden i Sverige uppgick till 332 EUR/MWh och inträffade tisdagen den 5 december kl. 08–09. Även systempriset var som högst under samma timme då det var 215 EUR/MWh.

Som lägst var elpriset -1 EUR/MWh kl. 01–05 under söndagen den 17 december i samtliga elområden. Systempriset nådde månadens lägsta på nära 0 EUR/MWh samma dag mellan kl. 03–05. Den 25 december kl 00-01 hade SE4 det lägsta priset av de svenska elområdena vilket inträffat under sex timmar under året och berodde på en hög vindkraftsproduktion i norra Tyskland.

Under december noteras sju timmar med negativa elpriser i samtliga elområden. Antalet timmar med negativa elpriser steg kraftigt i Sverige under 2023 från 29 timmar under 2022 till omkring 430 timmar i SE1-3 och närmare 370 timmar i SE4.

I Sverige ökade användningen av el något under december på grund av lägre utomhustemperatur jämfört med föregående månad. Under uppvärmningssäsongen innebär i regel lägre genomsnittstemperaturer ökat behov av uppvärmning och därmed ökad efterfrågan på el för uppvärmning. Samtidigt ökade elproduktionen och elexporten var fortsatt hög i december. Under månaden är elproduktionen från vindkraft, kärnkraft och kraftvärmen högre jämfört med november medan vattenkraften var oförändrad.

I slutet av december handlas årskontraktet för 2024 som högst för 58 EUR/MWh och som lägst för 47 EUR/MWh den 19 december. Vid inledningen av 2023 handlades samma kontrakt på sitt högsta pris 84 EUR/MWh. Årskontraktet för 2024 har följt en lång och ganska konsekvent fallande trend under 2023 men steg något i slutet av året.

Några prispåverkande faktorer utvecklas kort nedan:

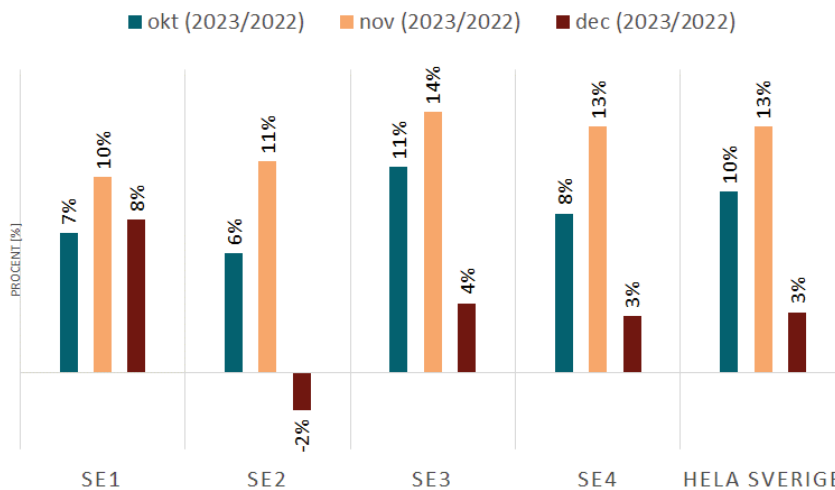
- **Lägre pris på kol, naturgas och utsläppsrätter under december:** Månadsmedelpriset för december på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden var 36 EUR/MWh (-10 EUR/MWh från föregående månad). För kol blev priset 110 USD/ton (- 7 USD/ton) och 73 EUR/ton (-3 EUR/ton) för utsläppsrätter. Särskilt höga priser på naturgas och utsläppsrättspriser utgör en viktig drivkraft till högre elpriser i både Tyskland och Norden.
- **Hydrologi:** Den uppskattade hydrologiska balansen i Norden var något lägre i slutet av december och uppgick till -4 TWh i slutet av vecka 52 (-3 TWh i slutet av november). Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinerna 61 procent vilket är under den normala nivån som är 68 procent för vecka 52.
- **Elproduktion:** På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 40,3 TWh under december vilket var 1,2 TWh högre än föregående månad. Vindkraftsproduktionen steg med 0,8 TWh.

För svensk del uppgick elproduktionen till 15,7 TWh vilket var 0,4 TWh högre än föregående månad.

- **Efterfrågan:** Elanvändningen för Nord Pool-området (exkl. Baltikum) och Sverige var högre jämfört med föregående månad och uppgick till nästan 41 TWh. Den lägre utomhustemperaturen i december jämfört med november ökar behovet av uppvärmning och ökar därmed efterfrågan på el.
- **Ekonomi:** Konjunkturinstitutet konstaterar i sin senaste prognos (december 2023) att lågkonjunkturen fördjupas under 2024 men att Sveriges ekonomi som helhet börjar växa igen under 2024, men i en långsam takt.

Enligt statistik från eSett/Svenska kraftnät ökade den *faktiska* elanvändningen i december 2023 med tre procent jämfört med december 2022 i Sverige som helhet. Notera dock att data för delar av december 2023 är preliminär och kan komma att ändras samt att förändringen inte är kalender- och temperaturkorrigerad. Genomsnittstemperaturen var i princip densamma i år jämfört med föregående år för december däremot var elpriserna betydligt lägre.

Figur 2 Förändring av den *faktiska* elanvändningen jämfört samma månad föregående år, procent



Källa: eSett (Svenska kraftnät)¹ Not: preliminär data för delar av december 2023

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

¹ eSett

För en beskrivning av elens roll i hela energisystemet nu och historiskt titta gärna här: [Sveriges energisystem \(energimyndigheten.se\)](http://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 december var det genomsnittliga priset 70 EUR/MWh i SE3 vilket är något lägre än priset i november då det var 71 EUR/MWh. Utifrån Figur 3 nedan kan det ses att månadsmedelpriset för december i SE3 är betydligt lägre än under både 2021 och 2022 då det var 176 respektive 246 EUR/MWh.

I SE4 var priset 71 EUR/MWh i december 2023 vilket även det är något lägre än i november då det var 74 EUR/MWh och betydligt lägre än i december 2021 och 2022 då priset var 182 respektive 248 EUR/MWh.

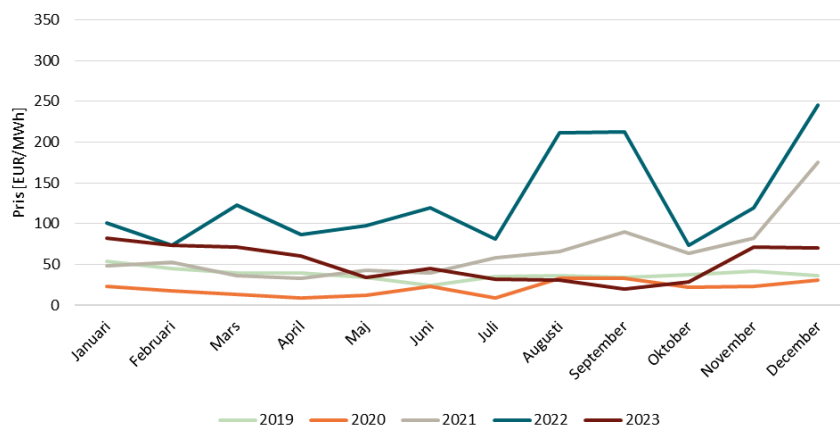
Månadsmedelpriset i SE1 och 2 var 63 EUR/MWh i december vilket är högre än under november då det var 53 EUR/MWh. Det är betydligt lägre än under december 2022 då det var 188 EUR/MWh och samma som under december 2021.

I Sverige ökade användningen av el något under december på grund av lägre utomhustemperatur jämfört med föregående månad. Under uppvärmningssäsongen innebär i regel lägre genomsnittstemperaturer ökat behov av uppvärmning och därmed ökad efterfrågan på el för uppvärmning. Samtidigt ökade elproduktionen och elexporten var fortsatt hög i december. Under månaden var elproduktionen från vindkraft, kärnkraft och kraftvärmen högre jämfört med november medan vattenkraften var oförändrad.

Det genomsnittliga månadspriset på naturgas, kol och utsläppsrätter var lägre jämfört med föregående månad.

I takt med att uppvärmningsbehovet ökar så blir i regel också naturgas prissättande fler timmar under vintern, då elbehovet är som störst. Detta och fler faktorer utvecklas mer under avsnittet Prispåverkande faktorer.

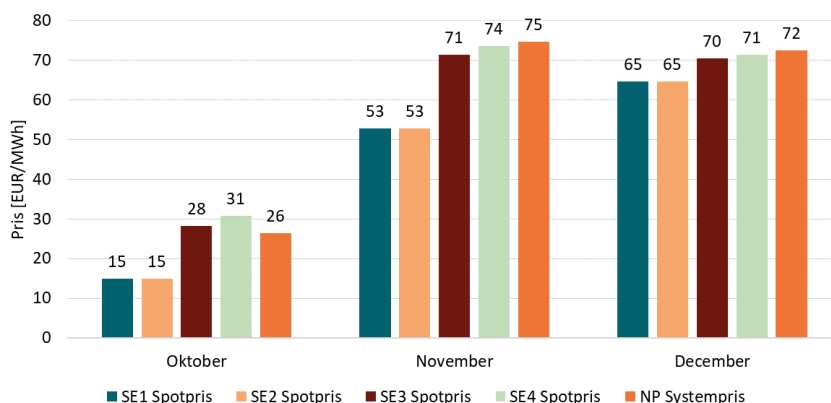
Figur 3 Månadsmedelpris spot i SE3 fram till december 2023, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

De genomsnittliga månadspriserna är högre i elområde SE1 och 2 under december jämfört med föregående månad och lägre i SE3 och 4. Prisskillnaden mellan norra och södra Sverige i december var 6 EUR/MWh då SE1/2 jämförs med SE3, lägre än under november då skillnaden var 19 EUR/MWh. Skillnad mellan SE1/2 och SE4 minskade till 7 EUR/MWh från att ha varit 21 EUR/MWh i november. Systempriset var 72 EUR/MWh vilket är 3 procent lägre än under november.

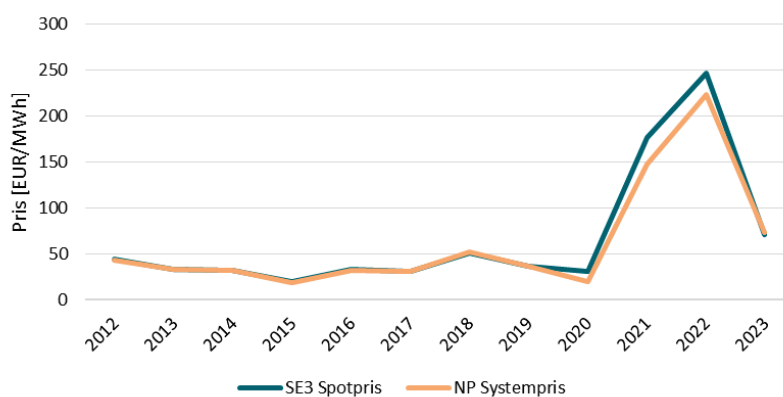
Figur 4 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i oktober–december 2023, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Spotpriset för december i SE3 har följt systempriset väl under perioden 2012 till 2023 med undantag för 2020–2022. Månadsmedelpriset i SE3 är 2 EUR/MWh lägre än systempriset i december 2023.

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



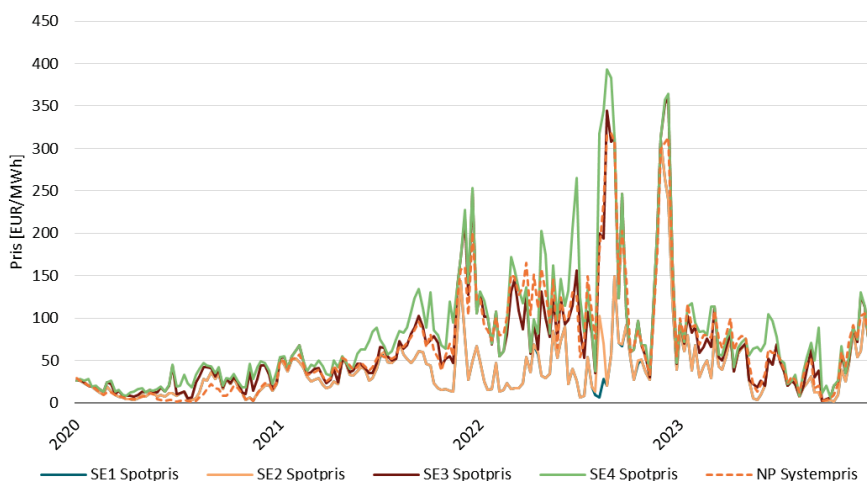
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

1.2 Veckogenomsnitt

Under veckorna 49–52 uppnådde elpriserna, definierat som veckomedelvärde, sin högsta nivå under vecka 49 för SE1 och SE2 då priset var 107 EUR/MWh. Det lägsta spotpriset inträffade vecka 51 då det var 31 EUR/MWh.

Även för SE3 och SE4 var spotpriserna som högst vecka 49 då det var 112 EUR/MWh i SE3 och 113 EUR/MWh i SE4. Vecka 51 var det veckogenomsnittliga spotpriset som lägst med 31 respektive 32 EUR/MWh i SE3 och SE4. Även systempriset nådde högsta priset under vecka 49 då det var 106 EUR/MWh och som lägst 42 EUR/MWh under vecka 51.

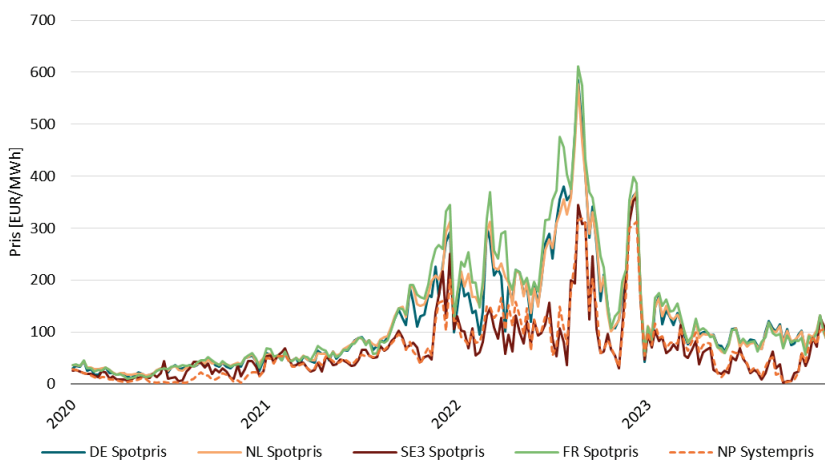
Figur 6 Veckopriser fram till vecka 52 2023, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 7 nedan redovisas genomsnittligt veckospotpriset för Nord Pool (system), SE3 samt några utvalda europeiska länder. Där ses att elpriserna sjönk under årets sista 4 veckor i samtliga länder/områden i figuren. Det högsta veckopriset under veckorna 49–52 noteras vecka 49 då det uppgick till 101 EUR/MWh i Tyskland, 99 respektive 98 EUR/MWh i Nederländerna och Frankrike. Priset i SE3 var alltså högre under samma vecka. Årets sista vecka bjöd på det lägsta genomsnittliga spotpriset 20 EUR/MWh i Tyskland och 33 respektive 23 EUR/MWh i Nederländerna och Frankrike. 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 veckorna.

Figur 7 Spotpriser per vecka för systempriset, elområde 3 samt i Tyskland, Nederländerna och Frankrike fram till vecka 52 2023, EUR/MWh



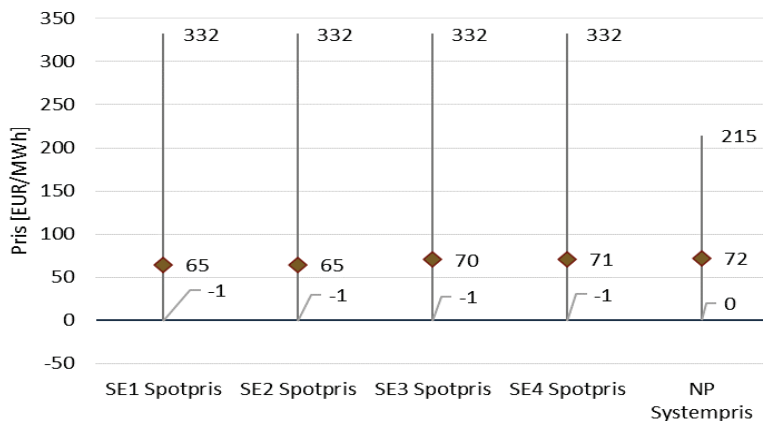
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

1.3 Timpriser

Det högsta timpriset under december för samtliga elområden i Sverige uppgick till 332 EUR/MWh och inträffade tisdagen den 5 december kl. 08–09. Även systempriset var som högst under samma timme då det var 215 EUR/MWh, vilket ses i Figur 8. Som lägst var elpriset -1 EUR/MWh kl. 01–05 under söndagen den 17 december i samtliga elområden. Systempriset nådde månadens lägsta på nära 0 EUR/MWh samma dag mellan kl. 03–05. Under december noteras sju timmar med negativa elpriser i samtliga elområden.

Den 25 december kl 00-01 hade SE4 det lägsta priset av de svenska elområdena, alltså under en timme i december och berodde på en hög vindkraftsproduktion i norra Tyskland. SE 4 har totalt under året haft lägsta priset under sex timmar.

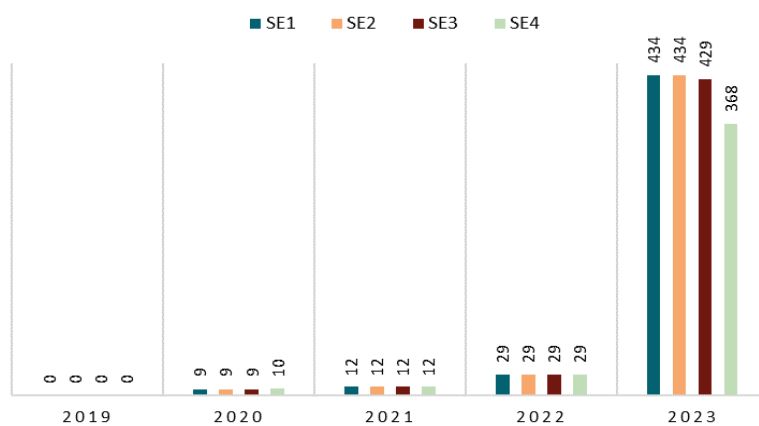
Figur 8 Högsta-, lägsta- och medeltimpris i SE1–SE4 samt för systempriset, december, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 9 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 än att sänka den.

Figur 9 Antal timmar med negativa elpriser i SE1–SE4, 2019–2023



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

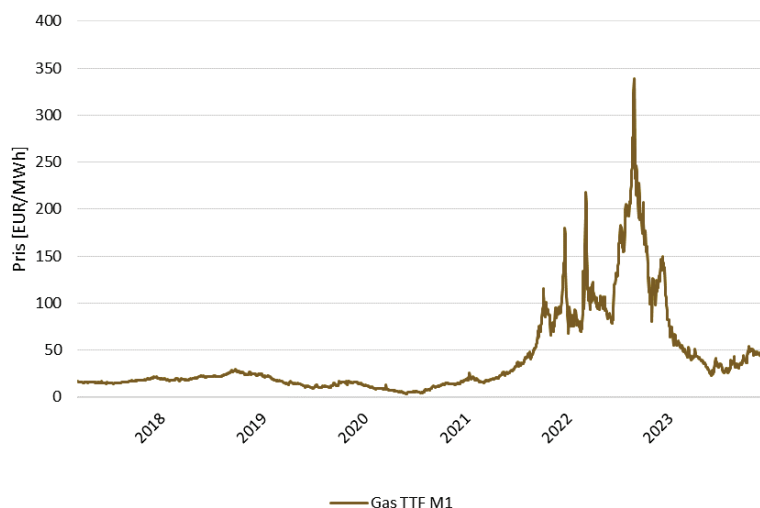
2 Prispåverkande faktorer

2.1 Bränslepriser och CO2-priser

Utvecklingen av de fossila bränslepriserna i form av kol, naturgas samt utsläppsriktpriserna är av stor betydelse för elmarknaden eftersom de påverkar de rörliga kostnaderna i fossilbränslebaserade kraftverk. Mer information om de globala energimarknaderna finns i Energimyndighetens marknadsbrev [De globala energimarknaderna](#) (energimyndigheten.se).

Priserna (månadsmedel) på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden var 36 EUR/MWh under december från att varit 46 EUR/MWh under november för TTF M1 (leverans nästa månad). Månaden inleddes med månadens högsta dagspris på 44 EUR/MWh den 1 december. Därefter sjönk priset på motsvarande kontrakt för att nå det lägsta 32 EUR/MWh den 29 december.

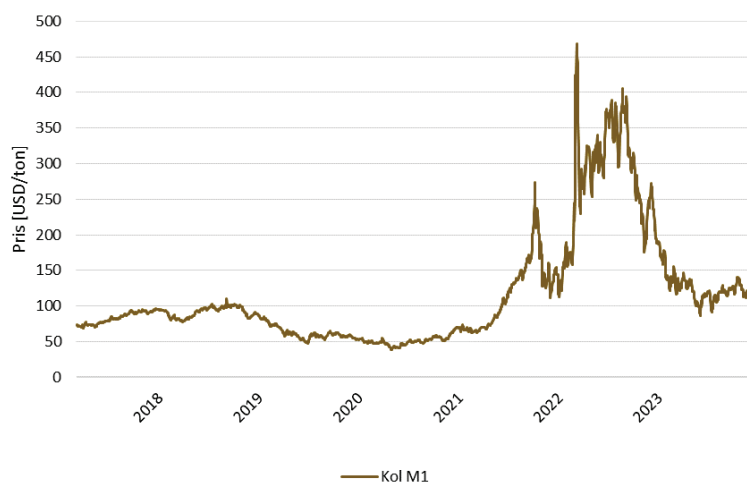
Figur 10 Dagspriser på naturgas TTF leverans nästa månad, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Det månadsgenomsnittliga priset på kol var 110 USD/ton under december vilket är 7 USD/ton lägre än föregående månad. Den 1 december var dagspriset 118 USD/ton vilket blev månadens högsta notering. Därefter sjönk priset för att nå månadens lägsta notering på 106 USD/ton under flera dagar i december. Priserna på kol följer i stort naturgaspriserna.

Figur 11 Kolpriser API2 leverans nästa månad, USD/ton



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Utsläppsrättspriset för nästkommande år (månadsmedel) är 73 EUR/ton under december och därmed 3 EUR/ton lägre än i november. Lägsta dagspriset inföll den 14 december då det var 67 EUR/ton. Därefter steg priset för att nå det högsta dagspriset på 80 EUR/ton den 28 och 29 december.

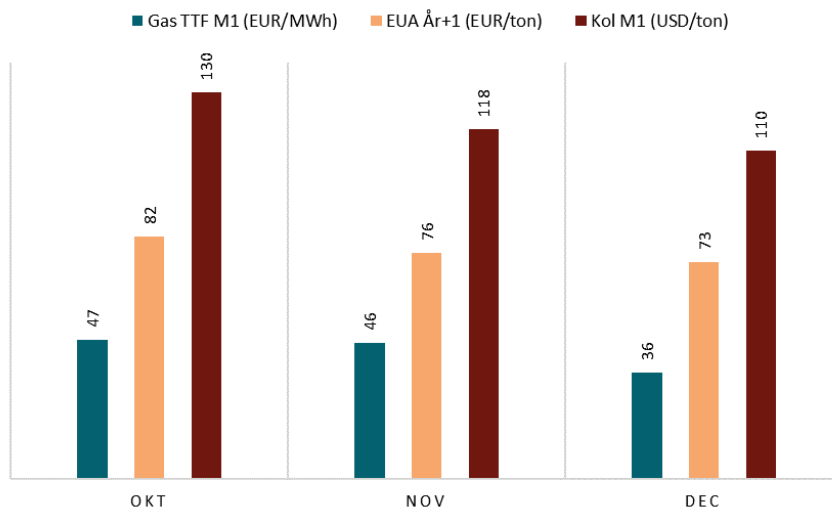
Figur 12 EU ETS, EUR/ton



Källa: SKM Market Predictor (Nord Pool, Close)

I jämförelse med november är det genomsnittliga månadspriset på naturgas, utsläppsrätter och kol lägre under december.

Figur 13 Genomsnittligt månadspris på naturgas, utsläppsätter och kol under oktober-december 2023



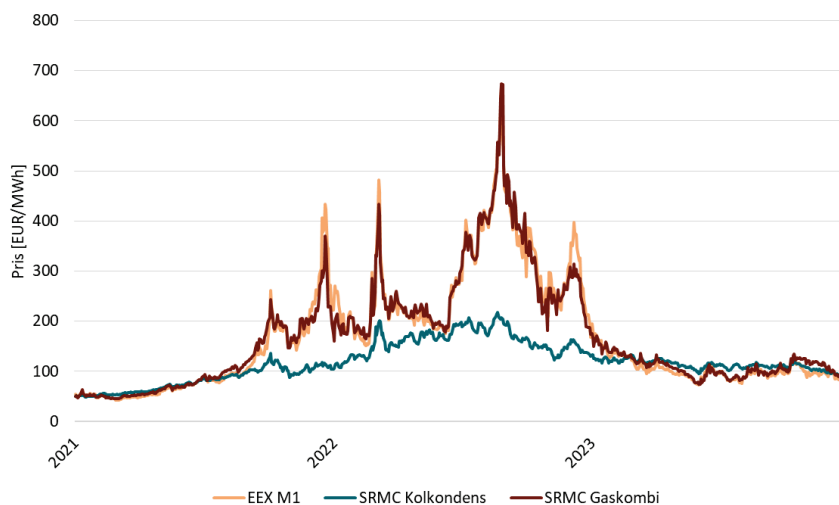
Källa: SKM Market Predictor (Spectron, mean och Nord Pool, Close)

2.2 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 13 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 utsläppsätterpriser 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 lägre i december jämfört med i november. För gaskombi är kostnaden 95 EUR/MWh vilket är en minskning med 20 EUR/MWh från föregående månad. För kolkondens är kostnaden 97 EUR/MWh, en minskning med 6 EUR/MWh. Kostnaden följer prisutvecklingen på de genomsnittliga månadspriserna på naturgas, kol och utsläppsätter som alla var lägre i december.

Figur 14 Kortsiktig marginalkostnad för kolkondens, gaskombi samt frontmånadspriset på EEX, EUR/MWh



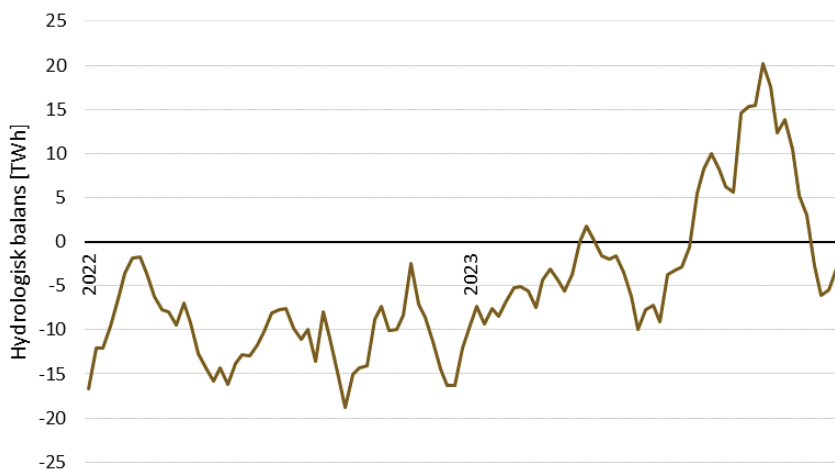
Källa: Energimyndighetens beräkningar baserade på data från SKM Market Predictor

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.

2.3 Hydrologi

Den uppskattade hydrologiska balansen² i Norden avslutade året med av vecka 52 vara -4 TWh, en förbättring från att ha varit -6 TWh under vecka 49, se Figur 15. Månaden innan (vecka 48) avslutades på -3 TWh.

Figur 15 Hydrologisk balans i Norden vecka 1 2022 till vecka 52 2023, TWh



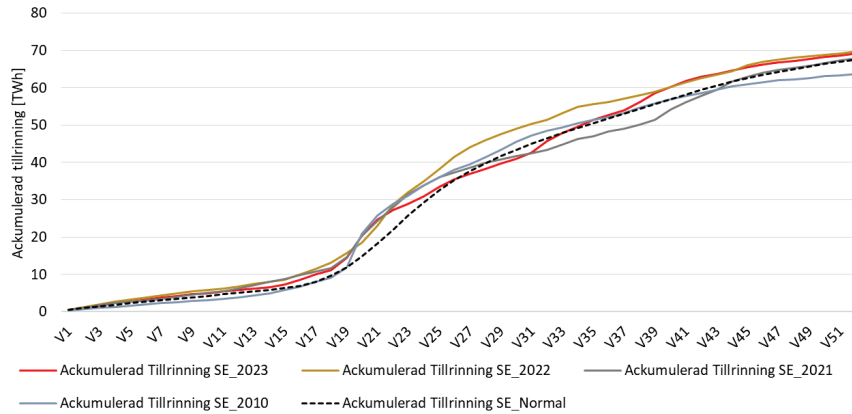
Källa: SKM Market Predictor

I Figur 16 redovisas den ackumulerade tillrinningen i Sverige per vecka för ett normalår, vecka 1–52 år 2023 samt för några historiska år. Den ackumulerade tillrinningen för 2023 är något över normalen. För vecka

² Med hydrologisk balans avses mängden vatten, översatt i elenergi fördelad på vatten- och snömagasin (inklusive markvatten) i förhållande till en normalsituation.

49–52 uppgick den genomsnittliga tillrinningen till 0,5 TWh/vecka i Sverige vilket är något under den normala tillrinningen som är 0,6 TWh för den perioden.

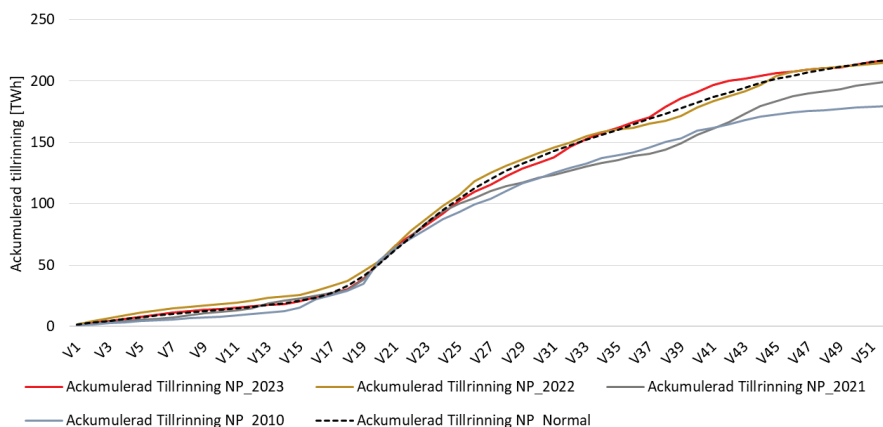
Figur 16 Ackumulerad tillrinning i Sverige, TWh



Källa: SKM Market Predictor

För Norden som helhet uppgick under vecka 49–52 den genomsnittliga tillrinningen till 1,7 TWh vilket är lägre än normala tillrinningen som är 2,1 TWh för perioden. Låga temperaturer i december gör att nederbörd delvis kommer ner som snö i stället för som regn. Trots lägre tillrinning senaste veckorna är ackumulerad tillrinning hittills i år på normala nivåer vilket redovisas i Figur 17.

Figur 17 Ackumulerad tillrinning i Norden, TWh



Källa: SKM Market Predictor

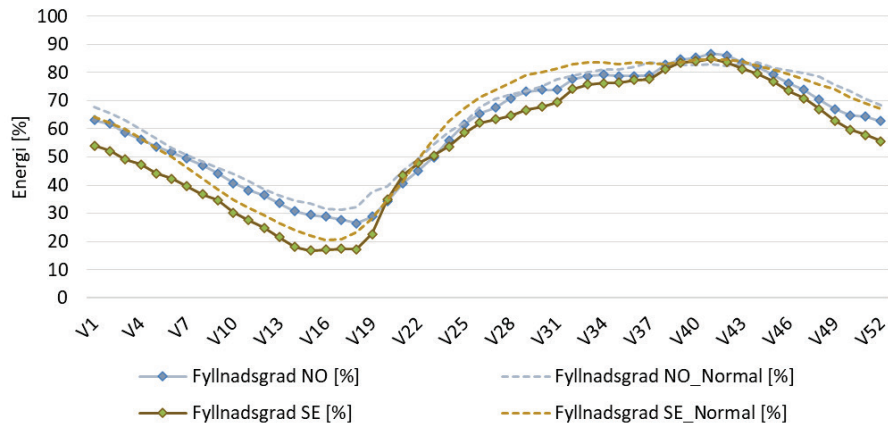
Fyllnadsgraden i de svenska magasinen låg på 56 procent vecka 52 vilket är under normalen³ som är 67 procent⁴. I Norge var fyllnadsgraden

³ Normalårsnivån för Sverige baseras på medianvärdet för åren 1960–2011 och för Norge åren 2000–2019.

⁴ 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.

63 procent vecka 52 vilket även det är under normalen som är 69 procent⁵ för aktuell vecka. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinerna 61 procent vilket är under normalen som är 68 procent för vecka 52.

Figur 18 Fyllnadsgrad i norska och svenska vattenmagasin, procent



Källa: SKM Market Predictor

2.4 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.

⁵ Enligt NVE så är medianvärdet (för de sista 20 åren) för normalen 81 procent för vecka 43.

- 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 **värme kraft**, 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 2021	Danmark 2021	Finland 2021	Norge 2021	Norden 2021	Norden 2010	Norden 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
Värme kraft	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

I Tabell 2 redovisas den installerade elproduktionskapaciteten för respektive elområde i Sverige. Störst är kapaciteten i SE3 där den uppgår till nästan 18 500 MW.

Tabell 2 Installerad kapacitet år 2021 för elområden i Sverige, MW

	SE1 2021	SE2 2021	SE3 2021	SE4 2021
Vattenkraft	5 357	8 083	2 653	314
Vind	1 892	5021	3 279	1 924
Sol	19	83	1 055	430
Kärnkraft			6 899	
Värme kraft	296	710	4 602	2 117
Totalt	7 564	13 897	18 488	4 785

Källa: Årlig energistatistik SCB/Energimyndigheten

Under december har den genomsnittliga tillgängligheten i den svenska kärnkraften uppgått till 97 procent vilket är högre än den historiska tillgängligheten för samma månad under perioden 2011–2022. Ringhals 4 var ur drift eller hade lägre produktion den första veckan i december och

Forsmark 2 hade problem i slutet av december och nu i början av januari och väntas vara i full drift 24 januari. Tillgängligheten i Finland för motsvarande månad var 98,6 procent (inklusive Olkiluoto 3⁶). Detta redovisas i Tabell 3 nedan.

Tabell 3 Status 2023-01-02 samt tillgänglighet för nordisk kärnkraft under december

Reaktor/Region	Status	Tillgänglighet [%]	Tillgänglig kapacitet, [MW]	Installerad kapacitet, [MW]	Genomsnittlig tillgänglighet 2011–2022	Faktisk/planerade revisioner
Forsmark 1	I drift	100%	990	990	96%	6 maj -27 maj 2023
Forsmark 2	I drift	96%	1 078	1 120	92%	3 sept - 14 okt 2023
Forsmark 3	I drift	100%	1 167	1 167	100%	2 juli - 22 juli 2023
Oskarshamn 3	I drift	100%	1 400	1 400	91%	15 april -9 juni 2023
Ringhals 3	I drift	100%	1 074	1 074	97%	31 maj- 19 juli 2023
Ringhals 4	I drift	85%	964	1 130	93%	2 aug -24 sept 2023
Loviisa 1	I drift	100%	507	507	99%	9 sept - 2 okt 2023
Loviisa 2	I drift	100%	502	502	100%	20 aug - 6 sept 2023
Olkiluoto 1	I drift	100%	890	890	99%	16 april - 26 april 2023
Olkiluoto 2	I drift	100%	890	890	96%	1 maj - 17 maj 2023
Olkiluoto 3	I drift	96%	1 537	1 600		Ingen under 2023
Norden		97,8%	9 462	9 670	95,6%	
Sverige		97,0%	6 673	6 881	94,6%	
Finland		98,6%	4 326	4 389	98,1%	

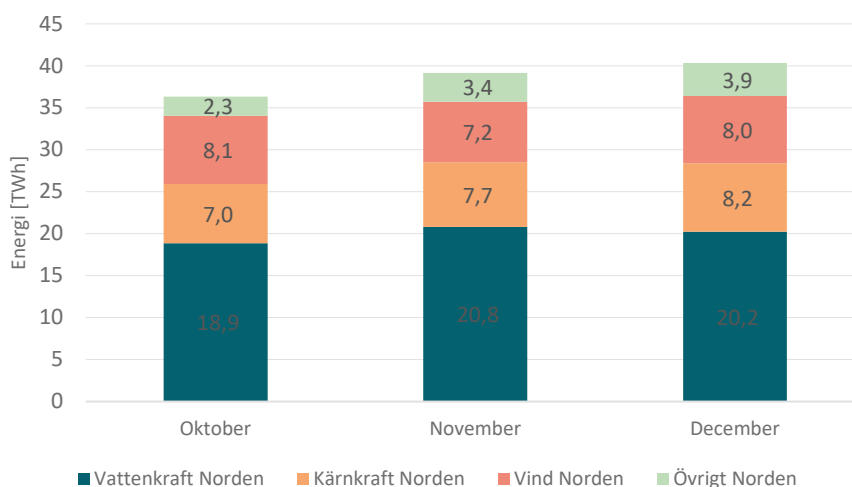
Källa: SKM Market Predictor

På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 40,3 TWh under december vilket var 1,2 TWh högre än föregående månad.

Vindkraftsproduktionen steg med 0,8 TWh. För svensk del uppgick elproduktionen till 15,7 TWh vilket var 0,4 TWh högre än föregående månad. Den nordiska samt svenska elproduktionen redovisas i Figur 19 och Figur 20 nedan.

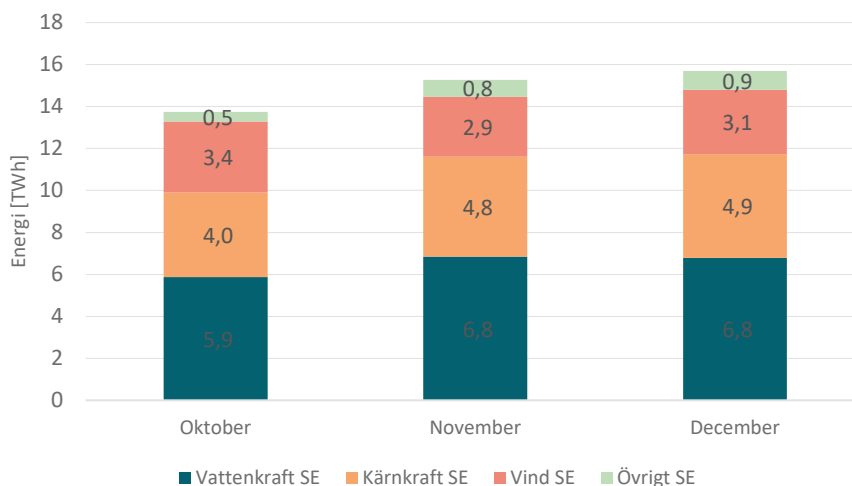
⁶ Reaktorn kommer att vara begränsad till åtminstone 1570 MW under resten av 2023 pga begränsningar i elnätet, [Nord Pool - REMIT UMM \(nordpoolgroup.com\)](https://www.nordpoolgroup.com/)

Figur 19 Elproduktion i Norden per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor

Figur 20 Elproduktion i Sverige per månad, TWh

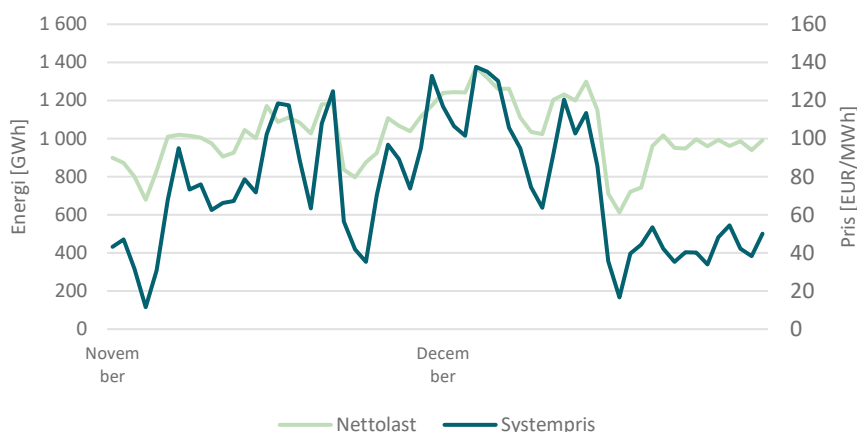


Källa: SKM Market Predictor

I Figur 21 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 21 Nettolast i Norden och systempris per dag under november och december 2023, GWh

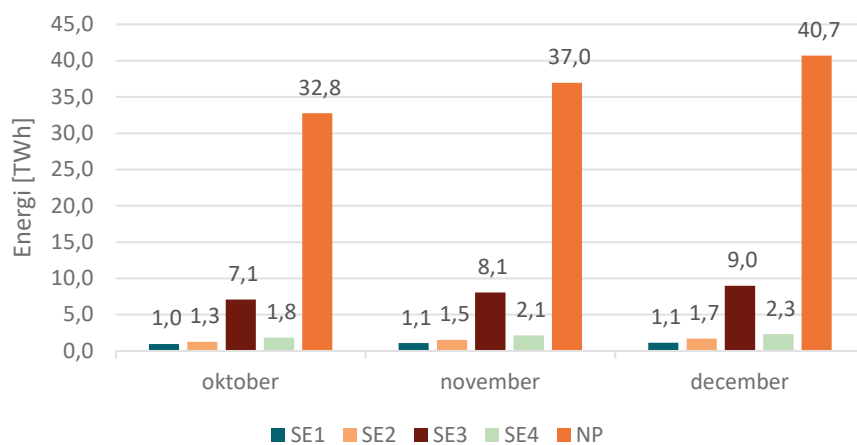


Källa: Energimyndighetens bearbetningar av data från SKM Market Predictor

2.5 Efterfrågan

Elanvändningen för Nord Pool-området (exkl. Baltikum) och Sverige var högre jämfört med föregående månad och uppgick till nästan 41 TWh. Den lägre utomhustemperaturen i december jämfört med november ökar behovet av uppvärmning och ökar därmed efterfrågan på el.

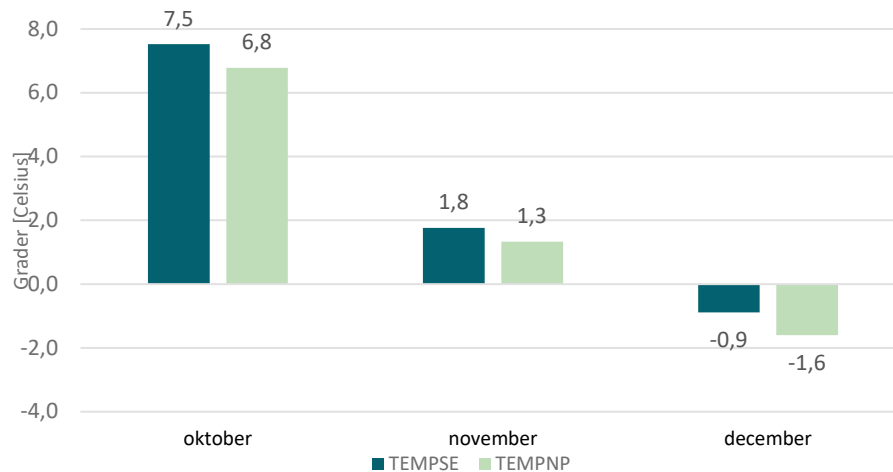
Figur 22 Elanvändning i Sverige samt Nord Pool (exkl. Baltikum), TWh



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

I Figur 23 ser man att den faktiska genomsnittstemperaturen i december, jämfört med föregående månad, var lägre 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 23 Faktisk genomsnittstemperatur för Sverige (TEMPSE) och Nord Pool (TEMPNP)

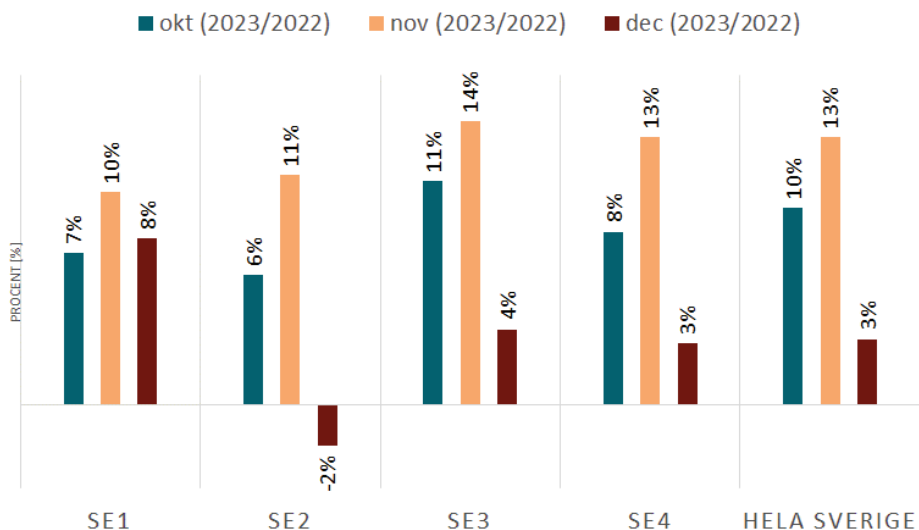


Källa: SKM Market Predictor

2.6 Elanvändning jämfört med tidigare år

Enligt statistik från eSett/Svenska kraftnät ökade den *faktiska* elanvändningen i december 2023 med tre procent jämfört med december 2022 i Sverige som helhet. Notera dock att data för delar av december 2023 är preliminär och kan komma att ändras samt att förändringen inte är kalender- och temperaturkorrigerad. Genomsnittstemperaturen var i princip densamma i år jämfört med föregående år för december däremot var elpriserna betydligt lägre.

Figur 24 Förändring av den faktiska elanvändningen jämfört med samma månad föregående år, procent



Källa: eSett (Svenska kraftnät) Not: preliminär data för delar av december 2023

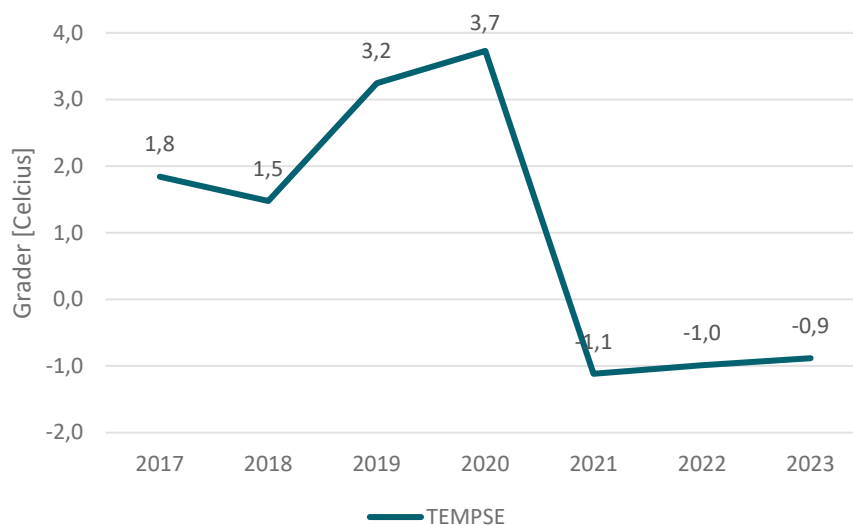
I Figur 25 redovisas hur utvecklingen av elanvändningen sett ut i respektive elområde för december sedan 2018. Det är tydligt hur elanvändningen ökat i SE1 under perioden. För SE3 och SE4 var det en kraftig nedgång under 2022 då prisnivåerna var väldigt höga och för december 2023 finns en återhämtning jämfört med föregående år.

Figur 25 Faktisk elanvändning i december månad för respektive elområde, GWh



Källa: eSett (Svenska kraftnät) Not: preliminär data för delar av december 2023

Figur 26 Genomsnittstemperatur i Sverige för december månad



Källa: SKM Market Predictor

För året som helhet var elanvändningen⁷ preliminärt 1,5 procent lägre 2023 jämfört med 2022 i Sverige som helhet. Elanvändningen ökade i SE1 medan den minskade i resterande elområden. Vintermånaderna under 2023 var också något kallare än 2022 vilket innebär att temperaturkorrigerad statistik kommer att visa en större minskning.

Figur 27 Faktisk elanvändning per år för olika elområden i Sverige



Källa: eSett (Svenska kraftnät) Not: preliminär data för delar av december 2023

⁷ Notera att elanvändningen från eSett (Svenska kraftnät) ej inkluderar egenproducerad el för industrier och exempelvis hushåll med solceller. Statistik som inkluderar denna användning publiceras i februari. För 2022 uppgick denna skillnad till ca 8 TWh.

2.7 Överföringsförbindelser och handel

Tabell 4 sammanfattas den installerade kapaciteten och tillgänglig transmission för december 2023 inom Sverige samt mellan Sverige och dess handelsländer. Tabell 5 visar motsvarande för de övriga nordiska länderna och deras icke-nordiska handelsländer.⁸

Tabell 4 Installerad kapacitet samt tillgänglighet för transmission inom Sverige och mellan Sverige och dess handelsländer, december 2023

Export-zon	Import-zon	Benämning	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad [%]	Tillgänglighet mån. 2020–2023
SE1	SE2	Snitt 1	3 300	100%	99%
SE2	SE1	Snitt 1	3 300	100%	100%
SE2	SE3	Snitt 2	7 300	99%	94%
SE3	SE2	Snitt 2	7 300	100%	100%
SE3	SE4	Snitt 4	6 200	95%	85%
SE4	SE3	Snitt 4	2 800	94%	95%
SE3	DK1	Konti-Skan 1&2	715	96%	83%
DK1	SE3	Konti-Skan 1&2	715	76%	90%
SE4	DK2	Øresund	1 300	99%	99%
DK2	SE4	Øresund	1 700	99%	98%
SE1	FI	-	1 500	80%	96%
FI	SE1	-	1 100	100%	96%
SE3	FI	Fennoskan 1&2	1 200	100%	99%
FI	SE3	Fennoskan 1&2	1 200	87%	57%
SE1	NO4	Ofoten-Porjus	600	100%	97%
NO4	SE1	Ofoten-Porjus	700	100%	94%
SE2	NO4	-	300	100%	83%
NO4	SE2	-	250	100%	70%
SE2	NO3	Nea-Järps.	1 000	91%	95%
NO3	SE2	Nea-Järps.	600	100%	99%
SE3	NO1	Hasle	2 095	93%	79%
NO1	SE3	Hasle	2 145	96%	83%
SE4	DE	Baltic cable	615	99%	95%
DE	SE4	Baltic cable	600	97%	78%
SE4	LT	NordBalt	700	100%	98%
LT	SE4	NordBalt	700	100%	98%
SE4	PL	SwePol-link	600	98%	96%
PL	SE4	SwePol-link	600	97%	97%

Källa: SKM Market Predictor

⁸ Läs mer om projekt för transmissionsnätet hos Svenska Kraftnät, [Transmissionsnätprojekt | Svenska kraftnät \(svk.se\)](https://www.svk.se/om-svk/transmissionsnatsprojekt/)

Tabell 5 Installerad kapacitet samt tillgänglighet transmission mellan de nordiska länderna och icke-nordiska, december 2023

Export-zon	Import-zon	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad [%]	Tillgänglighet mån. 2020–2023
DK1	DE	2 500	100%	83%
DE	DK1	2 500	100%	91%
DK2	DE	985	4%	43%
DE	DK2	1 000	38%	61%
FI	RU	320	0%	48%
RU	FI	1 460	0%	42%
FI	EE	1 016	67%	67%
EE	FI	1 016	67%	67%
NO2	NL	723	85%	86%
NL	NO2	723	86%	92%
NO2	DE	1 400	99%	68%
DE	NO2	1 400	99%	80%
NO2	UK	1 400	100%	79%
UK	NO2	1 400	100%	76%

Källa: SKM Market Predictor

Det pågår många projekt för att förstärka och förnya transmissionsnät inom Sverige och några till och från Norden.⁹ 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.

⁹ De projekt som går inom, till och från Sverige finns beskrivna hos Svenska Kraftnät, [Transmissionsnätsprojekt | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

Nettoexporten från Sverige uppgick till 1,8 TWh under december, vilket var knappt 1 TWh lägre än under föregående månad. Rullande 52 veckors nettoexport från Sverige med vecka 52 som senaste vecka uppgick till 28,5 TWh. Detta kan jämföras med motsvarande period 2022 vilken uppgick till 33,0 TWh nettoexport. Under 2023 har Sverige haft nettoimport under 89 timmar, i huvudsak under december. Antalet timmar kan jämföras med 201 timmar under 2022.

För Norden som helhet uppgår motsvarande siffror till 40,6 TWh för 2023 respektive 31,3 TWh nettoexport för 2022. Finland utgör den största mottagaren för svensk nettoexport på årsbasis.

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

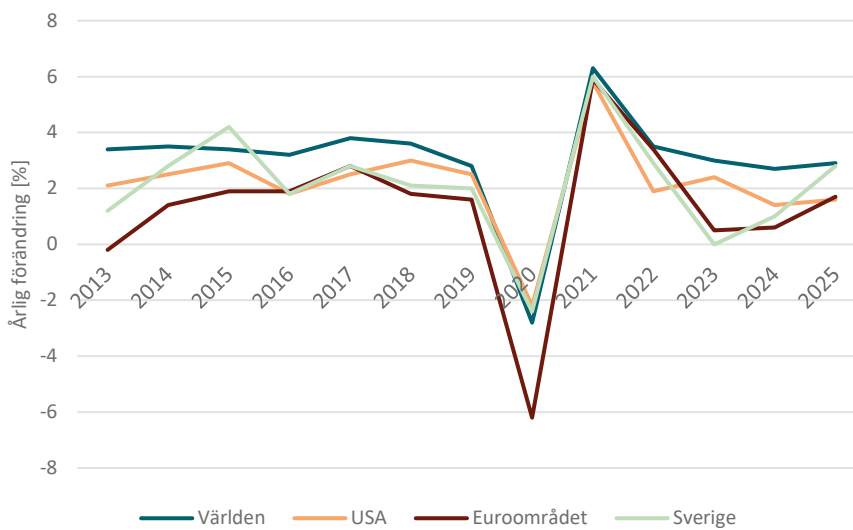
Exportörande region	Importerande region	2023 december	2023 november	2023 v. 52, 52 veckors rullande summa	2022 v. 52, 52 veckors rullande summa
SE1	FI	-0,6	-0,5	-4,9	-9,8
SE3	FI	-0,5	-0,4	-3,4	-5,2
SE3	DK1	0,1	-0,1	-1,6	-2,0
SE4	DK2	0,1	-0,5	-5,6	-5,5
SE1	NO4	0,1	0,1	1,1	3,0
SE2	NO4	0,0	0,0	0,3	0,7
SE2	NO3	-0,2	-0,2	-0,8	1,5
SE3	NO1	-0,3	-0,1	-2,1	-3,7
SE4	DE	0,0	-0,2	-2,9	-3,1
SE4	PL	0,0	-0,2	-3,7	-3,8
SE4	LT	-0,5	-0,5	-4,8	-5,0
DK1	NL	0,0	-0,1	-0,9	-1,5
DK1	DE	0,6	0,1	-3,7	-3,7
DK2	DE	0,2	0,0	-2,3	-2,4
NO2	NL	0,1	-0,1	-2,3	-1,5
NO2	DE	0,2	-0,2	-4,5	-3,9
NO2	UK	-0,2	-0,7	-8,6	-3,0
NO4	RU	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	RU	0,0	0,0	0,0	3,5
FI	EE	-0,4	-0,6	-7,0	-6,8
Nettoexport	Sverige	-1,8	-2,7	-28,5	-33,0
Nettoexport	Norden	0,0	-2,6	-40,6	-31,3

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 27 presenteras prognoser på årsnivå för BNP från Konjunkturinstitutet (KI).

Figur 28 BNP och prognos av BNP, fasta priser



Källa: KI

Konjunkturinstitutet konstaterar i sin senaste prognos (december 2023) att lågkonjunkturen fördjupas under 2024 men att Sveriges ekonomi som helhet börjar växa igen under 2024, men i en långsam takt. De skriver vidare att inflationen minskar framöver och under det andra halvåret 2024 ligger den tydligt under Riksbankens inflationsmål.

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 Commodities¹⁰, men även den största börsen i Europa (EEX¹¹) 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.

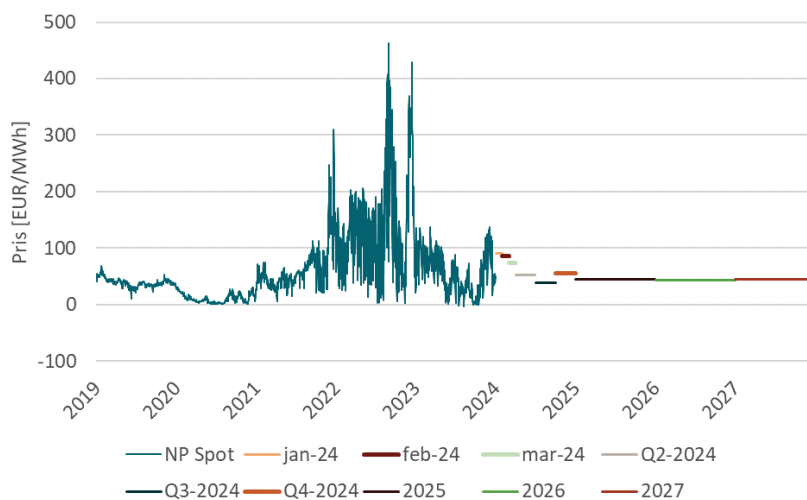
3.1 Terminspriser

Terminspriset i Norden (systempris) för februari 2023 (frontmånad) stängde på 86 EUR/MWh den 29 december. Priserna på årskontrakten för Norden 2025 och 2026 stängde på 45 EUR/MWh respektive 44 EUR/MWh. I Figur 28 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.

¹⁰ [European Commodities - Market Trading Platform | Nasdaq](#)

¹¹ [European Energy Exchange AG \(EEX\)](#)

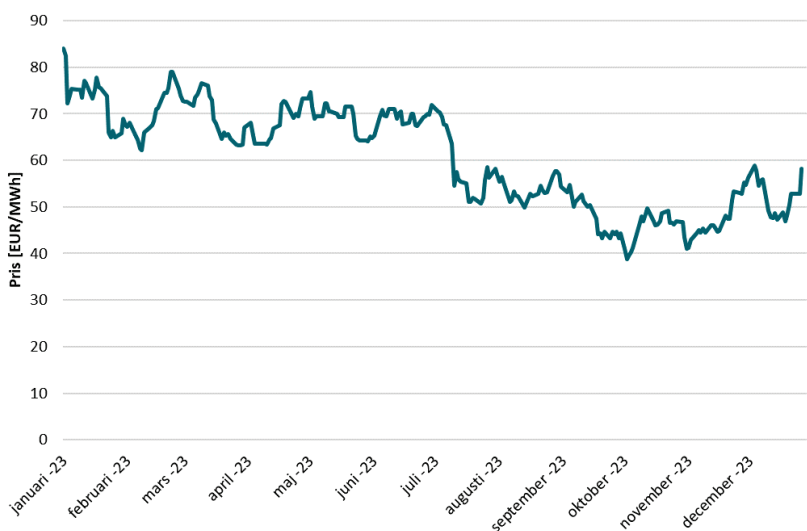
Figur 29 Systempris (dygnsmedel) samt forwardpriser för olika kontrakt, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2023-12-29

Figur 29 visar hur priset för leverans kommande år utvecklats under 2023. I slutet av december handlas årskontraktet för 2024 som högst för 58 EUR/MWh och som lägst för 47 EUR/MWh den 19 december. Vid inledningen av 2023 handlades samma kontrakt på sitt högsta pris 84 EUR/MWh. Årskontraktet för 2024 har följt en lång och ganska konsekvent fallande trend under 2023 men stiger något i slutet av året.

Figur 30 Utveckling av forwardpriset för leveranser kommande år (2024), EUR/MWh



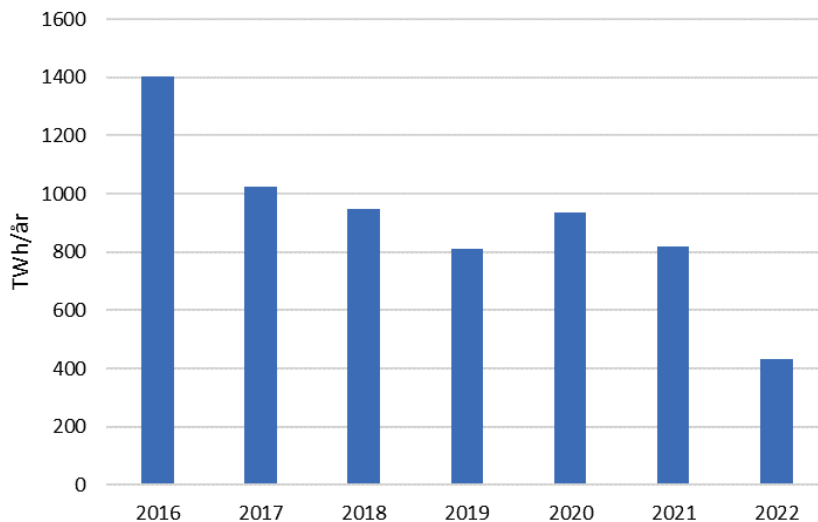
Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2023-12-29

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 30. 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 31 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 genomsnittspris¹².

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

¹² 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.

3.4 Systemprisets användning som referens diskuteras

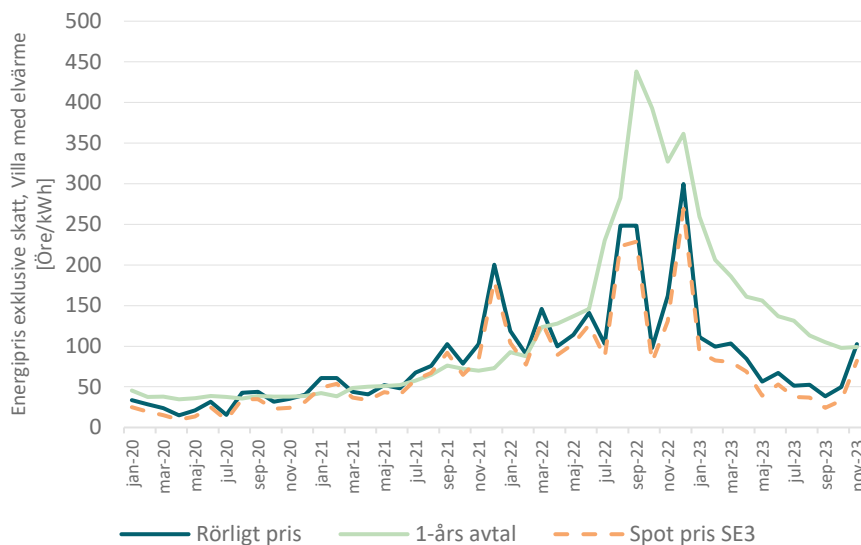
Betydande förändringar kan nu vara på gång i hur den finansiella marknaden arrangeras i Norden. Tidigare i år annonserade EEX att de har för avsikt att förvärva Nasdaq OMX Commodities verksamhet. Denna affär är just nu under prövning hos bland annat konkurrensmyndigheter. I samband med att affären lanserades 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. Om dessa planer skulle genomföras kommer den nordiska finansiella marknaden att i högre grad komma att likna hur det ser ut på de flesta andra håll i Europa.

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 31 redovisas elhandelspriset för ett rörligt avtal och ett ettårigt fastprisavtal för SE 3 för typkunden villa med elvärme¹³. 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 68 procent av alla kunder som har någon form av rörligt avtal (rörligt eller timprisavtal). Av dessa är 12 procent timprisavtal. Motsvarande siffra för SE4 är hela 79 procent (12 procent har timprisavtal) och den har ökat från 62 procent i januari 2022. Priserna på fastprisavtal steg knappt under november men är fortfarande höga i ett historiskt perspektiv. I november var det genomsnittliga priset 1 kr per kWh för ett 1-års fastprisavtal i SE3 för typkunden villa med elvärme. Motsvarande pris för SE4 låg på 1,2 kr per kWh.

Figur 32 Elhandelspris, rörligt avtal och 1-års fastprisavtal för typkunden villa med elvärme i SE3, öre per kWh, till och med november 2023

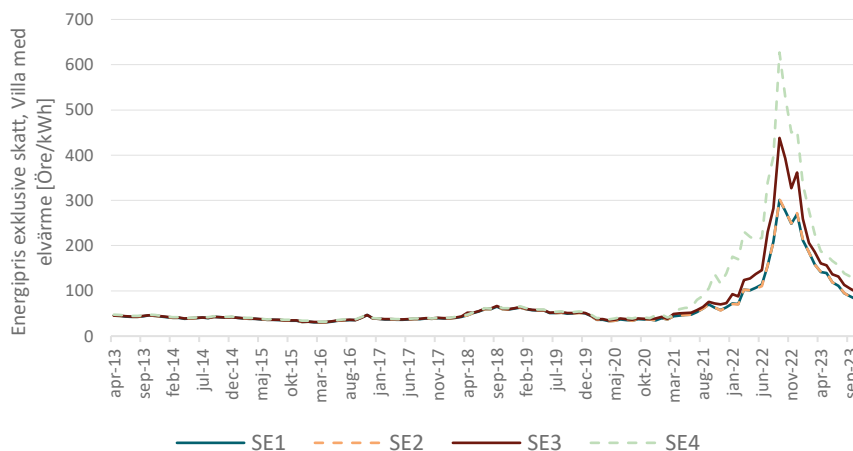


Källa: SCB, SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 32 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.

¹³ 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.

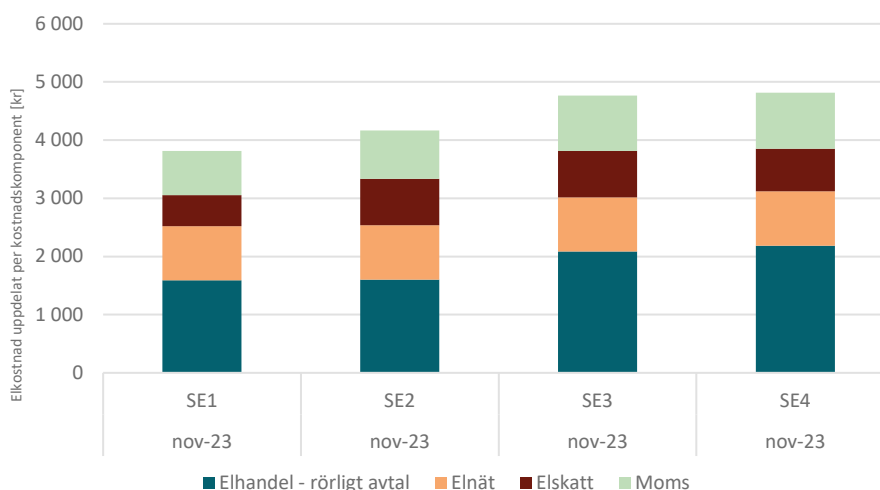
Figur 33 Rörligt elhandelspris (månadsmedel) för typkunden villa med elvärme (20 000 kWh) i respektive elområde, öre per kWh, till och med november 2023



Källa: SCB

I Figur 33 redovisas en uppskattning av den totala kostnaden för typkunden villa med elvärme i respektive elområde. I SE1 och SE2 uppgick den totala kostnaden till 3 800 kr respektive 4 200 kr medan motsvarande kostnad i SE3 och SE4 låg 4 800 kr.

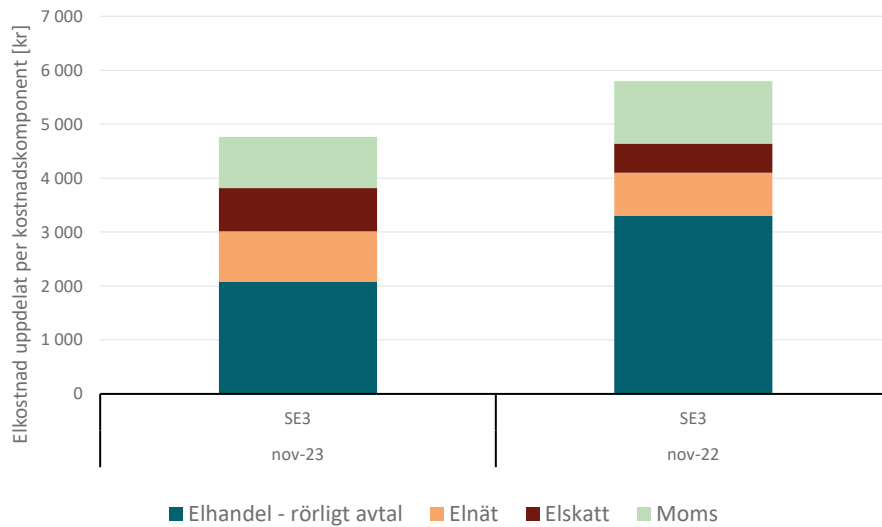
Figur 34 Totalt elkostnad för typkunden villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 2035 kWh i november) för respektive elområde. Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms



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 1000 kr lägre i jämfört med motsvarande månad föregående år under antagandet att konsumtionen var densamma. Viktigt att notera är att lika hög elanvändning antas i denna jämförelse.

Figur 35 Totalt elkostnad för villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i elområde 3 jämfört med motsvarande månad föregående år (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 2035 kWh i november). Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms.



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten.

5 Energiåret 2023: mindre turbulent – men inte lugnt

2023 var ett händelserikt år på de globala energimarknaderna, men mindre turbulent än 2022. Året har i hög grad präglats av anpassning till den nya verklighet som uppstått efter Rysslands fullskaliga invasion av Ukraina.

Läs Energimyndighetens årskrönika för de olika energimarknaderna. Där ger vi en överblick på året som gått.

[Energiåret 2023: mindre turbulent – men inte lugnt](https://energimyndigheten.se/energi-2023)
(energimyndigheten.se)