

Nuläget på elmarknaden

Juni 2023

Publicerad 2023-07-04

Nuläget på elmarknaden

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

www.energimyndigheten.se

Innehåll

Sammanfattning	5
1 Elpriser	8
1.1 Spotpriser	8
1.2 Prispåverkande faktorer	12
1.2.1 Bränslepriser och CO2-priser.....	12
1.2.2 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland.....	14
1.2.3 Hydrologi	16
1.2.4 Elproduktion.....	17
1.2.5 Efterfrågan	21
1.2.6 Elanvändning jämfört med tidigare år	22
1.2.7 Överföringsförbindelser och handel.....	23
1.2.8 Den ekonomiska utvecklingen.....	26
1.3 Terminspriser	27
2 Slutkundspriser	29

Sammanfattning

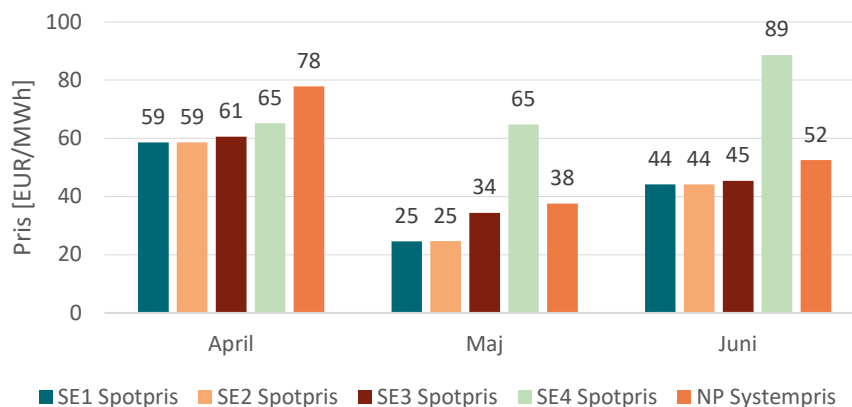
Det genomsnittliga priset för SE3 var 45 EUR/MWh under juni, en ökning med 11 EUR/MWh jämfört med maj och i SE4 var priser 89 EUR/MWh och därmed 24 EUR/MWh högre än föregående månad. I norra Sverige blev priset för juni 44 EUR/MWh vilket är 20 EUR/MWh högre än i maj.

Prisskillnaderna mellan norra och södra Sverige var något mindre i förhållande till SE3 men betydligt större jämfört med SE4 i juni.

Skillnaden mellan SE1 och SE4 var 44 EUR/MWh i juni jämfört med 40 EUR/MWh under maj. Systempriset var 52 EUR/MWh vilket är 40 procent högre än under maj.

Juni har bjudit på höga temperaturer och en lägre efterfrågan på el jämfört med maj. Den sena men kraftiga vårfloden som startade i mitten av maj har avtagit men pågår fortfarande i lugnare takt. Elproduktionen var lägre än föregående månad bland annat för att efterfrågan på el är lägre men också för att revisionsperioden startat i kärnkraftverken. Produktionen från vindkraft var lägre under juni och elexporten är fortsatt hög om än lägre än under maj. De genomsnittliga månadspriset på naturgas var oförändrat jämfört med maj medan priset på kol och utsläppsrätter steg något under juni.

Figur 1 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i april-juni 2023, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Några prispåverkande faktorer utvecklas kort nedan:

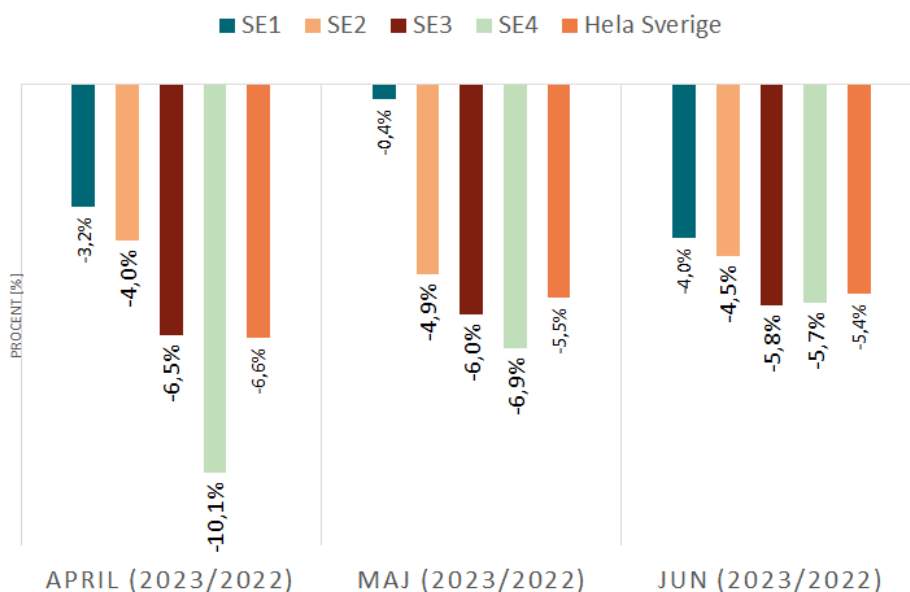
- **Högre pris på kol och utsläppsrätter under juni. Naturgaspriset relativt oförändrat:** Månadsmedelpriset för juni på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden var 32 EUR/MWh och oförändrat jämfört med maj. För kol blev priset 112 USD/ton (+2 EUR/ton) och för utsläppsrätter 88 EUR/ton (+2 EUR/ton). Särskilt höga priser på naturgas och utsläppsrättspriser utgör en viktig

drivkraft till högre elpriser i både Tyskland och Norden. Dessa påverkar den kortsiktiga marginalkostnaden (rörliga kostnaden) i fossilbaserade kraftverk. Till följd av att priset på naturgas var oförändrat men utsläppsrätterna något högre under juni är också kostnaden att producera el i gaseldade kraftverk något högre. Motsvarande kostnad att producera el i kolkraftverk ökade då priset på kol och utsläppsrätter var något högre under juni. Hur elpriset påverkas beror också på hur många timmar respektive kraftverkstyp är marginalprissättande. Under uppvärmningsperioden då elbehovet är högre blir i regel naturgas prissättande fler timmar än under sommaren.

- **Hydrologi:** Den hydrologiska balansen i Norden försämrades något under maj och uppgick till -9 TWh i slutet av vecka 25. Magasinfyllnaden i Norden är tre procentenheter lägre än det normala för årstiden men påverkas av att vårfloden var sen i år.
- **Elproduktion:** På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 28,2 TWh under juni vilket var 2,8 TWh lägre än föregående månad. Vindkraftsproduktionen minskade med 2,2 TWh och vattenkraften med 1 TWh medan kärnkraftsproduktionen ökade med 0,6 TWh. För svensk del uppgick elproduktionen till 10 TWh vilket var 1,5 TWh lägre än föregående månad.
- **Elefterfrågan:** Elanvändningen för Nord Pool-området (exkl. Baltikum) minskade i juni jämfört med föregående månad och uppgick till 25 TWh. Elanvändningen minskade i samtliga elområden i Sverige i juni jämfört med maj förutom i SE2 där den var relativt stabil.
- **Ekonomi:** Konjunkturinstitutet bedömer i sin senaste prognos (juni 2023) att svensk ekonomi går in i en lågkonjunktur 2023 som består även nästa år. De skriver vidare att hushållen pressas av den höga inflationen och höjda räntor som också slår mot bostadsbyggandet.

Enligt statistik från eSett/Svenska kraftnät så minskade den *faktiska* elanvändningen i juni 2023 med 5,4 procent jämfört med juni 2022 i Sverige som helhet. Notera dock att data för delar av juni 2023 är preliminär och kan komma att ändras. Det kan tilläggas att potentialen för exempelvis hushåll att spara el minskar då vi inte längre är i uppvärmningsperioden. Sannolikt har många hushåll haft en lägre inomhustemperatur under vintern och den potentialen finns inte när uppvärmningsbehovet försvinner under sommarhalvåret.

Figur 2 Förändring av den faktiska elanvändningen jämfört med föregående år, procent



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

Den del av elprisstödet som rör näringsidkare och juridiska personer hanteras av Skatteverket och ansökan är öppen till den 25 september 2023.²

Ett av Europeiska rådets krisåtgärder för att sänka energipriserna var att minska elanvändningen bland annat genom ett frivilligt minskningsmål på 10 procent av bruttoförbrukningen av el och ett minskningsmål på 5 procent av elförbrukningen under.³ Den uppföljning Svenska kraftnät gjort över 5-procentmålet visar på minskningar på 9 procent jämfört med referensperioden för de rapporterade månaderna december till och med mars.⁴ Energimyndighetens motsvarande uppföljning avseende 10-procent målet visar på minskningar 6-8 procent för månaderna november till maj.⁵

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

¹ eSett

² [Elstöd till företag | Skatteverket](#)

³ [Rådet enas om krisåtgärder för att sänka energipriserna - Consilium \(europa.eu\)](#)

⁴ [Rapporter och remissvar | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

⁵ [Uppföljning av elanvändning \(energimyndigheten.se\)](#)

1 Elpriser

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 så kallade 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 så kallade 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 Spotpriser

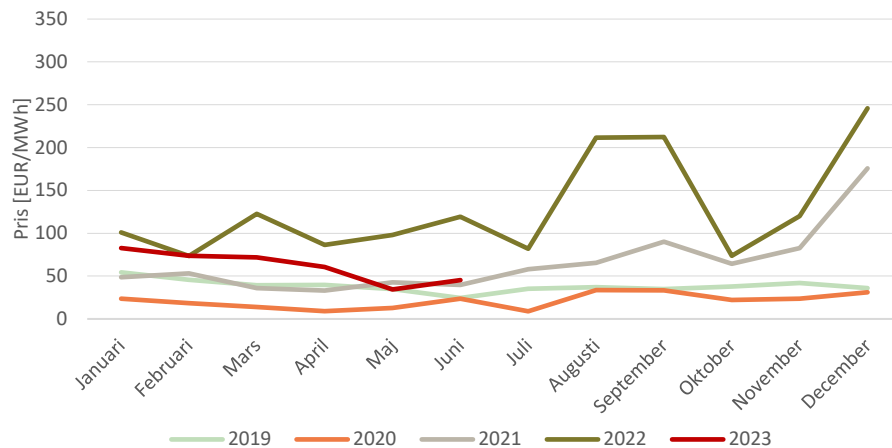
Under juni var det genomsnittliga priset 45 EUR/MWh i SE3 vilket är högre än priset under maj då det var 34 EUR/MWh. Utifrån Figur 3 nedan kan det ses att månadsmedelpriset för juni i SE3 är i nivå med priset i juni 2021 och lägre än juni 2022. I SE4 var priset 89 EUR/MWh i juni 2023 och nästan hälften av vad priset var i juni 2022. Månadsmedelpriset i SE1 och 2 var 44 EUR/MWh vilket är något lägre än under juni 2022. Några elområden i norra Norge och Finland hade ett lägre pris än SE1 och 2 under juni.

Juni har bjudit på höga temperaturer och en lägre efterfrågan på el jämfört med maj. Den sena men kraftiga vårfloden som startade i mitten av maj har avtagit men pågår fortfarande i lugnare takt. Elproduktionen var lägre än föregående månad bland annat för att efterfrågan är lägre men också för att revisionsperioden startat i kärnkraftverken. Produktionen från vindkraft var lägre under juni och elexporten är fortsatt hög om än lägre än under maj. De genomsnittliga månadspriset på naturgas var oförändrat

jämfört med maj medan priset på kol och utsläppsrätter steg något under juni.

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

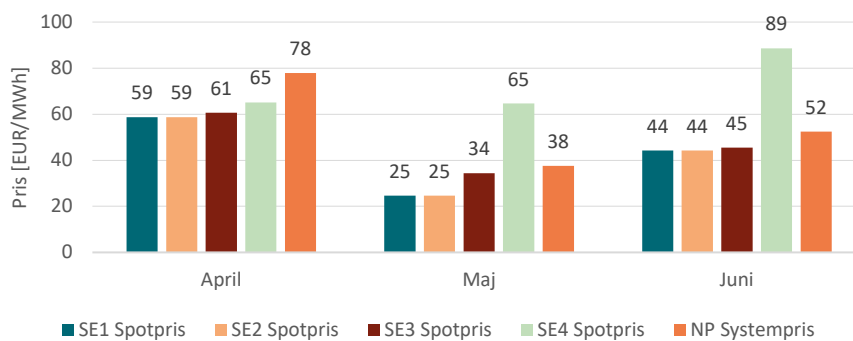
Figur 3 Månadsmedelpris spot i SE3 fram till juni 2023, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

De genomsnittliga månadspriserna är högre i samtliga elområden under juni. Jämfört med maj är priserna 32 respektive 37 procent högre för SE3 och 4. I norra Sverige är priserna 80 procent högre än i maj då det mesta av snösmältningen skedde. Prisskillnaderna mellan norra och södra Sverige var små i förhållande till SE3 och något större jämfört med SE4 i juni. Skillnad mellan SE1 och SE4 var 44 EUR/MWh jämfört med 40 EUR/MWh under maj. Systempriset var 52 EUR/MWh vilket är 40 procent högre än under maj.

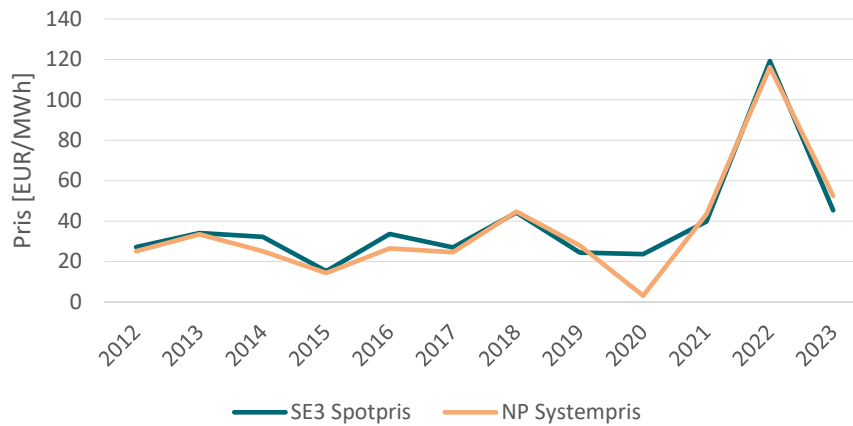
Figur 4 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i april–juni 2023, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Spotpriset för juni i SE3 har följt systempriset under perioden 2012 till 2023 med undantag för juni 2020. I juni 2023 är månadsmedelpriset i SE3 7 EUR/MWh lägre än systempriset.

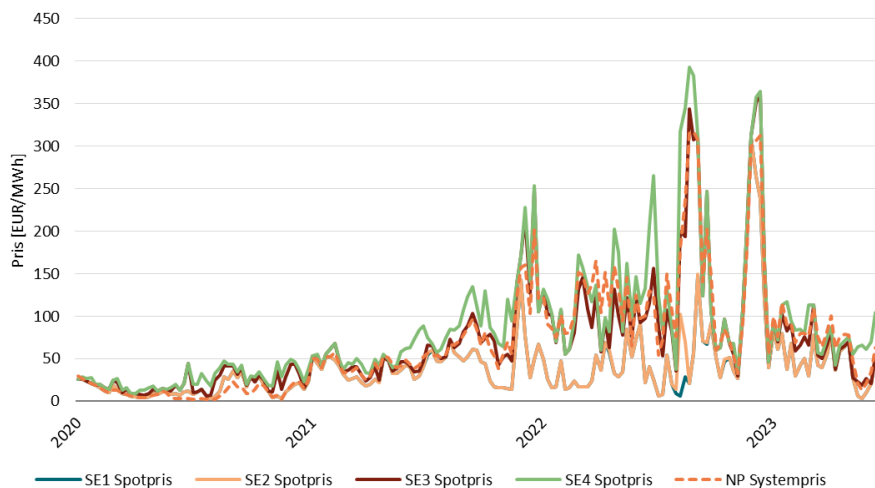
Figur 5 Månadsmedelpris spot för juni för SE3 och systempriset, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Under veckorna 23–26 uppnådde elpriserna, definierat som veckomedelvärde, sin högsta nivå under vecka 26 för SE1-3. Då var spotpriset 69 EUR/MWh i alla tre elområden. För SE4 var priset som högst 104 EUR/MWh under vecka 24. Även systempriset nådde högsta priset under samma vecka då det var 63 EUR/MWh.

Figur 6 Veckopriser fram till vecka 26 2023, EUR/MWh



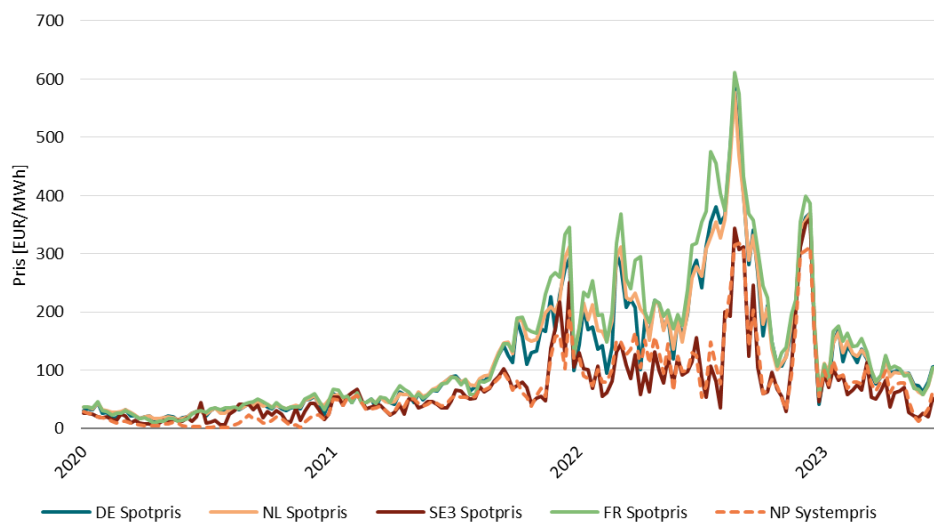
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 7 nedan redovisas genomsnittligt veckospotpriset för Nord Pool (system), SE3 samt några utvalda europeiska länder. Det högsta veckopriset under veckorna 23–26 noteras vecka 25 då det i Tyskland uppgick till 107 EUR/MWh, i Nederländerna 107 EUR/MWh och 104 EUR/MWh i Frankrike. Frankrike har sedan en tid haft problem med

kärnkraftsproduktionen och även där har revisionsperioden inletts vilket under juni gav en tillgängligheten på ungefär 51 procent. Priset i SE3 var då 45 EUR/MWh.

Det kan ses att prisnivån typiskt sett har varit högre på kontinenten, speciellt sedan hösten 2021 då priserna på naturgas började stiga men även under större delen av 2022 och inledningen av 2023.

Figur 7 Spotpriser per vecka för systempriset, elområde 3 samt i Tyskland, Nederländerna och Frankrike fram till vecka 26 2023, EUR/MWh

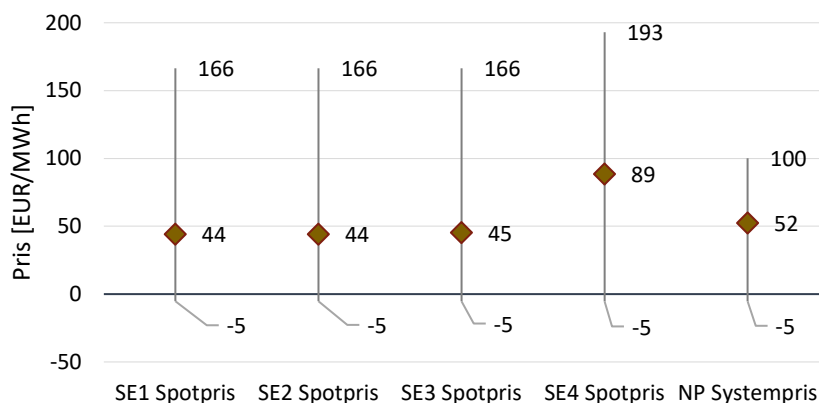


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Det högsta timpriset under juni för SE4 uppgick till 194 EUR/MWh och inträffade den 19 juni kl. 20–21. I övriga elområden var priset då 84 EUR/MWh. Högsta timpris i övriga elområden inträffade den 28 juni kl. 20-21 då det var 166 EUR/MWh. Systempriset var som högst 100 EUR/MWh den 19 juni kl. 08–09.

Som lägst var elpriset -5 EUR/MWh under tre timmar vilket inträffade söndagen den 11 juni kl. 13–16 i samtliga elområden. Systempriset nådde månadens lägsta på -5 EUR/MWh under samma timmar. Priser redovisas i Figur 8 nedan.

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



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

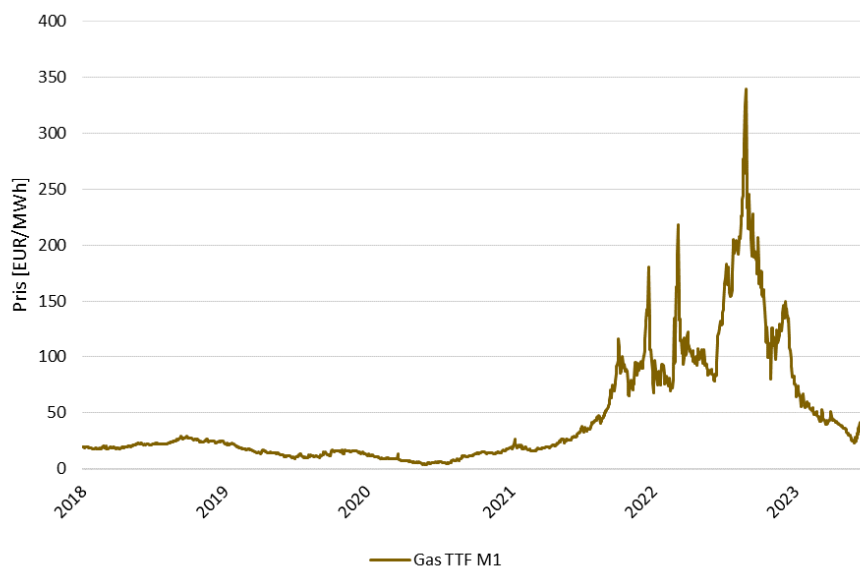
1.2 Prispåverkande faktorer

1.2.1 Bränslepriser och CO₂-priser

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

Priserna (månadsmedel) på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden är oförändrat på 32 EUR/MWh under juni från att varit samma under maj för TTF M1 (leverans nästa månad) vilket ses i Figur 12. Juni inleddes med månadens lägsta dagspris på 23 EUR/MWh den 1 juni. Som högst handlades motsvarande kontrakt för 42 EUR/MWh den 15 juni. Den tillfälliga prisökningen berodde bland annat på rapporter om att det nederländska gasfältet Groningen permanent ska stänga ned den 1 oktober 2023 vilket fick priserna att reagera. Priset sjönk sedan ner mot 35 EUR/MWh i slutet av månaden. Den europeiska naturgasmarknaden är fortsatt volatil och det finns en stor orolighet och osäkerhet inför den kommande vintern, vilket bidrar till prissvängningarna.

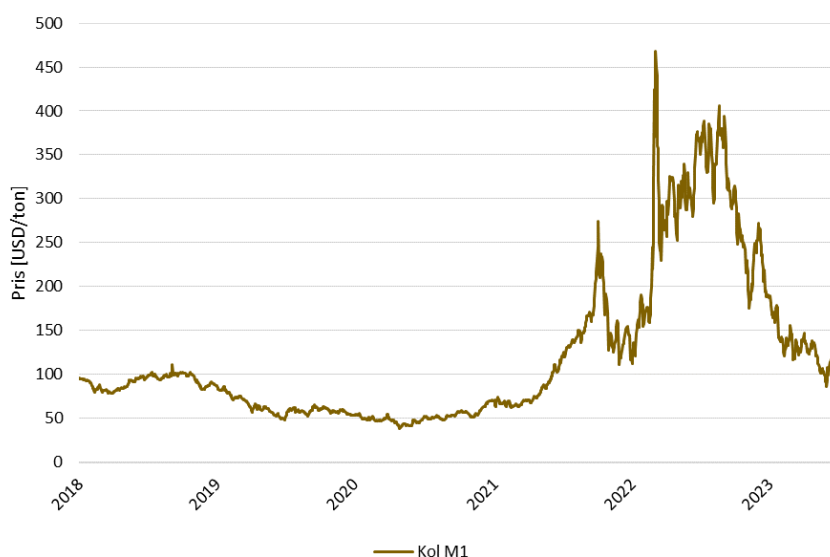
Figur 9 Dagspriser på naturgas TTF leverans nästa månad, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Det månadsgenomsnittliga priset på kol var 112 USD/ton under juni vilket är 2 USD/ton högre än föregående månad. Den 1 juni var dagspriset 87 USD/ton vilket blev månadens lägsta notering. Därefter steg priset under hela juni för att nå månadens högsta notering på 121 USD/ton de sista dagarna i juni. Priserna på kol följer i stort naturgaspriserna och den senaste tidens volatila gaspriser bedöms bidra till prisförändringar på kolmarknaden, trots fortsatt höga lagernivåer och relativt låg efterfrågan.

Figur 10 Kolpriser API2 leverans nästa månad, USD/ton



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Utsläppsrättspriset för nästkommande år (månadsmedel) är 88 EUR/ton under juni och 2 EUR/ton högre än under maj. Lägsta dagspriset var 79 EUR/ton i början av juni. Därefter steg priset för att nå det högsta priset den 20 juni då det var 95 EUR/ton.

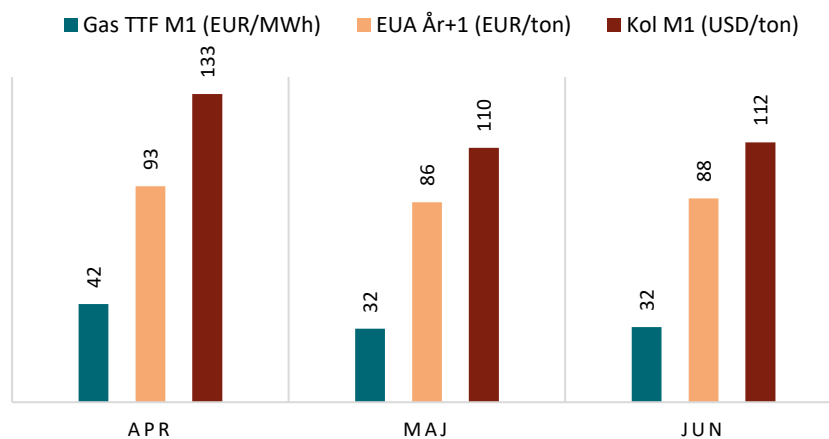
Figur 11 EU ETS, EUR/ton



Källa: SKM Market Predictor (Nord Pool, Close)

I jämförelse med maj är det genomsnittliga månadspriset på naturgas oförändrat medan priset på kol och utsläppsrätter är något högre under juni.

Figur 12 Genomsnittligt månadspris på naturgas, utsläppsrätter och kol under april-juni 2023



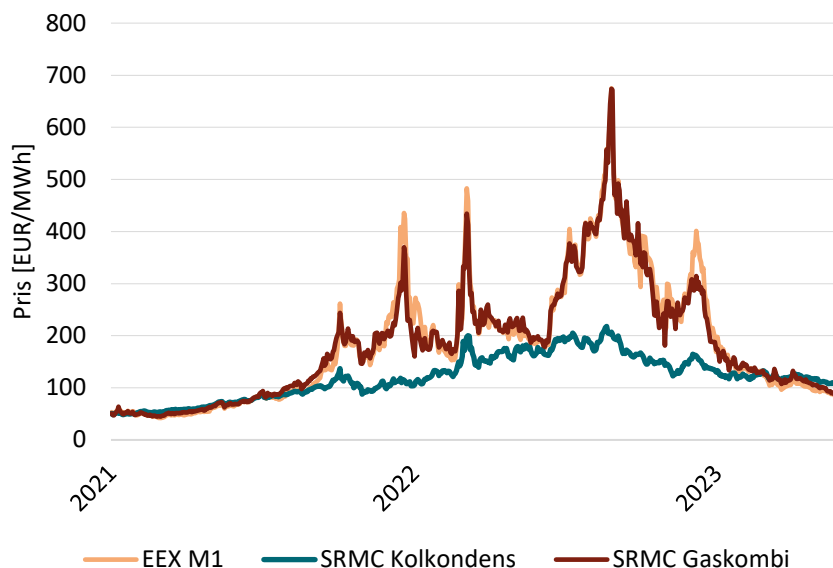
Källa: SKM Market Predictor (Spectron, mean och Nord Pool, Close)

1.2.2 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland

I ett termiskt system som exempelvis Tyskland påverkar fossila bränslepriser samt priserna på utsläppsrätter den kortsiktiga marginalkostnaden (rörliga kostnaden) i fossilbaserade kraftverk. Detta påverkar elpriserna eftersom kol- och naturgasbaserade kraftverk är prissättande för många timmar. Under de timmar då Norden importerar från exempelvis kontinenten kan därmed termiska kraftverk bli prissättande, via import, på den nordiska elmarknaden. 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 utsläppsrättspriser utgjort en viktig drivkraft till de högre elpriserna sedan hösten 2021 i både Tyskland och Norden.

För juni steg den genomsnittliga kortsiktiga marginalkostnaden för både gaskombi och kolkondens i jämförelse med maj. För gaskombi är kostnaden 94 EUR/MWh under juni vilket är en liten ökning med 2 EUR/MWh från föregående månad. För kolkondens är kostnaden 110 EUR/MWh, även det en ökning med 2 EUR/MWh från maj. Kostnaden följer prisutvecklingen på de genomsnittliga månadspriserna som steg för kol och utsläppsrätter medan priset på naturgas var oförändrat under juni.

Figur 13 Kortsiktig marginalkostnad för kolkondens, gaskombi samt frontmånadspriset på EEX, EUR/MWh



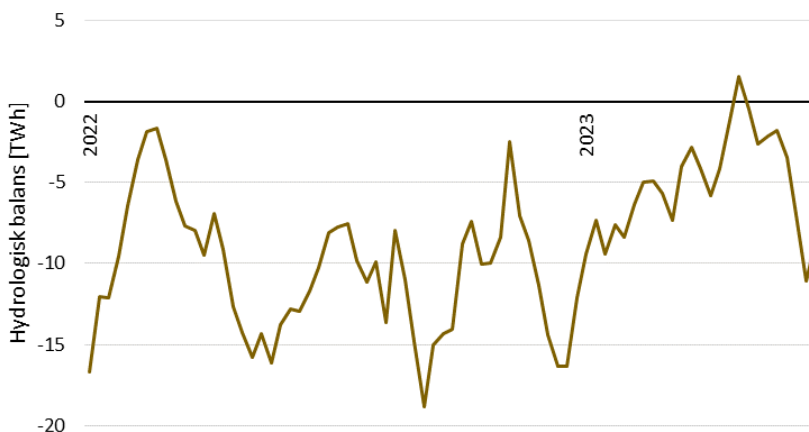
Källa: Energimyndighetens beräkningar baserade på data från SKM Market Predictor

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.

1.2.3 Hydrologi

Den hydrologiska balansen⁶ i Norden uppskattas uppgå till -9 TWh vecka 25, se Figur 14. Den hydrologiska balansen är lägre än månaden innan (vecka 21) då den var minus 2 TWh.

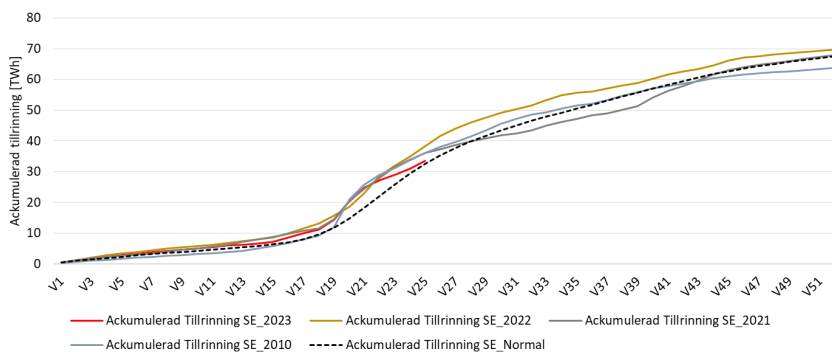
Figur 14 Hydrologisk balans i Norden vecka 1 2022 till vecka 25 2023, TWh



Källa: SKM Market Predictor

I Figur 15 nedan redovisas den ackumulerade tillrinningen i Sverige per vecka för ett normalår, vecka 1–25 år 2023 samt för några historiska år. Den ackumulerade tillrinningen vecka 25 i år är något över normalen. För vecka 22–25 uppgick den genomsnittliga tillrinningen till 2,2 TWh/vecka i Sverige vilket är under den normala tillrinningen som är 3,6 TWh för den perioden.

Figur 15 Ackumulerad tillrinning i Sverige, TWh

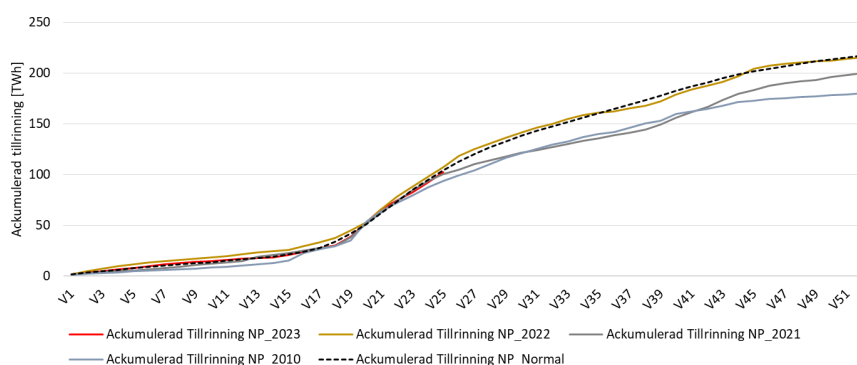


Källa: SKM Market Predictor

För Norden som helhet uppgick under vecka 22–25 den genomsnittliga tillrinningen till 9,2 TWh vilket är lite lägre än den normala tillrinningen som är 10,5 TWh för perioden. Detta redovisas i Figur 16 nedan.

⁶ Med hydrologisk balans avses mängden vatten, översatt i elenergi fördelad på vatten- och snömagasin (inklusive markvatten) i förhållande till en normalsituation.

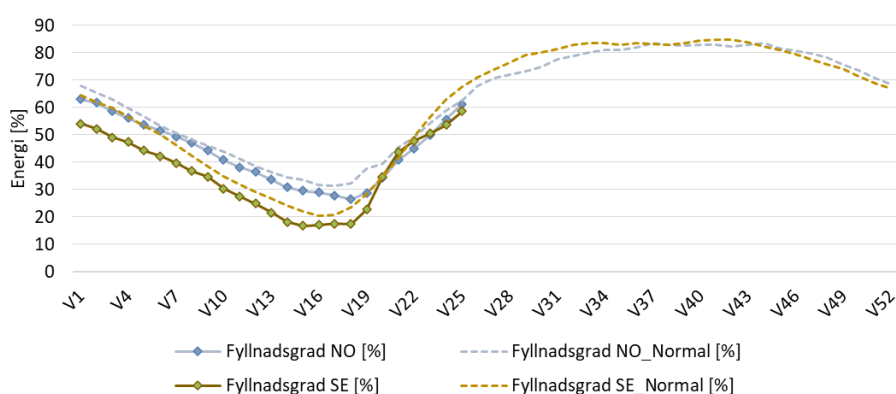
Figur 16 Ackumulerad tillrinning i Norden, TWh



Källa: SKM Market Predictor

Fyllnadsgraden i de svenska magasinerna låg på 59 procent vecka 25 vilket är under normalen⁷ som är 68 procent. I Norge var fyllnadsgraden 61 procent samma vecka vilket är något under normalen som ligger på 63 procent. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinerna 61 procent vilket är 3 procentenheter lägre än normalen. Den sena vårfloden påverkar att det nu ser ut att vara lägre nivåer än den historiska normalnivån.

Figur 17 Fyllnadsgrad i norska och svenska vattenmagasin, procent



Källa: SKM Market Predictor

1.2.4 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

⁷ Normalårsnivån för Sverige baseras på medianvärdet för åren 1960–2011 och för Norge åren 2000–2019.

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 **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	
Värmekraft	296	710	4 602	2 117
Totalt	7 564	13 897	18 488	4 785

Källa: Årlig energistatistik SCB/Energimyndigheten

Under juni har den genomsnittliga tillgängligheten i den svenska kärnkraften uppgått till 73 procent vilket är högre än den historiska tillgängligheten för samma månad under perioden 2011–2022. Ringhals 3 har haft revision under juni och den förlängdes till 19 juli och den 2 juli startade revisionen för Forsmark 3. Tillgängligheten i Finland för motsvarande månad var 88 procent (inklusive Olkiluoto 3⁸). Detta redovisas i Tabell 3 nedan.

Tabell 3 Status 2023-07-03 samt tillgänglighet för nordisk kärnkraft under juni

Reaktor/Region	Status	Tillgänglighet [%]	Tillgänglig kapacitet, [MW]	Installerad kapacitet, [MW]	Genomsnittlig tillgänglighet maj 2011–2022	Faktisk/planerade revisioner
Forsmark 1	I drift	100%	988	990	81%	6 maj -27 maj 2023
Forsmark 2	I drift	95%	1 062	1 120	68%	3 sept - 14 okt 2023
Forsmark 3	Revision	100%	1 167	1 167	87%	2 juli - 22 juli 2023
Oskarshamn 3	I drift	51%	709	1 400	60%	15 april -9 juni 2023
Ringhals 3	Revision	0%	0	1 074	56%	31 maj- 19 juli 2023
Ringhals 4	I drift	99%	1 115	1 130	75%	2 aug -8 sept 2023
Loviisa 1	I drift	100%	507	507	100%	9 sept - 27 sept 2023
Loviisa 2	I drift	100%	502	502	100%	20 aug - 6 sept 2023
Olkiluoto 1	I drift	100%	886	890	91%	16 april - 26 april 2023
Olkiluoto 2	I drift	100%	890	890	71%	1 maj - 17 maj 2023
Olkiluoto 3	I drift	89%	1 424	1 600		Ingen under 2023
Norden		80,9%	7 826	9 670	75,5%	
Sverige		73,2%	5 040	6 881	70,6%	
Finland		95,9%	4 209	4 389	87,6%	

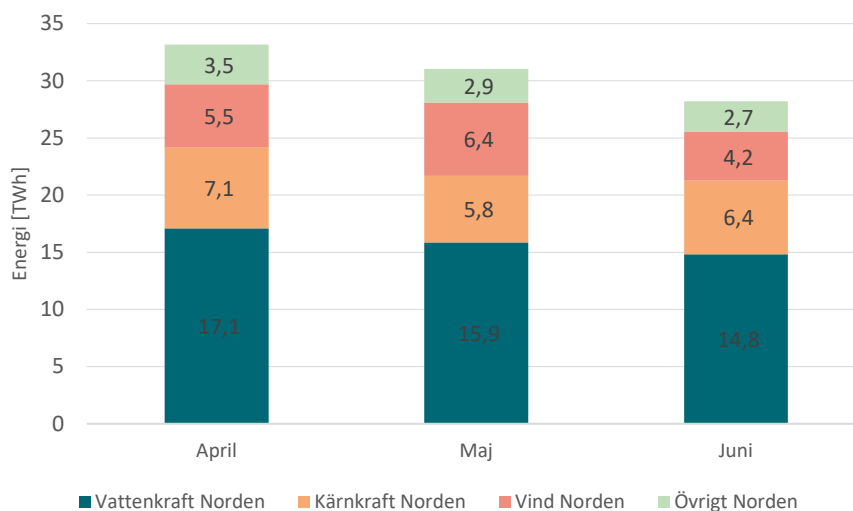
Källa: SKM Market Predictor

⁸ 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/)

På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 28,2 TWh under juni vilket var 2,8 TWh lägre än föregående månad.

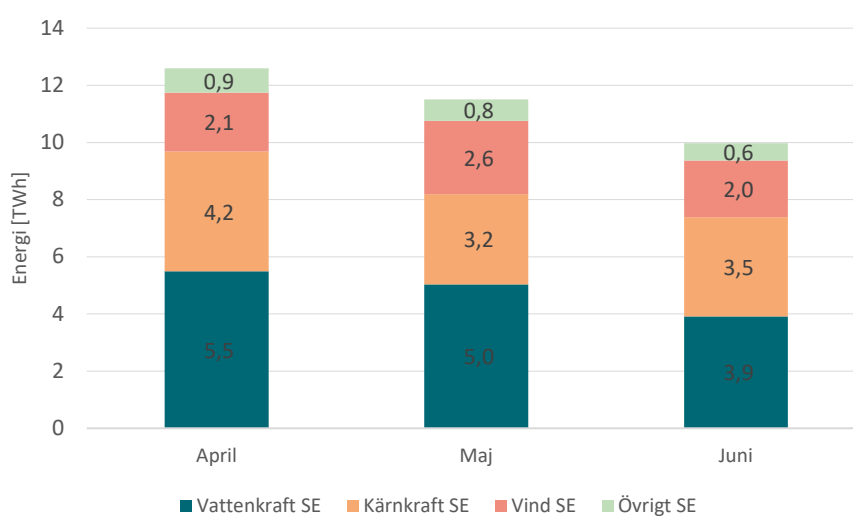
Vindkraftsproduktionen minskade med 2,2 TWh. För svensk del uppgick elproduktionen till 10 TWh vilket var 1,5 TWh lägre än föregående månad. Den nordiska samt svenska elproduktionen redovisas i Figur 18 och Figur 19 nedan.

Figur 18 Elproduktion i Norden per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor

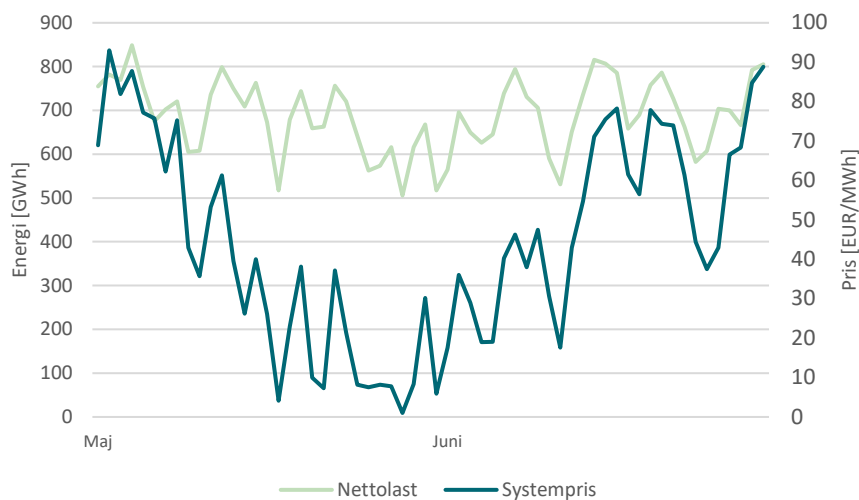
Figur 19 Elproduktion i Sverige per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor

I Figur 20 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 20 Nettolast i Norden och systempris per dag under maj och juni 2023, GWh

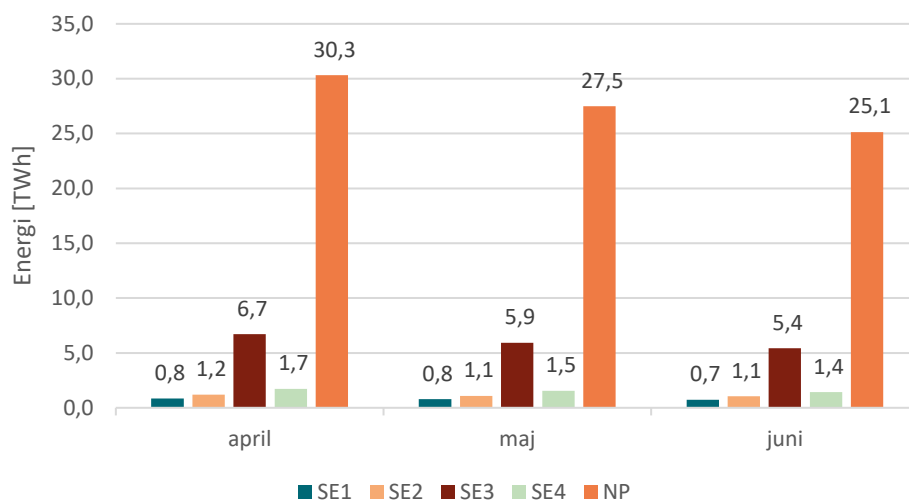


Källa: Energimyndighetens bearbetningar av data från SKM Market Predictor

1.2.5 Efterfrågan

Elanvändningen för Nord Pool-området (exkl. Baltikum) minskade i juni jämfört med föregående månad och uppgick till 25 TWh. Elanvändningen minskade i samtliga elområden i Sverige i juni jämfört med maj förutom i SE2 där den var relativt stabil. En viktig förklaring till minskningarna i maj och juni jämfört med april är lägre uppvärmningsbehov när utomhustemperaturen stiger.

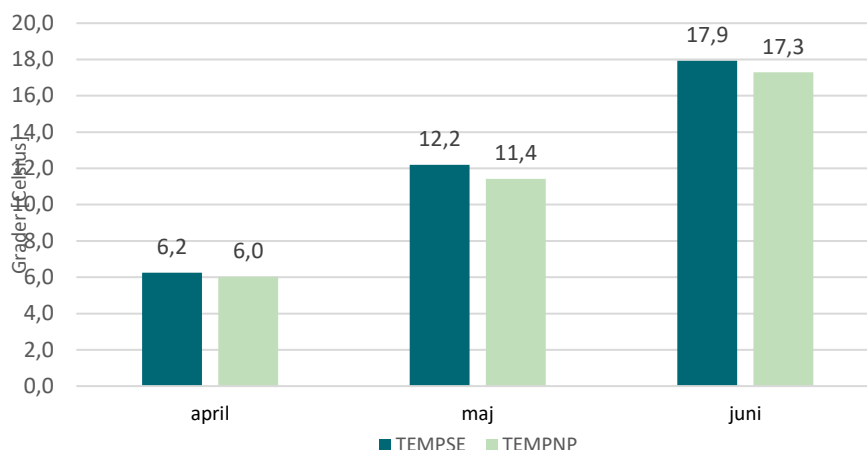
Figur 21 Elanvändning i Sverige samt Nord Pool (exkl. Baltikum), TWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 22 ser man att den faktiska genomsnittstemperaturen i juni, jämfört med föregående månad, var betydligt högre i Sverige (TEMPSE) och Nord Pool-området (TEMPNP). För Sverige uppgick genomsnittstemperaturen till 17,9 °C i maj jämfört med 12,2 °C i april. Under uppvärmningssäsongen innebär i regel högre genomsnittstemperaturer minskat behov av uppvärmning och därmed minskad efterfrågan på el för uppvärmning men under sommaren kan ökade temperaturer innebära ökad efterfrågan på kyla och därmed el.

Figur 22 Faktisk genomsnittstemperatur för Sverige (TEMPSE) och Nord Pool (TEMPNP)



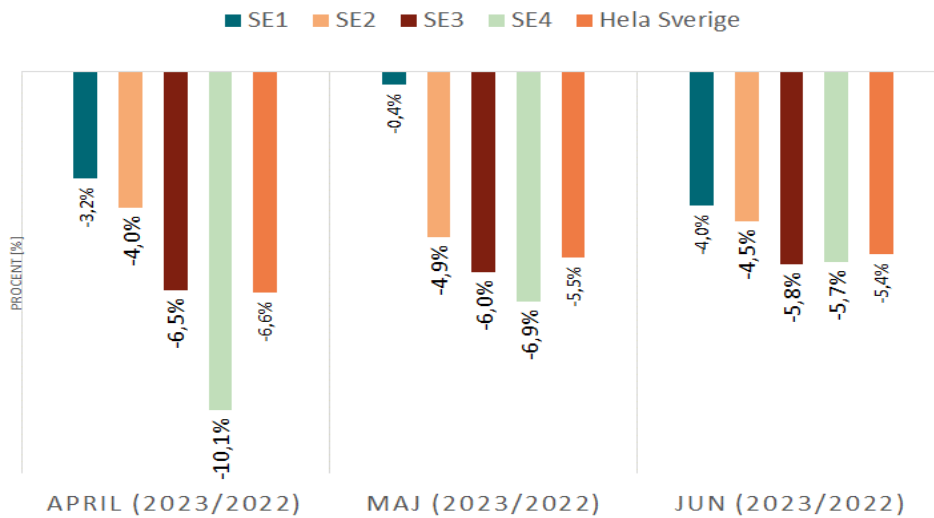
Källa: SKM Market Predictor

1.2.6 Elanvändning jämfört med tidigare år

Enligt statistik från eSett/Svenska kraftnät så minskade den *faktiska* elanvändningen i juni 2023 med 5,4 procent jämfört med juni 2022 i

Sverige som helhet. Notera dock att data för delar av juni 2023 är preliminär och kan komma att ändras. Det kan tilläggas att potentialen för exempelvis hushåll att spara el minskar när vi inte längre är i uppvärmningsperioden. Sannolikt har många hushåll haft en lägre inomhustemperatur under vintern och den potentialen finns inte när uppvärmningsbehovet försvinner under sommarhalvåret.

Figur 23 Förändring av den *faktiska* elanvändningen jämfört med föregående år, procent



Källa: eSett (Svenska kraftnät)⁹ Not: preliminär data för delar av juni 2023

⁹ eSett

1.2.7 Överföringsförbindelser och handel

Tabell 4 sammanfattas den installerade kapaciteten och tillgänglig transmission för juni 2023 inom Sverige samt mellan Sverige och dess handelsländer. Tabell 5 visar motsvarande för de övriga nordiska länderna och deras icke-nordiska handelsländer.¹⁰

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

Export-zon	Import-zon	Benämning	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad [%]	Tillgänglighet mån. 2018–2022
SE1	SE2	Snitt 1	3 300	95%	91%
SE2	SE1	Snitt 1	3 300	100%	100%
SE2	SE3	Snitt 2	7 300	80%	80%
SE3	SE2	Snitt 2	7 300	100%	100%
SE3	SE4	Snitt 4	6 200	59%	70%
SE4	SE3	Snitt 4	2 800	98%	96%
SE3	DK1	Konti-Skan 1&2	715	92%	71%
DK1	SE3	Konti-Skan 1&2	715	93%	73%
SE4	DK2	Øresund	1 300	97%	77%
DK2	SE4	Øresund	1 700	77%	63%
SE1	FI	-	1 500	85%	96%
FI	SE1	-	1 100	91%	91%
SE3	FI	Fennoskan 1&2	1 200	98%	97%
FI	SE3	Fennoskan 1&2	1 200	12%	64%
SE1	NO4	Ofoten-Porjus	600	52%	52%
NO4	SE1	Ofoten-Porjus	700	62%	60%
SE2	NO4	-	300	33%	45%
NO4	SE2	-	250	40%	36%
SE2	NO3	Nea-Järps.	1 000	69%	48%
NO3	SE2	Nea-Järps.	600	100%	85%
SE3	NO1	Hasle	2 095	87%	49%
NO1	SE3	Hasle	2 145	49%	66%
SE4	DE	Baltic cable	615	99%	91%
DE	SE4	Baltic cable	600	100%	67%
SE4	LT	NordBalt	700	99%	84%
LT	SE4	NordBalt	700	100%	69%
SE4	PL	SwePol-link	600	97%	85%
PL	SE4	SwePol-link	600	100%	58%

Källa: SKM Market Predictor

¹⁰ 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, juni 2023

Export-zon	Import-zon	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad [%]	Tillgänglighet mån. 2018–2022
DK1	DE	2500	86%	69%
DE	DK1	2500	91%	86%
DK2	DE	985	60%	73%
DE	DK2	1000	68%	76%
FI	RU	320	0%	81%
RU	FI	1460	0%	84%
FI	EE	1016	77%	95%
EE	FI	1016	77%	93%
NO2	NL	723	86%	68%
NL	NO2	723	86%	78%
NO2	DE	1400	75%	76%
DE	NO2	1400	76%	93%
NO2	UK	1400	94%	68%
UK	NO2	1400	94%	50%

Källa: SKM Market Predictor

Följande överföringsförbindelser mellan Norden och länder utanför Norden har tagits i bruk:

NordLink: Sedan den 31 mars 2021 har en ny överföringsförbindelse tagits i bruk mellan Norge (NO2) och Tyskland. Kabeln som benämns Nord Link har en kapacitet på 1 400 MW i båda riktningarna.

North Sea Link: Sedan 21 oktober 2022 är North Sea Link i kommersiell drift. Kabeln går mellan Norge (NO2) och Storbritannien. Kapaciteten uppgår till 1 400 MW i båda riktningarna.

Sammantaget har den ökade marknadskopplingen mellan Norge och Tyskland genom NordLink-kabeln påverkat prisnivån uppåt i Nord Pool-området. Detta på grund av att höga kontinentala elpriser drivna av höga fossilbränslepriser i sin tur har genererat ökad export från Norden via Norge till Tyskland. Några planerade överföringsförbindelser mellan Norden och icke-nordiska länder kan vara värda att nämnas:

Hansa PowerBridge: Denna kabel planeras mellan SE4 (Hurva station) och Tyskland (Güstrow) och har en planerad driftstart 2028/2029. Kapaciteten uppgår till 700 MW i båda riktningarna.

Viking Link: Överföringsförbindelsen som planeras mellan Danmark (DK1) och Storbritannien ägs och utvecklas av ländernas respektive stamnätsoperatör, Energinet och National Grid. Projektet som är under

konstruktion väntas driftsättas i december 2023. Kapaciteten uppgår till 1 400 MW i båda riktningarna.

Nettoexporten från Sverige uppgick till 1,6 TWh under juni, vilket var lägre än under föregående månad. Rullande 52 veckors nettoexport från Sverige med vecka 26 som senaste vecka uppgick till 31,5 TWh. Detta kan jämföras med motsvarande period 2021–2022 vilken uppgick till 29,7 TWh nettoexport. För Norden som helhet uppgår motsvarande siffror till 36,8 TWh respektive 27,4 TWh nettoexport. Finland utgör den viktigaste mottagaren för svensk nettoexport.

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

Exportörande region	Importerande region	2023 juni	2023 maj	2023 v 26, 52 veckors rullande summa	2022 v 26, 52 veckors rullande summa
SE1	FI	-0,3	-0,2	-7,8	-9,6
SE3	FI	-0,1	0,0	-4,2	-4,6
SE3	DK1	-0,3	-0,1	-1,8	-1,9
SE4	DK2	-0,5	-0,4	-5,0	-5,3
SE1	NO4	0,2	0,0	2,3	2,3
SE2	NO4	0,0	0,0	0,5	0,5
SE2	NO3	0,2	-0,2	0,0	1,3
SE3	NO1	0,0	-0,5	-3,7	-2,0
SE4	DE	-0,1	-0,2	-2,9	-2,7
SE4	PL	-0,3	-0,4	-4,0	-3,4
SE4	LT	-0,5	-0,4	-5,0	-4,3
DK1	NL	0,1	0,0	-0,7	-2,7
DK1	DE	-0,5	-0,5	-4,4	-2,6
DK2	DE	-0,2	-0,1	-2,4	-2,1
NO2	NL	-0,2	-0,2	-1,7	-3,0
NO2	DE	-0,5	-0,4	-3,9	-3,7
NO2	UK	-0,7	-0,9	-5,4	-3,6
NO4	RU	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	RU	0,0	0,0	0,1	7,9
FI	EE	-0,5	-0,7	-6,5	-7,2
Nettoexport	Sverige	-1,6	-2,5	-31,5	-29,7
Nettoexport	Norden	-3,4	-3,8	-36,8	-27,4

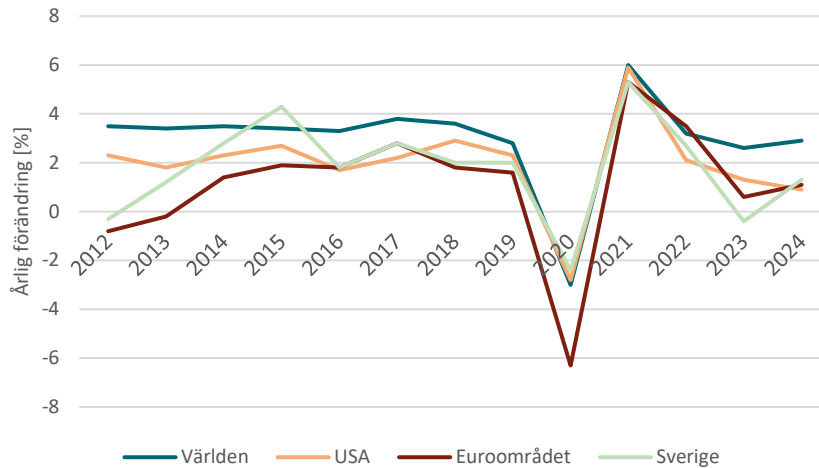
Källa: SKM Market Predictor

1.2.8 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 24 presenteras prognoser på årsnivå för BNP från Konjunkturinstitutet (KI).

Figur 24 BNP och prognos av BNP, fasta priser



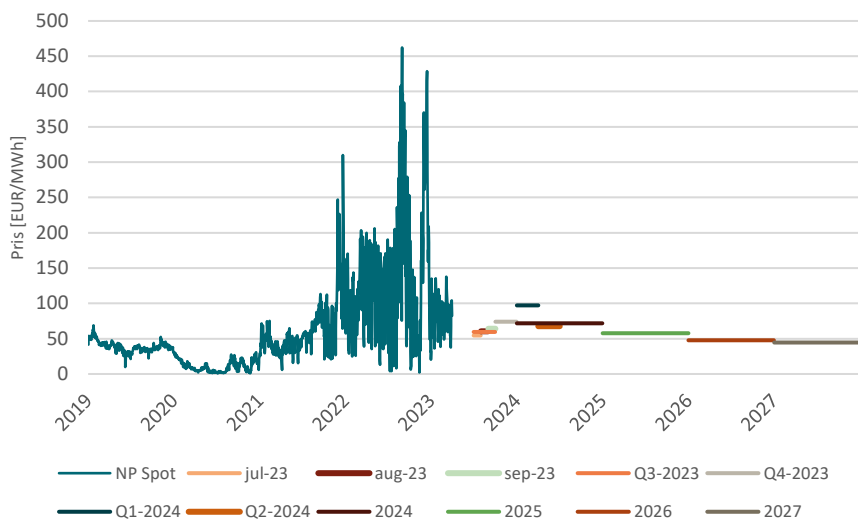
Källa: KI

Konjunkturinstitutet bedömer i sin senaste prognos (juni 2023) att svensk ekonomi går in i en lågkonjunktur 2023 som består även nästa år. De skriver vidare att hushållen pressas av den höga inflationen och höjda räntor som också slår mot bostadsbyggandet. Lågkonjunktoren bedöms enligt dock KI bli relativt kortvarig och syns främst genom att företagens produktivitet blir lägre än normalt.

1.3 Terminspriser

Terminspriset i Norden (system) för juli 2023 (frontmånad) stängde på 55 EUR/MWh den 30 juni. Priserna på årskontrakten för Norden 2024 och 2025 stängde på 72 EUR/MWh respektive 58 EUR/MWh. I Figur 25 nedan redovisas Nord Pool systempris samt forwardpriser för olika kontrakt på Nord Pool.

Figur 25 Systempris [dygnsmedel] samt forwardpriser för olika kontrakt, EUR/MWh

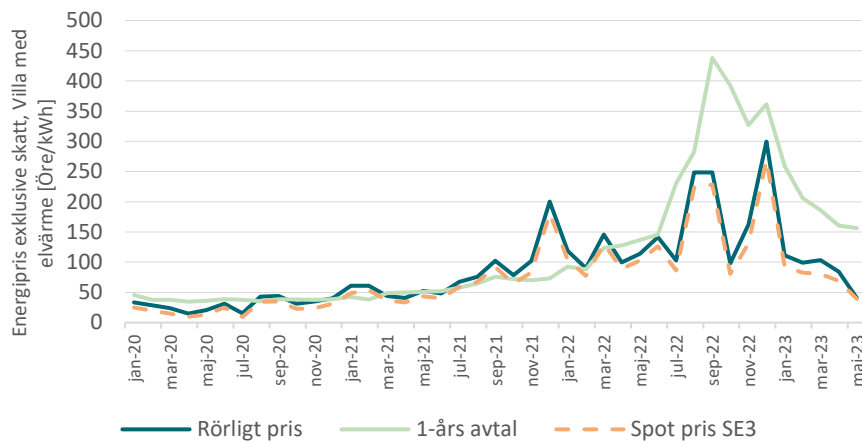


Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2023-06-30

2 Slutkundspriser

Elhandelspriserna mot slutkunder följer med i de prisförändringar som sker på kraftmarknaden. I Figur 26 redovisas elhandelspriset för ett rörligt avtal och ett ettårigt fastprisavtal för elområde 3 för typkunden villa med elvärme¹¹. För kunderna är det främst de som har rörligt avtal och de vars avtal går ut som påverkas av prisförändringar på spotmarknaden på kort sikt. Av de svenska elkunderna är det enligt den senaste statistiken 66 procent av alla kunder som har någon form av rörligt avtal (rörligt eller timavtal). Av dessa är 12 procent timavtal. Motsvarande siffra för SE4 är hela 77 procent och den har ökat från 62 procent i januari 2022. Priserna på fastprisavtal sjönk under maj men är fortfarande höga. I maj var det genomsnittliga priset 1,6 kr per kWh för ett 1-års fastprisavtal i SE3 för typkunden villa med elvärme. Motsvarande pris för SE4 låg på 1,8 kr per kWh.

Figur 26 Elhandelspris, rörligt avtal och 1-års fastprisavtal för typkunden villa med elvärme i SE3, öre per kWh, till och med maj 2022

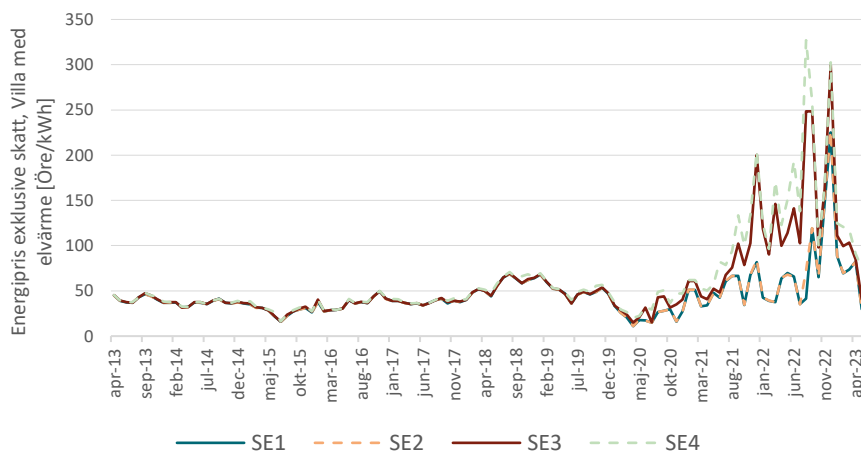


Källa: SCB, SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 27 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.

¹¹ 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 månaderna har många hushåll också vidtagit åtgärder för att minska elförbrukningen

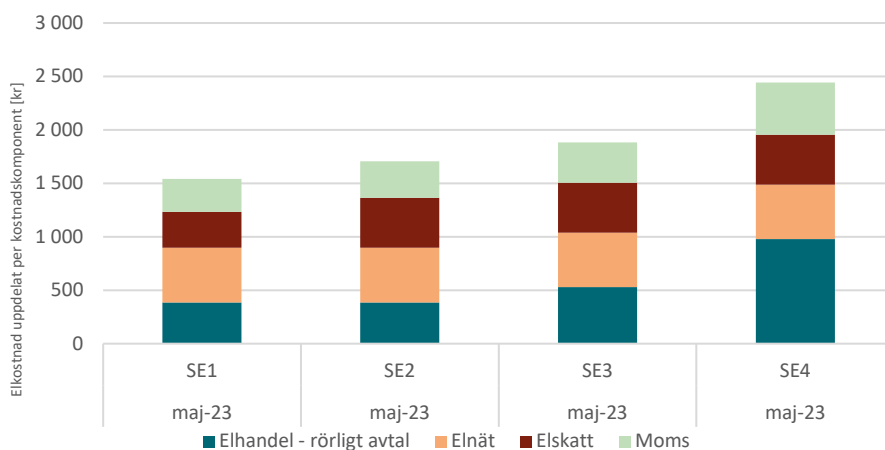
Figur 27 Rörligt elhandelspris (månadsmedel) för typkunden villa med elvärme (20 000 kWh) i respektive elområde, öre per kWh, till och med maj 2022



Källa: SCB

I Figur 28 redovisas en uppskattning av den totala kostnaden i maj för typkunden villa med elvärme i respektive elområde. I SE1 och SE2 uppgick den totala kostnaden till 1500 kr respektive 1 700 kr medan motsvarande kostnad i SE3 och SE4 låg 1 900kr respektive 2 400kr.

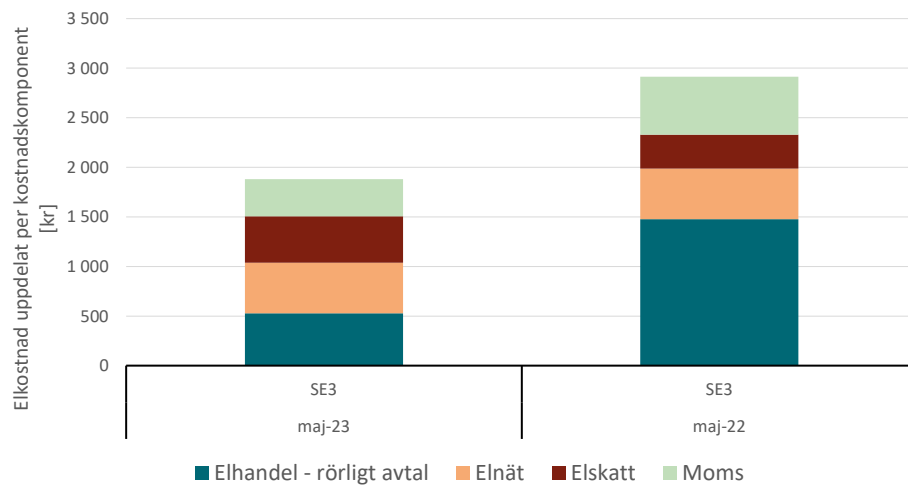
Figur 28 Totalt elkostnad för typkunden villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i maj (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 1 294 kWh i maj) för respektive elområde. Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms



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 månaderna 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 maj 2023 jämfört med motsvarande månad 2022 under antagandet att konsumtionen var densamma. Viktigt att notera är att lika hög elanvändning antas i denna jämförelse.

Figur 29 Totalt elkostnad för villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i elområde 3 i maj 2023 jämfört med motsvarande månad 2022 (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 1294 kWh i maj). Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms.



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten.