

# Nuläget på elmarknaden

September 2023

Publicerad 2023-10-04

**Nuläget på elmarknaden**

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

[www.energimyndigheten.se](http://www.energimyndigheten.se)

# Innehåll

Sammanfattning	5
1 Elpriser	8
1.1 Spotpriser .....	8
1.2 Terminspriser .....	12
1.3 Prispåverkande faktorer .....	14
1.3.1 Bränslepriser och CO2-priser.....	14
1.3.2 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland.....	17
1.3.3 Hydrologi .....	18
1.3.4 Elproduktion.....	20
1.3.5 Efterfrågan .....	24
1.3.6 Elanvändning jämfört med tidigare år .....	25
1.3.7 Överföringsförbindelser och handel.....	26
1.3.8 Den ekonomiska utvecklingen .....	29
2 Slutkundspriser	31



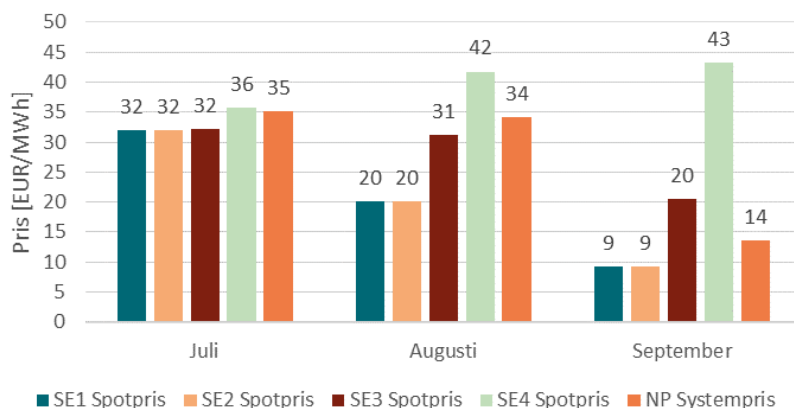
# Sammanfattning

Under september var det genomsnittliga priset 20 EUR/MWh i SE3 vilket är lägre än priset under augusti då det var 31 EUR/MWh och det lägsta septemberpriset sedan elområden infördes 2011. I SE4 var priset 43 EUR/MWh i september 2023 vilket är 1 EUR/MWh högre än i augusti men även det betydligt lägre än under samma månad förra året då priset var 224 EUR/MWh. Månadsmedelpriset i SE 1 och 2 var 9 EUR/MWh vilket är årets lägsta månadspris men också det lägsta sedan Sverige delades in i elområden. September bjöd på ovanligt många timmar med negativa elpriser i hela Sverige. I SE4 var det 100 timmar och i övriga elområden 104 timmar.

Prisskillnaden mellan norra och södra Sverige var oförändrat med 11 EUR/MWh då SE1/2 jämförs med SE3 i september. Skillnad mellan SE1/2 och SE4 ökade från 22 EUR/MWh i augusti till 34 EUR/MWh i september till följd av låga elpriser i norra Sverige. Systempriset var 14 EUR/MWh vilket är 21 procent lägre än under augusti.

Användningen av el i Sverige i september är i det närmaste oförändrad i förhållande till föregående månad. Normalt sett ökar elanvändningen i takt med att temperaturen sjunker men då temperaturerna fortsätter att vara högre än normalt så har behovet inte ökat nämnvärt under september. Elproduktionen var något lägre än föregående månad och elexporten är fortsatt hög. Under september har produktionen från vindkraft varit betydligt högre än under augusti samtidigt som produktion från vattenkraften fortsatt vara hög, om än lägre än under augusti, vilket pressat elpriserna nedåt under stora delar av månaden. Kärnkraften har producerat lägre då de årliga revisionerna pågår och nedregleringar skett på grund av de låga elpriserna. Det genomsnittliga månadspriset på naturgas och kol var något högre under september medan priset på utsläppsrätter sjönk något jämfört med föregående månad.

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



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I slutet av september handlas 2024 för de årets lägsta forwardpris på 43 EUR/MWh från att året inleddes med årets högsta pris för kommande år på 84 EUR/MWh.

Några prispåverkande faktorer utvecklas kort nedan:

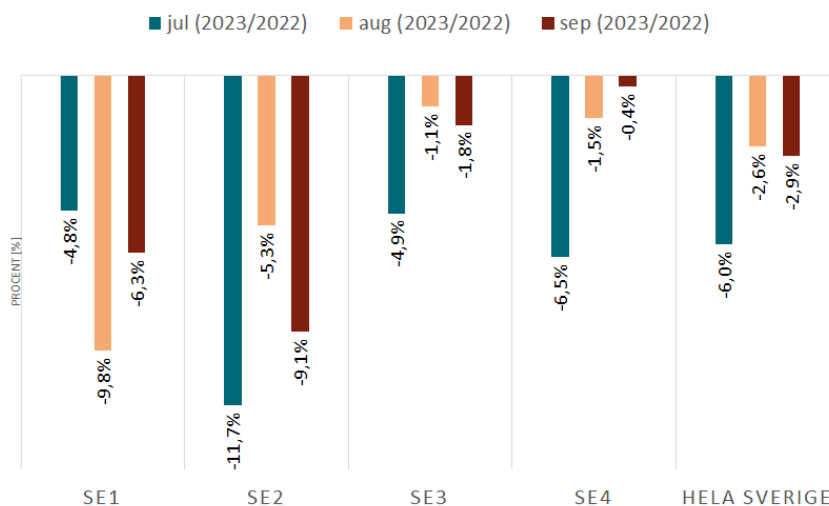
- **Något högre pris på kol och naturgas och lägre för utsläppsrätter under september:** Månadsmedelpriset för september på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden var 37 EUR/MWh (+2 EUR/MWh från föregående månad). För kol blev priset 122 USD/ton (+4 USD/ton) och för utsläppsrätter 83 EUR/ton (-3 EUR/ton). 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 högre under september är också kostnaden att producera el i gaseldade kraftverk högre. Motsvarande kostnad att producera el i kolkraftverk var något lägre i september då priset på utsläppsrätter var lägre trots att priset på kol var högre. 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 fortsatte förbättras under september och uppgick till +15 TWh i slutet av vecka 38. Fyllnadsgraden i de nordiska magasinerna ökade under månaden och är en procentenhet lägre än det normala för årstiden.
- **Elproduktion:** På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 30,1 TWh under september vilket var 0,6 TWh lägre än föregående månad. Vindkraftsproduktionen ökade med 2,1 TWh.

För svensk del uppgick elproduktionen till 10,6 TWh vilket var 0,4 TWh lägre än föregående månad.

- **Efterfrågan:** Elanvändningen för Nord Pool-området (exkl. Baltikum) var i princip oförändrad jämfört med föregående månad och uppgick till drygt 26 TWh.
- **Ekonomi:** Konjunkturinstitutet konstaterar i sin senaste prognos (september 2023) att Sverige nu befinner sig i en lågkonjunktur och att den fördjupas under 2024. De skriver vidare att hushållen pressas av den höga inflationen samtidigt som svag omvärldsefterfrågan slår mot exportnäringen i Sverige.

Enligt statistik från eSett/Svenska kraftnät så minskade den *faktiska* elanvändningen i september 2023 med 2,9 procent jämfört med september 2022 i Sverige som helhet. Notera dock att data för delar av september 2023 är preliminär och kan komma att ändras. I SE3 och SE4 är det inga större minskningar jämfört med föregående år. Vid den här tidpunkten förra året hade många kunder i SE3 och SE4 fått uppleva mycket höga priser i augusti, vilket innebar att anpassningar av elanvändningen gjordes redan förra året. Det innebär att potentialen att i år minska elanvändningen jämfört med från förra året troligtvis är begränsad SE3 och SE4, i synnerhet när elpriserna var betydligt lägre än föregående år.

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



Källa: eSett (Svenska kraftnät)<sup>1</sup> Not: preliminär data för delar av september 2023

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

<sup>1</sup> eSett

# 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 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 Spotpriser

Under september var det genomsnittliga priset 20 EUR/MWh i SE3 vilket är lägre än priset under augusti då det var 31 EUR/MWh och det lägsta septemberpriset sedan elområdena infördes 2011. Utifrån Figur 3 nedan kan det ses att månadsmedelpriset för september i SE3 är betydligt lägre än i september 2022 då det var 212 EUR/MWh.

I SE4 var priset 43 EUR/MWh i september 2023 vilket är 1 EUR/MWh högre än i augusti men även det betydligt lägre än under samma månad förra året då priset var 224 EUR/MWh. Månadsmedelpriset i SE 1 och 2 var 9 EUR/MWh vilket är årets lägsta månadspris men också det lägsta sedan Sverige delades in i elområden. Större delen av Norge hade ett lägre pris än SE1 och 2 under september.

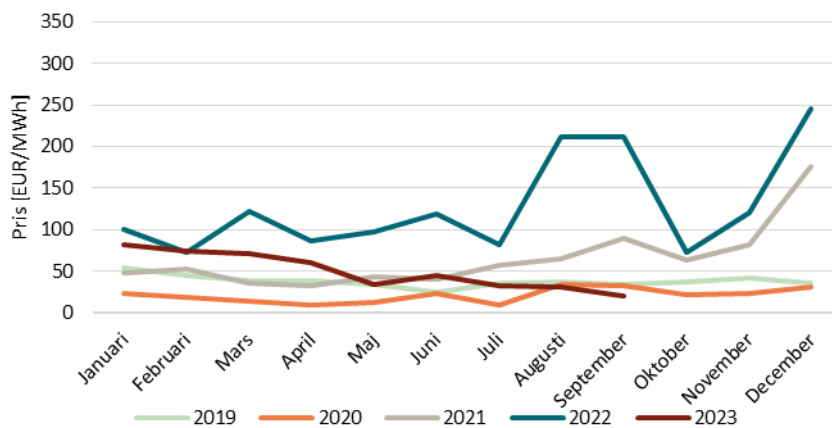
Användningen av el i Sverige i september är i det närmaste oförändrad i förhållande till föregående månad. Normalt sett ökar elanvändningen i takt med att temperaturen sjunker men då temperaturerna fortsätter att



vara högre än normalt så har behovet inte ökat nämnvärt under september. Elproduktionen var något lägre än föregående månad och elexporten är fortsatt hög. Under september har produktionen från vindkraft som varit betydligt högre än under augusti samtidigt som produktion från vattenkraften fortsatt vara hög, om än lägre än under augusti, vilket pressat elpriserna nedåt under stora delar av månaden. Kärnkraften har producerat lägre då de årliga revisionerna pågår och nedregleringar skett på grund av de låga elpriserna. Det genomsnittliga månadspriset på naturgas och kol var något högre under september medan priset på utsläppsrätter sjönk något 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.

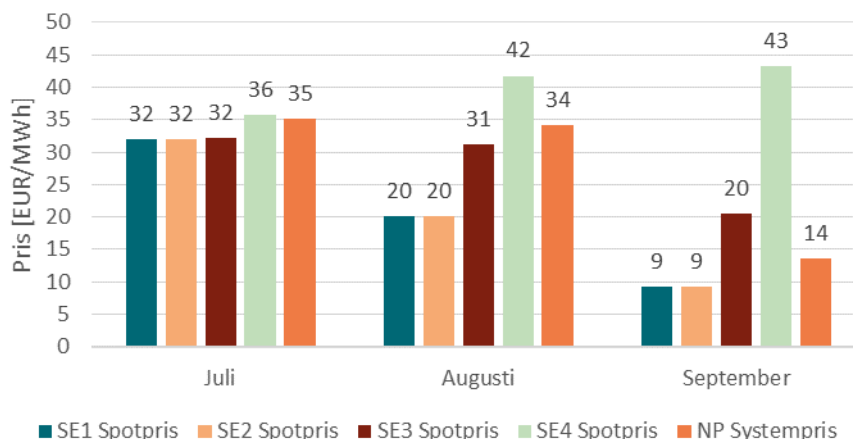
Figur 3 Månadsmedelpris spot i SE3 fram till september 2023, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

De genomsnittliga månadspriserna är lägre i samtliga elområden med undantag för SE4 under september jämfört med föregående månad. Jämfört med augusti är priserna 54 respektive 34 procent lägre för SE1/SE2 och SE3 och 3 procent högre i SE4. Prisskillnaden mellan norra och södra Sverige var oförändrat med 11 EUR/MWh då SE1/2 jämförs med SE3 i september. Skillnad mellan SE1/2 och SE4 ökade från 22 EUR/MWh i augusti till 34 EUR/MWh i september till följd av låga elpriser i norra Sverige. Systempriset var 14 EUR/MWh vilket är 21 procent lägre än under augusti.

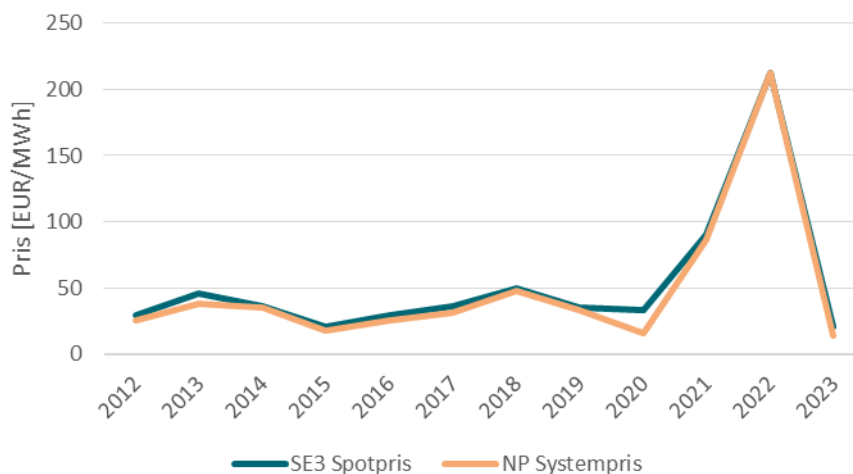
Figur 4 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i juli–september 2023, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

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

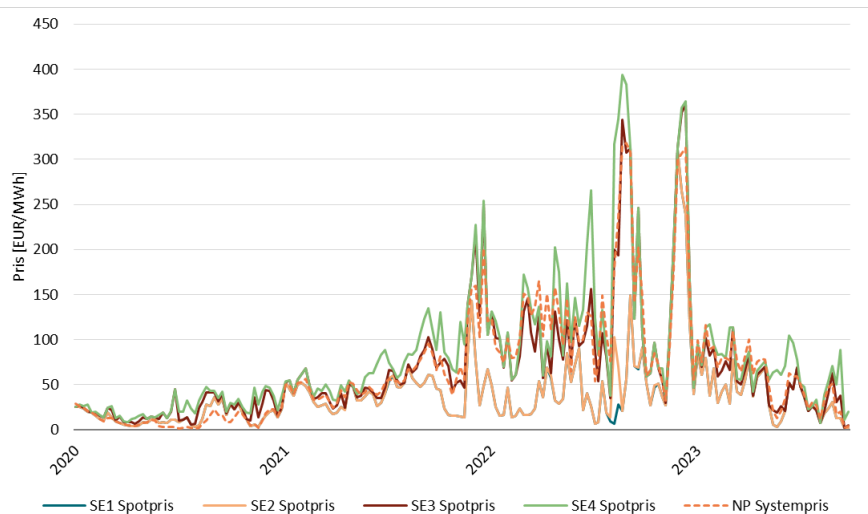
Figur 5 Månadsmedelpris spot för september för SE3 och systempriset sedan 2012, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Under veckorna 36–39 uppnådde elpriserna, definierat som veckomedelvärde, sin högsta nivå under vecka 36 för elområde 1 och då spotpriset var 13 EUR/MWh. För elområde 3 och 4 var spotpriserna som högst veckan efter då det var 38 EUR/MWh i SE3 och 88 EUR/MWh i SE4. Även systempriset nådde högsta priset under samma vecka då det var 20 EUR/MWh.

Figur 6 Veckopriser fram till vecka 39 2023, EUR/MWh

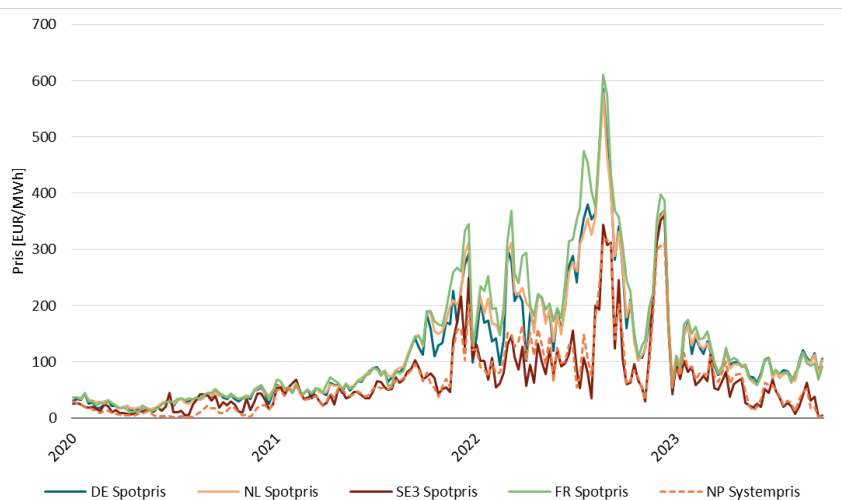


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 7 nedan redovisas genomsnittligt veckospotpriset för Nord Pool (system), SE3 samt några utvalda europeiska länder. Det högsta veckopriset under veckorna 36–39 noteras vecka 37 då det i Tyskland uppgick till 115 EUR/MWh, i Nederländerna 112 EUR/MWh och i Frankrike var det 97 EUR/MWh. Frankrike har sedan en tid haft problem med kärnkraftsproduktionen och även om revisionsperioden pågår så har tillgängligheten ökat till 61 procent i september från 52 procent i augusti.

Det kan ses att prisnivån typiskt sett har varit högre på kontinenten, speciellt sedan hösten 2021 då priserna på naturgas började stiga.

Figur 7 Spotpriser per vecka för systempriset, elområde 3 samt i Tyskland, Nederländerna och Frankrike fram till vecka 39 2023, EUR/MWh

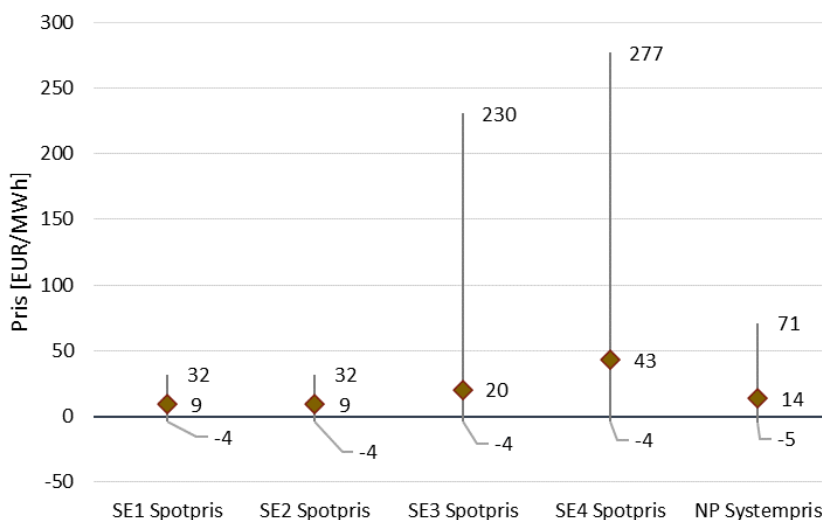


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Det högsta timpriset under september för SE3 uppgick till 239 EUR/MWh och inträffade den 14 september kl. 19–20. För SE4 var det högsta timpriset 277 EUR/MWh den 12 september kl. 19–20 och i övriga elområden var priset samtidigt 19 EUR/MWh. Högsta timpris i SE1 och SE2 inträffade den 1 september kl. 12–13 då det var 32 EUR/MWh. Även systempriset var som högst den 1 september men mellan 10–11 då det var 71 EUR/MWh.

Som lägst var elpriset -4 EUR/MWh under tisdagen den 26 september kl. 01–02 i samtliga elområden. Systempriset nådde månadens lägsta på -5 EUR/MWh den 20 september mellan 02–03. Med start kl 12 den 30 september så var det negativa elpriser i 22 timmar i sträck för samtliga svenska elområden. September bjöd på ovanligt många timmar med negativa elpriser i hela Sverige. I SE4 var det 100 timmar och i övriga elområden 104 timmar. Priser redovisas i Figur 8 nedan.

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



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

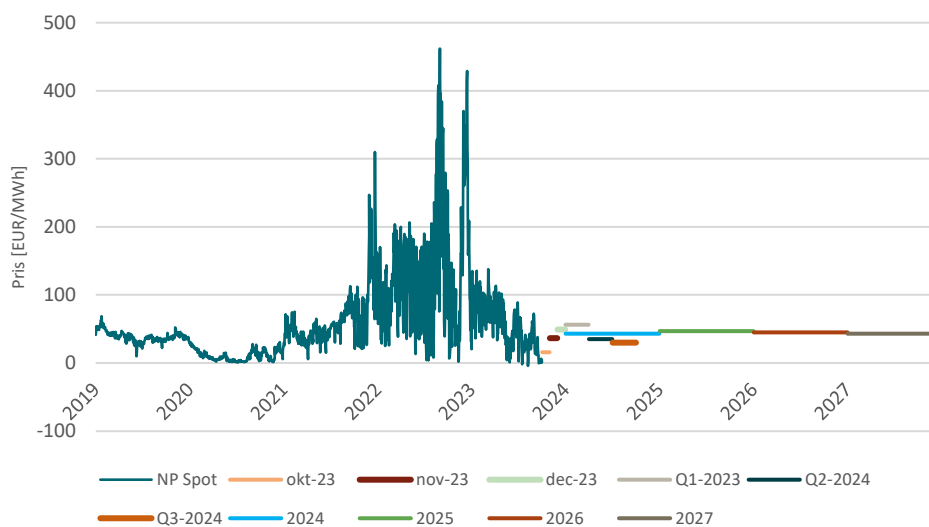
## 1.2 Terminspriser

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 förbrukning. I den finansiella marknaden används olika typer av finansiella kontrakt. Den vanligaste formen är terminskontrakt (obligationer) som definieras för olika löptider och tidsperioder, till exempel kontrakt som täcker en specifik månad, ett kvartal eller ett år. Priserna i den finansiella marknaden kan sägas återspegla

marknadsaktörernas samlade värdering/bedömning av de framtida elpriserna för respektive tidsperiod.

Terminspriset i Norden (systempris) för oktober 2023 (frontmånad) stängde på 16 EUR/MWh den 29 september. Priserna på årskontrakten för Norden 2024 och 2025 stängde på 43 EUR/MWh respektive 47 EUR/MWh. I Figur 9 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.

Figur 9 Systempris [dygnsmedel] samt forwardpriser för olika kontrakt, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2023-09-29

Figur 10 visar hur priset för leverans 2024 utvecklats under 2023. I slutet av september handlas årskontraktet för 2024 på den lägsta nivån hittills under 2023, 43 EUR/MWh. 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.

Figur 10 Utveckling av forwardpriset för leveranser kommande år 2024, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2023-09-01

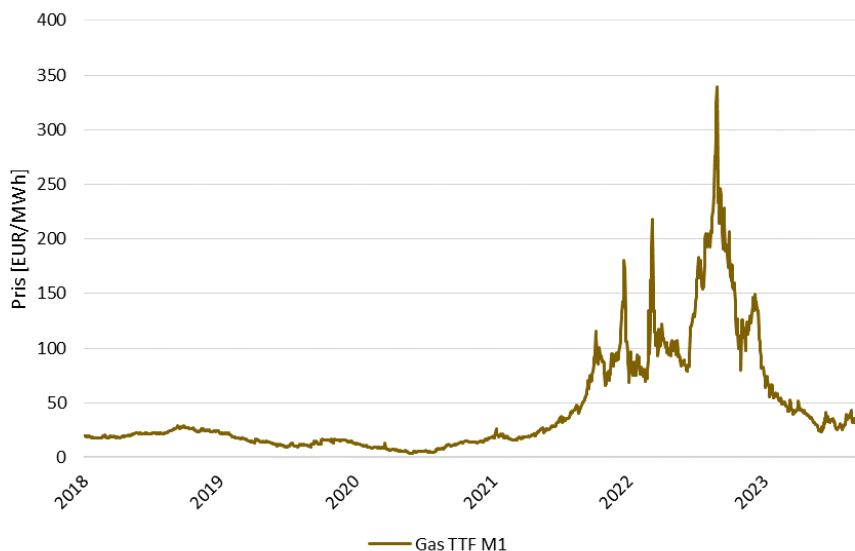
## 1.3 Prispåverkande faktorer

### 1.3.1 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 37 EUR/MWh under september från att varit 35 EUR/MWh under augusti för TTF M1 (leverans nästa månad) vilket ses i Figur 14. September inleddes med månadsens lägsta dagspris på 31 EUR/MWh den 6 september. Som högst handlades motsvarande kontrakt för 44 EUR/MWh den 25 september. Prisökningen berodde bland annat på ytterligare ett strejkhott i Australien som inleddes den 8 september vilket skapade oro på den globala marknaden vilket fick priserna att reagera. Strejken är nu avslutad. Den europeiska naturgasmarknaden är fortsatt volatil och det finns en osäkerhet inför den kommande vintern även om gaslagren i Europa är välfyllda.

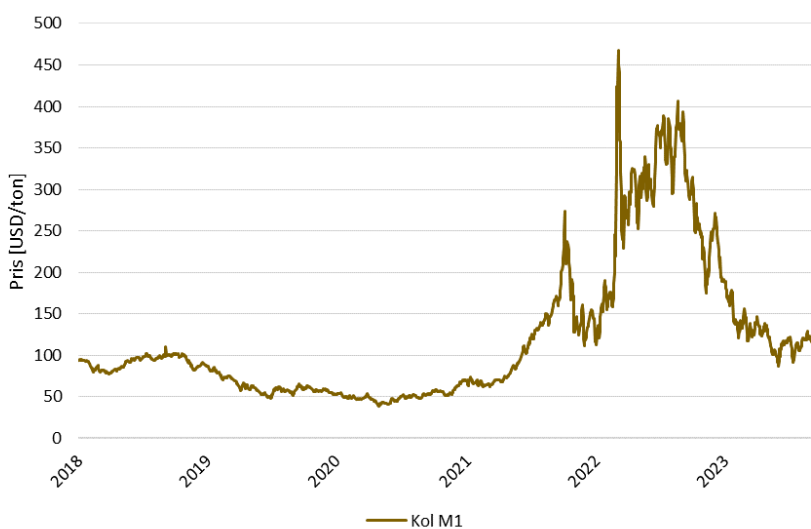
Figur 11 Dagspriser på naturgas TTF leverans nästa månad, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Det månadsgenomsnittliga priset på kol var 122 USD/ton under september vilket är 4 USD/ton högre än föregående månad. Den 8 september var dagspriset 114 USD/ton vilket blev månadens lägsta notering. Därefter steg priset för att nå månadens högsta notering på 129 USD/ton den 28 september. 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.

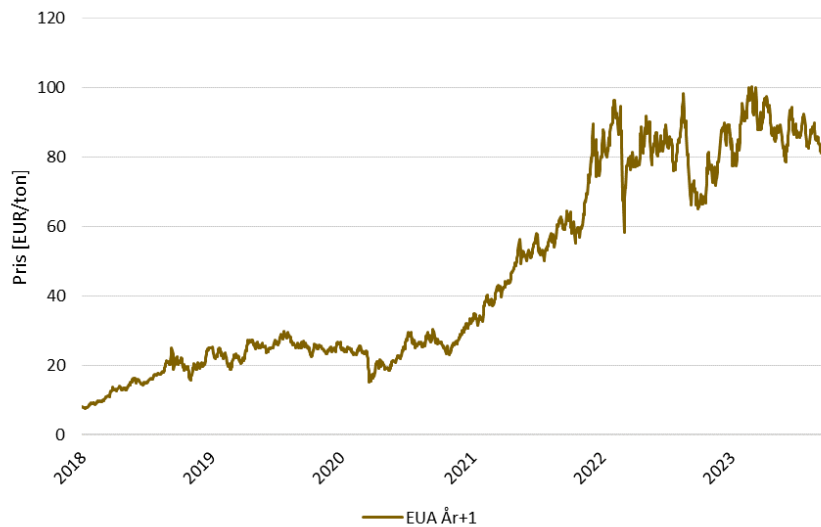
Figur 12 Kolpriser API2 leverans nästa månad, USD/ton



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Utsläppsrättspriset för nästkommande år (månadsmedel) är 86 EUR/ton under september och 3 EUR/ton lägre än under augusti. Högsta dagspriset var 86 EUR/ton i början av september. Därefter sjönk priset för att nå det lägsta priset den 18 september då det var 81 EUR/ton.

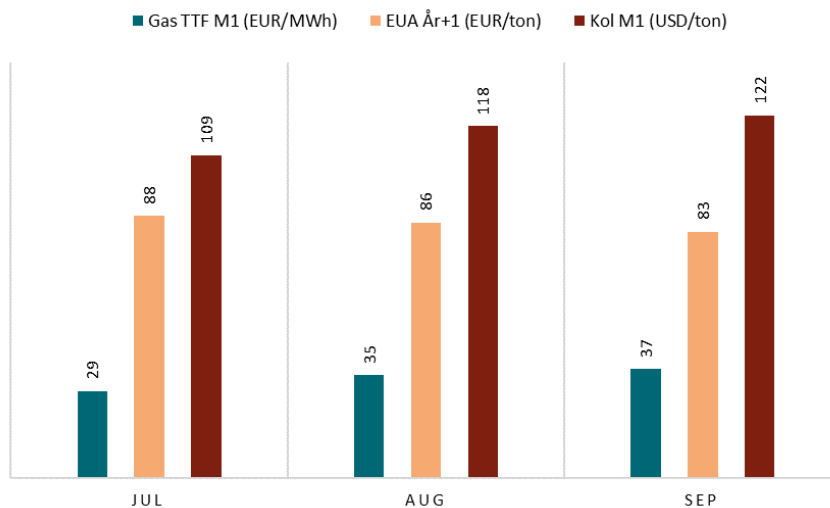
Figur 13 EU ETS, EUR/ton



Källa: SKM Market Predictor (Nord Pool, Close)

I jämförelse med augusti är det genomsnittliga månadspriset på naturgas och kol något högre medan priset på utsläppsrätter är något lägre under september.

Figur 14 Genomsnittligt månadspris på naturgas, utsläppsrätter och kol under juli-september 2023



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

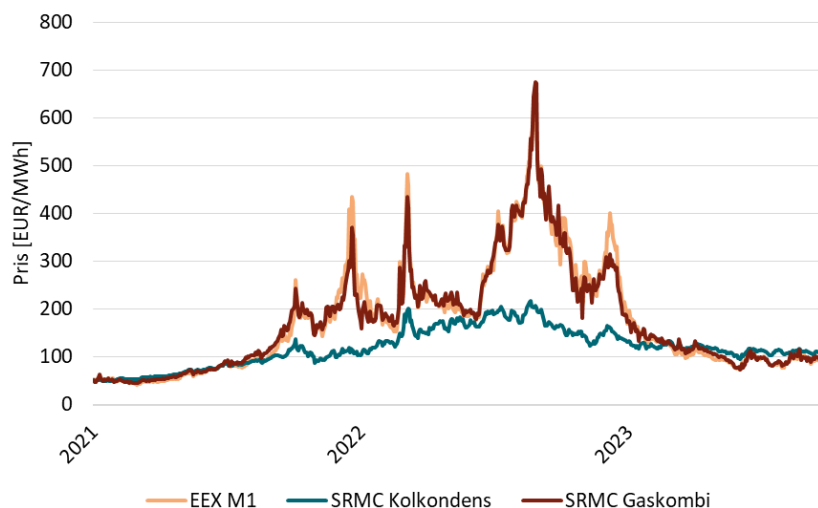


### 1.3.2 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland

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 15 redovisar den kortsiktiga marginalkostnaden för kolkondens, gaskombi samt frontmånadspriset på EEX (Tyskland). Det kan ses att det tyska frontmånadspriset på el relativt väl följer den kortsiktiga marginalkostnaden för gaskombi baserat på frontmånadskontraktet för naturgas. Sammantaget har stärkta fossilbränslepriser, speciellt naturgas, och stärkta utsläppsrättspriser utgjort en viktig drivkraft till de högre elpriserna sedan hösten 2021 i både Tyskland och Norden.

Den genomsnittliga kortsiktiga marginalkostnaden för gaskombi är något högre och för kolkondens något lägre i september jämfört med i augusti. För gaskombi är kostnaden 101 EUR/MWh vilket är en ökning med 3 EUR/MWh från föregående månad. För kolkondens är kostnaden 110 EUR/MWh, en liten minskning med 1 EUR/MWh från augusti. Kostnaden följer prisutvecklingen på de genomsnittliga månadspriserna som steg för naturgas och även om priset på kol var högre i september så kompenseras den kortsiktiga marginalkostnaden att producera el med kol av att priset på utsläppsrätter var lägre.

Figur 15 Kortsiktig marginalkostnad för kolkondens, gaskombi samt frontmånadspriset på EEX, EUR/MWh



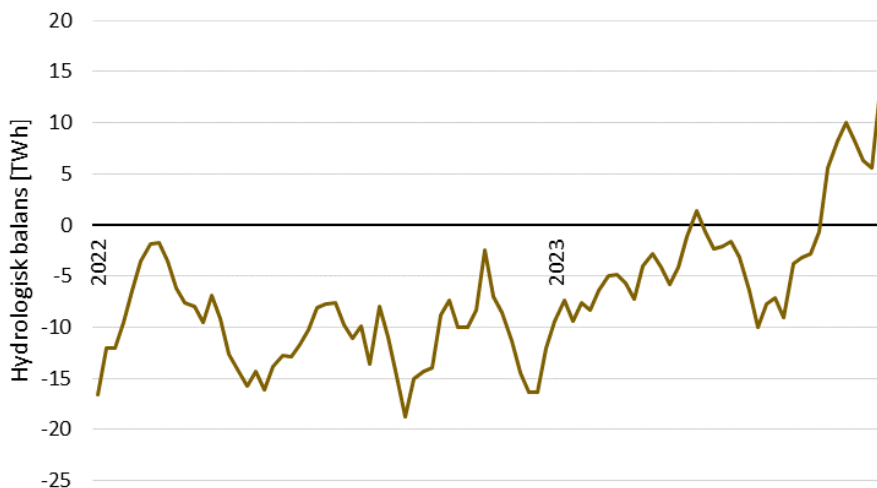
Källa: Energimyndighetens beräkningar baserade på data från SKM Market Predictor

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.

### 1.3.3 Hydrologi

Den hydrologiska balansen<sup>2</sup> i Norden uppskattas uppgå till 15 TWh vecka 38, se Figur 16. Den stora nederbörden i september har gjort att den hydrologiska balansen har stärkts ytterligare. Månaden innan (vecka 34) var den 10 TWh.

Figur 16 Hydrologisk balans i Norden vecka 1 2022 till vecka 38 2023, TWh

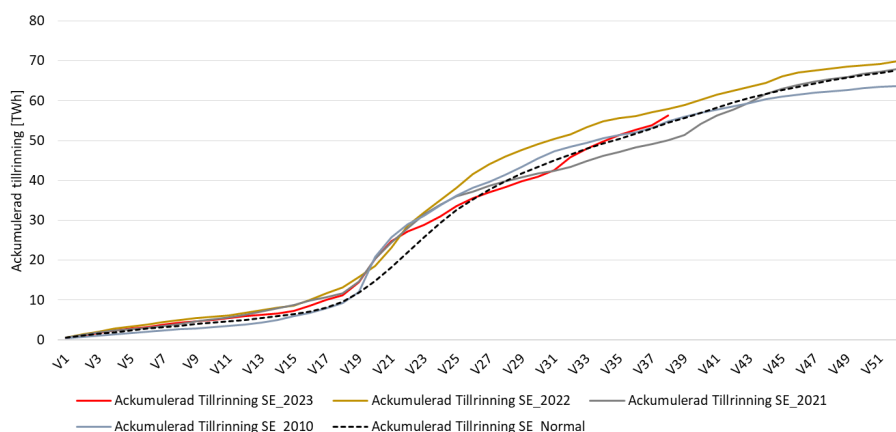


Källa: SKM Market Predictor

I Figur 17 nedan redovisas den ackumulerade tillrinningen i Sverige per vecka för ett normalår, vecka 1–38 år 2023 samt för några historiska år. Den ackumulerade tillrinningen vecka 38 i år är fortsatt något över normalen. För vecka 35–38 uppgick den genomsnittliga tillrinningen till 1,6 TWh/vecka i Sverige vilket är över den normala tillrinningen som är 1,3 TWh för den perioden.

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

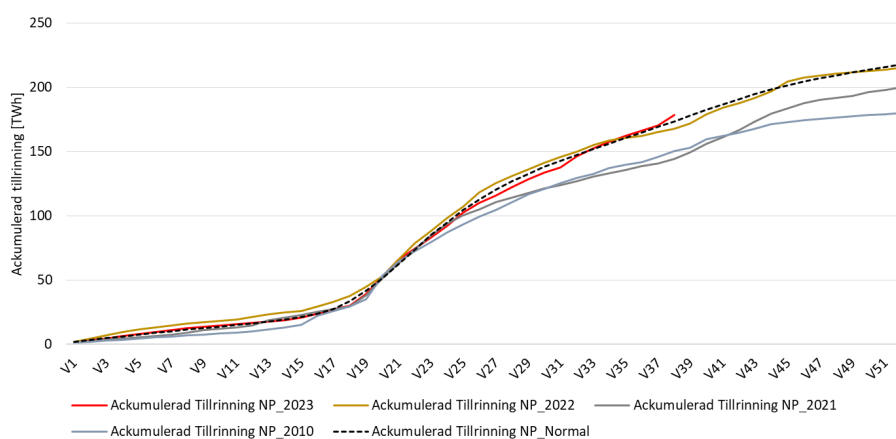
Figur 17 Ackumulerad tillrinning i Sverige, TWh



Källa: SKM Market Predictor

För Norden som helhet uppgick under vecka 35–38 den genomsnittliga tillrinningen till 5,2 TWh vilket är högre än den normala tillrinningen som är 4,4 TWh för perioden. Detta redovisas i Figur 18 nedan.

Figur 18 Ackumulerad tillrinning i Norden, TWh

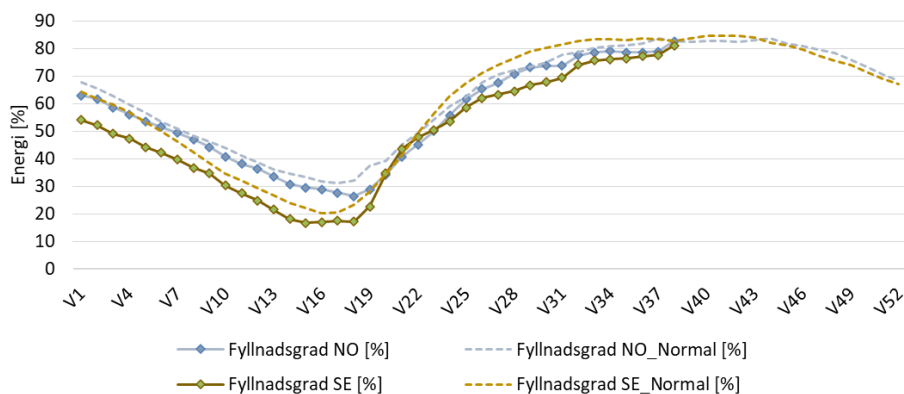


Källa: SKM Market Predictor

Fyllnadsgraden i de svenska magasinerna låg på 81 procent vecka 39 vilket är något under normalen<sup>3</sup> som är 83 procent. Detta var en märkbar förändring jämfört med månaden innan (vecka 34) då skillnaden mot normalen var sju procentenheter. I Norge var fyllnadsgraden 83 procent vecka 39 vilket är samma som normalen. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinerna 82 procent vilket är en procentenhet lägre än normalen.

<sup>3</sup> Normalsårsnivån för Sverige baseras på medianvärdet för åren 1960–2011 och för Norge åren 2000–2019.

Figur 19 Fyllnadsgrad i norska och svenska vattenmagasin, procent



Källa: SKM Market Predictor

### 1.3.4 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.
- 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
<b>Vattenkraft</b>	16 407	7	3 171	34 075	53 660	49 473	47 164
<b>Vind</b>	12 116	7 021	3 257	5 049	27 443	6 441	930
<b>Sol</b>	1 606	1 704	425	205	3 940	25	10
<b>Kärnkraft</b>	6 899	0	2 794	0	9 693	11 693	12 365
<b>Värmekraft</b>	7 725	7 769	8 295	889	24 678	29 349	27 503
<b>Övriga</b>	0	0	0	89	89	35	0
<b>Totalt</b>	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
<b>Vattenkraft</b>	5 357	8 083	2 653	314
<b>Vind</b>	1 892	5021	3 279	1 924
<b>Sol</b>	19	83	1 055	430
<b>Kärnkraft</b>			6 899	
<b>Värmekraft</b>	296	710	4 602	2 117
<b>Totalt</b>	7 564	13 897	18 488	4 785

Källa: Årlig energistatistik SCB/Energimyndigheten

Under september har den genomsnittliga tillgängligheten i den svenska kärnkraften uppgått till 69,7 procent vilket är lägre än den historiska tillgängligheten för samma månad under perioden 2011–2022. Ringhals 4 har haft planerad revision under augusti och stora delar av september. Den 3 september startar revisionen för Forsmark 2 och pågår till 14 oktober. Tillgängligheten i Finland för motsvarande månad var 81,5 procent (inklusive Olkiluoto 3<sup>4</sup>). Detta redovisas i Tabell 3 nedan. Under september har flera reaktorer åtminstone tidvis gått på begränsad kapacitet på grund av låga elpriser.

<sup>4</sup> 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/)

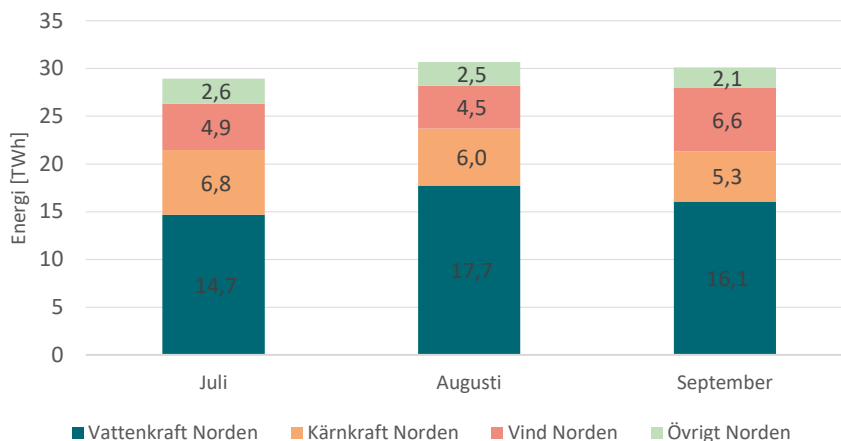
Tabell 3 Status 2023-10-03 samt tillgänglighet för nordisk kärnkraft under september

Reaktor/Region	Status	Tillgänglighet [%]	Tillgänglig kapacitet, [MW]	Installerad kapacitet, [MW]	Genomsnittlig tillgänglighet maj 2011–2022	Faktisk/planerade revisioner
Forsmark 1	I drift	89%	885	990	95%	6 maj -27 maj 2023
Forsmark 2	Revision	4%	41	1 120	81%	3 sept - 14 okt 2023
Forsmark 3	I drift	100%	1 167	1 167	80%	2 juli - 22 juli 2023
Oskarshamn 3	I drift	90%	1 266	1 400	51%	15 april -9 juni 2023
Ringhals 3	I drift	100%	1 074	1 074	74%	31 maj- 19 juli 2023
Ringhals 4	I drift	18%	198	1 130	56%	2 aug -24 sept 2023
Loviisa 1	I drift	21%	106	507	58%	9 sept - 2 okt 2023
Loviisa 2	I drift	68%	341	502	56%	20 aug - 6 sept 2023
Olkiluoto 1	I drift	100%	889	890	100%	16 april - 26 april 2023
Olkiluoto 2	I drift	87%	777	890	98%	1 maj - 17 maj 2023
Olkiluoto 3	I drift	92%	1 465	1 600		Ingen under 2023
<b>Norden</b>		<b>69,7%</b>	<b>6 745</b>	<b>9 670</b>	<b>75,2%</b>	
<b>Sverige</b>		<b>67,3%</b>	<b>4 631</b>	<b>6 881</b>	<b>71,7%</b>	
<b>Finland</b>		<b>81,5%</b>	<b>3 579</b>	<b>4 389</b>	<b>83,9%</b>	

Källa: SKM Market Predictor

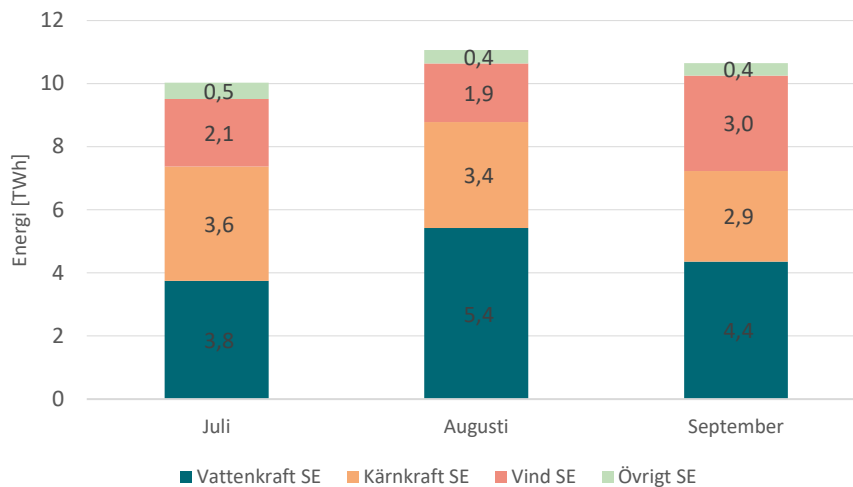
På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 30,1 TWh under september vilket var 0,6 TWh lägre än föregående månad. Vindkraftsproduktionen ökade med 2,1 TWh. För svensk del uppgick elproduktionen till 10,6 TWh vilket var 0,4 TWh lägre än föregående månad. Den nordiska samt svenska elproduktionen redovisas i Figur 20 och Figur 21 nedan.

Figur 20 Elproduktion i Norden per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor

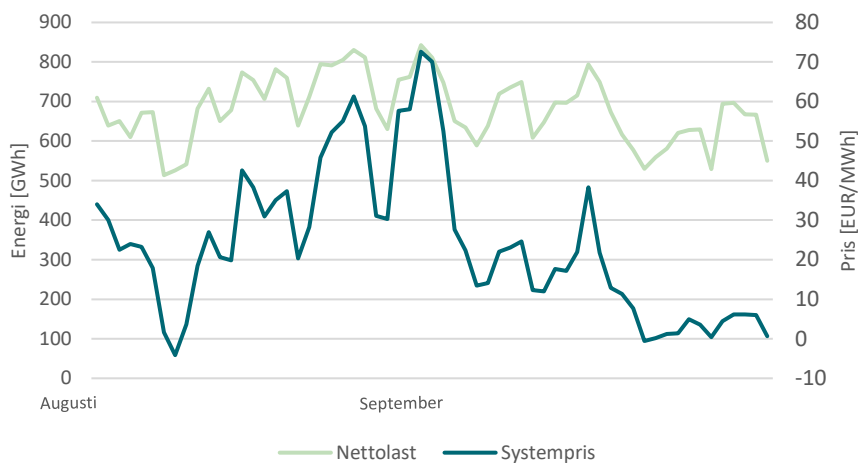
Figur 21 Elproduktion i Sverige per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor

I Figur 22 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 22 Nettolast i Norden och systempris per dag under augusti och september 2023, GWh



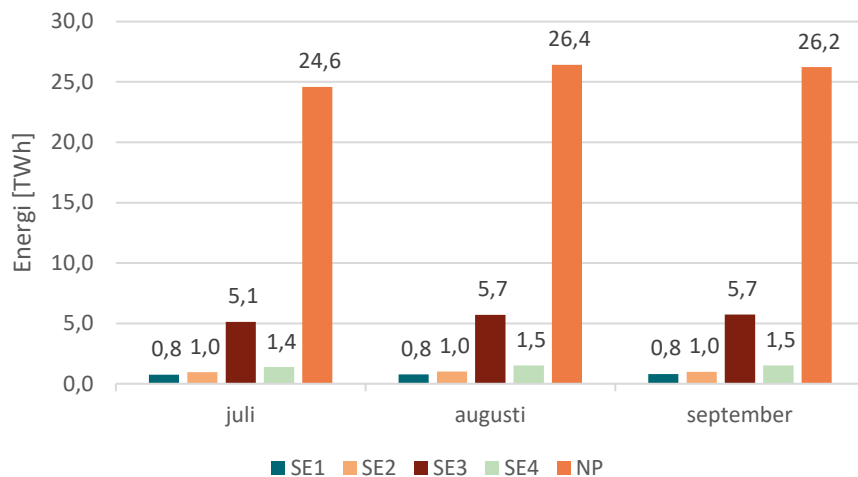
Källa: Energimyndighetens bearbetningar av data från SKM Market Predictor

### 1.3.5 Efterfrågan

Elanvändningen för Nord Pool-området (exkl. Baltikum) var något lägre jämfört med föregående månad och uppgick till 26,2 TWh.

Elanvändningen i Sverige som helhet var i princip oförändrad i september jämfört med augusti.

Figur 23 Elanvändning i Sverige samt Nord Pool (exkl. Baltikum), TWh



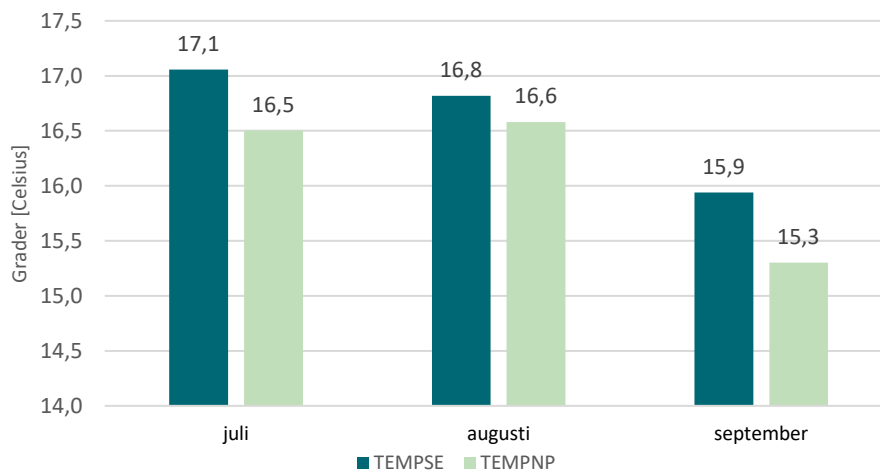
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool, Anm: Statistiken som publiceras på Nord Pool är preliminär.

I Figur 24 ser man att den faktiska genomsnittstemperaturen i september, 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. Det verkar dock som att den lägre temperaturen i september inte innebar någon större effekt på efterfrågan.

Figur 24 Faktisk genomsnittstemperatur för Sverige (TEMPSE) och Nord Pool (TEMPNP)

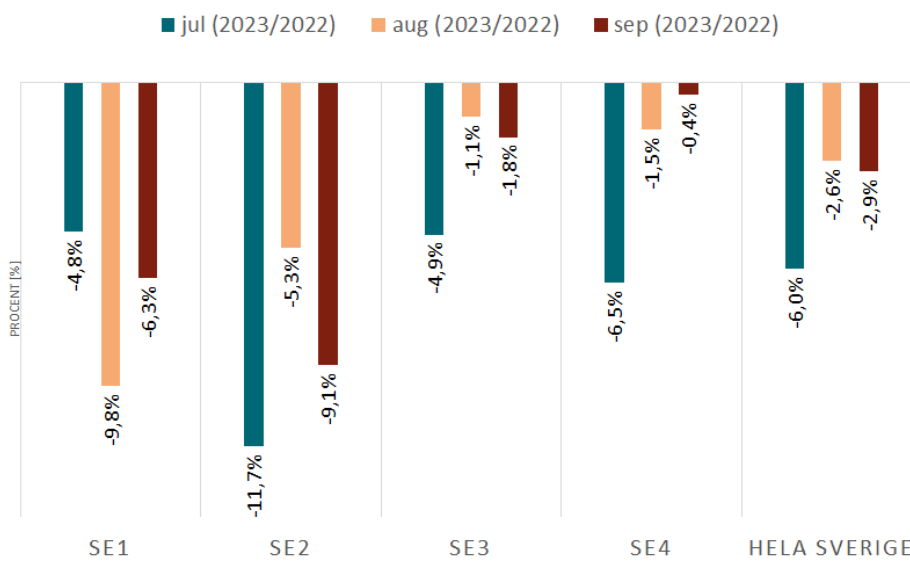


Källa: SKM Market Predictor

### 1.3.6 Elanvändning jämfört med tidigare år

Enligt statistik från eSett/Svenska kraftnät så minskade den *faktiska* elanvändningen i september 2023 med 2,9 procent jämfört med september 2022 i Sverige som helhet. Notera dock att data för delar av september 2023 är preliminär och kan komma att ändras. I SE3 och SE4 är det inga större minskningar jämfört med föregående år. Vid den här tidpunkten förra året hade många kunder i SE3 och SE4 fått uppleva mycket höga priser i augusti, vilket innebar att anpassningar av elanvändningen gjordes redan förra året. Det innebär att potentialen att i år minska elanvändningen jämfört med från förra året troligtvis är begränsad SE3 och SE4, i synnerhet när elpriserna var betydligt lägre än föregående år.

Figur 25 Förändring av den faktiska elanvändningen jämfört med föregående år, procent



Källa: eSett (Svenska kraftnät)<sup>5</sup> Not: preliminär data för delar av september 2023

<sup>5</sup> eSett

### 1.3.7 Överföringsförbindelser och handel

Tabell 4 sammanfattas den installerade kapaciteten och tillgänglig transmission för september 2023 inom Sverige samt mellan Sverige och dess handelsländer. Tabell 5 visar motsvarande för de övriga nordiska länderna och deras icke-nordiska handelsländer.<sup>6</sup>

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

Export-zon	Import-zon	Benämning	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad [%]	Tillgänglighet mån. 2018–2022
SE1	SE2	Snitt 1	3 300	75%	87%
SE2	SE1	Snitt 1	3 300	100%	100%
SE2	SE3	Snitt 2	7 300	80%	79%
SE3	SE2	Snitt 2	7 300	100%	100%
SE3	SE4	Snitt 4	6 200	63%	67%
SE4	SE3	Snitt 4	2 800	74%	82%
SE3	DK1	Konti-Skan 1&2	715	33%	50%
DK1	SE3	Konti-Skan 1&2	715	58%	64%
SE4	DK2	Øresund	1 300	97%	79%
DK2	SE4	Øresund	1 700	98%	72%
SE1	FI	-	1 500	18%	98%
FI	SE1	-	1 100	20%	91%
SE3	FI	Fennoskan 1&2	1 200	100%	93%
FI	SE3	Fennoskan 1&2	1 200	30%	41%
SE1	NO4	Ofoten-Porjus	600	75%	50%
NO4	SE1	Ofoten-Porjus	700	51%	57%
SE2	NO4	-	300	37%	61%
NO4	SE2	-	250	30%	50%
SE2	NO3	Nea-Järps.	1 000	68%	72%
NO3	SE2	Nea-Järps.	600	95%	93%
SE3	NO1	Hasle	2 095	82%	58%
NO1	SE3	Hasle	2 145	15%	49%
SE4	DE	Baltic cable	615	52%	78%
DE	SE4	Baltic cable	600	53%	60%
SE4	LT	NordBalt	700	27%	65%
LT	SE4	NordBalt	700	27%	62%
SE4	PL	SwePol-link	600	99%	64%
PL	SE4	SwePol-link	600	95%	48%

Källa: SKM Market Predictor

<sup>6</sup> 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, september 2023

Export-zon	Import-zon	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad [%]	Tillgänglighet mån. 2018–2022
<b>DK1</b>	DE	2500	82%	74%
<b>DE</b>	DK1	2500	75%	93%
<b>DK2</b>	DE	985	85%	50%
<b>DE</b>	DK2	1000	89%	53%
<b>FI</b>	RU	320	0%	99%
<b>RU</b>	FI	1460	0%	76%
<b>FI</b>	EE	1016	100%	98%
<b>EE</b>	FI	1016	100%	96%
<b>NO2</b>	NL	723	27%	67%
<b>NL</b>	NO2	723	27%	68%
<b>NO2</b>	DE	1400	93%	60%
<b>DE</b>	NO2	1400	91%	74%
<b>NO2</b>	UK	1400	104%	94%
<b>UK</b>	NO2	1400	104%	83%

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 2,0 TWh under september, vilket var lite lägre än under föregående månad. Rullande 52 veckors nettoexport från Sverige med vecka 35 som senaste vecka uppgick till 28,2 TWh. Detta kan jämföras med motsvarande period 2021–2022 vilken uppgick till 33,4 TWh nettoexport. För Norden som helhet uppgår motsvarande siffror till 42,5 TWh respektive 30,7 TWh nettoexport. Finland utgör den största mottagaren för svensk nettoexport på årsbasis.

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

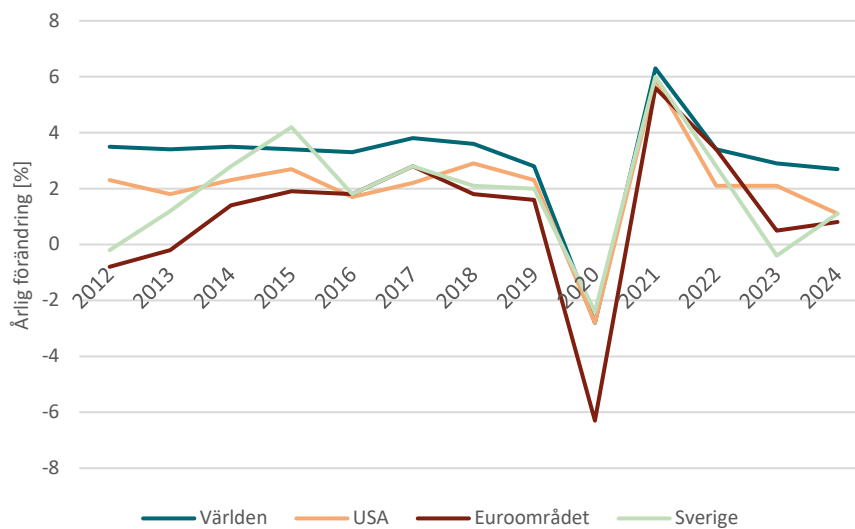
Exportörande region	Importerande region	2023 september	2023 augusti	2023 v. 39, 52 veckors rullande summa	2022 v. 39, 52 veckors rullande summa
SE1	FI	-0,1	-0,1	-5,8	-9,7
SE3	FI	-0,3	-0,4	-3,7	-4,7
SE3	DK1	-0,1	-0,3	-1,9	-2,2
SE4	DK2	-0,7	-0,7	-5,2	-6,1
SE1	NO4	0,0	0,1	1,7	2,6
SE2	NO4	0,0	0,0	0,5	0,4
SE2	NO3	0,0	0,0	-0,2	1,4
SE3	NO1	0,1	0,2	-1,9	-3,3
SE4	DE	-0,3	-0,3	-2,9	-3,3
SE4	PL	-0,4	-0,4	-4,2	-3,8
SE4	LT	-0,1	-0,5	-4,7	-4,9
DK1	NL	-0,1	0,1	-0,8	-2,1
DK1	DE	-0,6	-0,8	-5,1	-3,4
DK2	DE	-0,3	-0,3	-2,7	-2,7
NO2	NL	-0,2	-0,2	-2,4	-2,2
NO2	DE	-0,7	-0,7	-5,1	-3,5
NO2	UK	-1,0	-0,9	-8,1	-3,5
NO4	RU	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	RU	0,0	0,0	0,1	5,8
FI	EE	-0,7	-0,6	-6,8	-6,9
<b>Nettoexport</b>	<b>Sverige</b>	-2,0	-2,4	-28,2	-33,4
<b>Nettoexport</b>	<b>Norden</b>	-4,3	-4,7	-42,5	-30,7

Källa: SKM Market Predictor

### 1.3.8 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



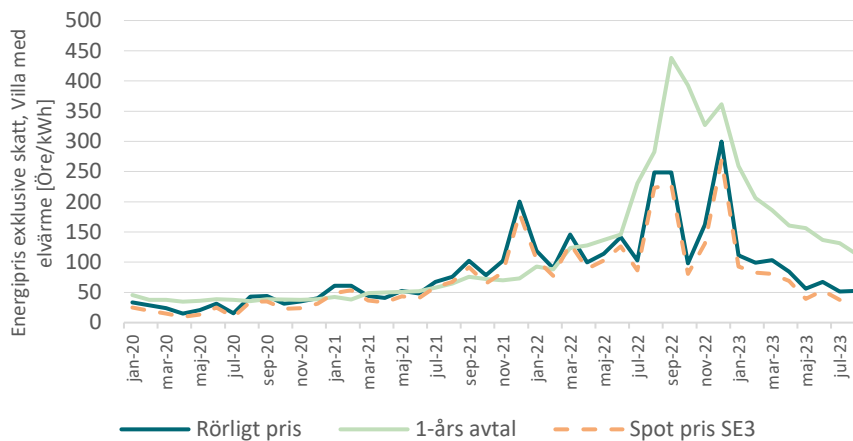
Källa:KI

Konjunkturinstitutet konstaterar i sin senaste prognos (september 2023) att Sverige nu befinner sig i en lågkonjunktur och att den fördjupas under 2024. De skriver vidare att hushållen pressas av den höga inflationen samtidigt som svag omvärldsefterfrågan slår mot exportnäringen i Sverige.

## 2 Slutkundspriser

Elhandelspriserna mot slutkunder följer med i de prisförändringar som sker på kraftmarknaden. I Figur 27 redovisas elhandelspriset för ett rörligt avtal och ett ettårigt fastprisavtal för elområde 3 för typkunden villa med elvärme<sup>7</sup>. 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 68 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 hela 79 procent och den har ökat från 62 procent i januari 2022. Priserna på fastprisavtal sjönk under juli men är fortfarande höga i ett historiskt perspektiv. I augusti var det genomsnittliga priset 1,1 kr per kWh för ett 1-års fastprisavtal i SE3 för typkunden villa med elvärme. Motsvarande pris för SE4 låg på 1,4 kr per kWh.

Figur 27 Elhandelspris, rörligt avtal och 1-års fastprisavtal för typkunden villa med elvärme i SE3, öre per kWh, till och med augusti 2022

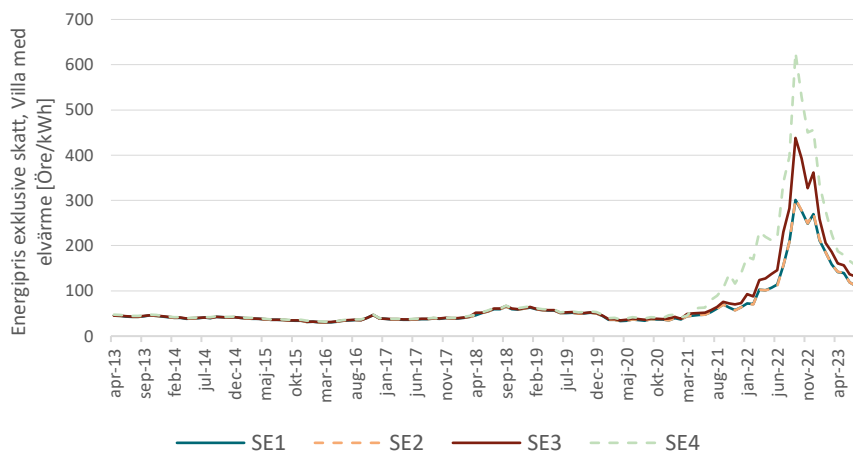


Källa: SCB, SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 28 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.

<sup>7</sup> 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

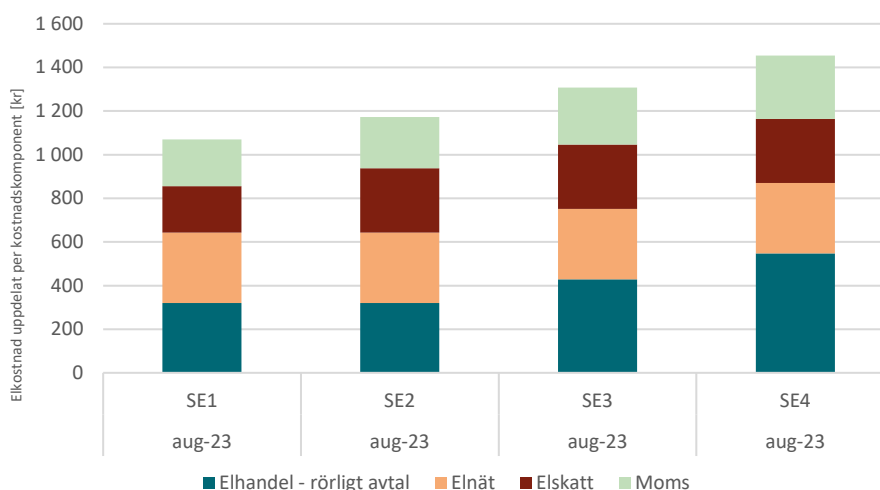
Figur 28 Rörligt elhandelspris (månadsmedel) för typkunden villa med elvärme (20 000 kWh) i respektive elområde, öre per kWh, till och med augusti 2022



Källa: SCB

I Figur 29 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 1 100 kr respektive 1 200 kr medan motsvarande kostnad i SE3 och SE4 låg 1 300 kr respektive 1 500 kr.

Figur 29 Totalt elkostnad för typkunden villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i augusti (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 817 kWh i augusti) för respektive elområde. Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms

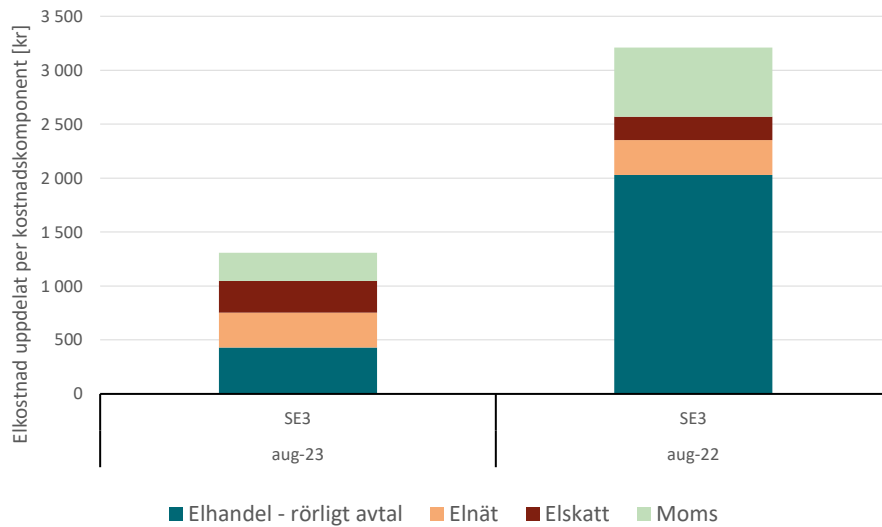


Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten Anm: Det är samma elnätspris i alla elområden även elnätspriset kan variera geografiskt. Vidare har samma förbrukning (20 000 kWh per år) och fördelning av förbrukningen över året antagits även om förbrukningen i genomsnitt är högre i SE1 jämfört med SE4. Under 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 1 900 kr lägre i augusti 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 30 Totalt elkostnad för villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i elområde 3 i augusti 2023 jämfört med motsvarande månad 2022 (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 817 kWh i augusti). Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms.



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten.