



Energimyndigheten

Nuläget på elmarknaden

September 2026

Publicerad 2026-10-09

Nuläget på elmarknaden

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

www.energimyndigheten.se

Innehåll

Sammanfattning	4
1 Elpriser på dagen före-marknaden	6
1.1 Månadsgenomsnitt	6
1.2 Tim- och kvartspriser	9
2 Prispåverkande faktorer	11
2.1 Elanvändning.....	11
2.2 Elproduktion.....	12
2.3 Priser på bränslen och koldioxid	16
2.4 Handel	17
2.5 Ekonomisk utveckling.....	18
3 Terminspriser på den finansiella marknaden	19
4 Slutkundspriser	20
5 Fördjupning – Läge och utsikter på elmarknaden inför vintern 2026/2027	22
5.1 Förhöjd risk för höga elpriser i vinter	22
5.2 Ett ansträngt utgångsläge inför vintern	24

Sammanfattning

De genomsnittliga elpriserna i Sverige ökade i samtliga elområden under september i jämförelse med föregående månad. Genomsnittspriset är fortsatt lägre i SE1 och SE2 än i de sydliga elområdena, och låg på 41 respektive 46 EUR/MWh, vilket är 6 EUR/MWh högre i respektive elområde jämfört med månaden innan. Högst pris var det i SE4 på 107 EUR/MWh, vilket är 34 EUR/MWh högre än i augusti. Systempriset ökade till 96 EUR/MWh i september och därmed 19 EUR/MWh högre än i månaden innan.

Prisutvecklingen i september jämfört augusti visar på ökade månadsmedelpriser i samtliga av Sveriges omkringliggande elområden samt i flera andra europeiska länder. Under september ökade priset som mest i Litauen med 28 EUR/MWh följt av Nederländerna som ökade med 27 EUR/MWh. Av de länder och elområden som Sverige är direkt anslutna till så hade Polen högst månadsmedelpris på 150 EUR/MWh. Lägst månadsmedelpris av de direkt anslutna elområdena har NO4 som i september var 33 EUR/MWh.

I september var det lägsta kvartspriset -4,6 EUR/MWh i SE2 vilket inträffade lördagen den 19 september kl 15.00-15.15. Det högsta kvartspriset inträffade i SE4 måndagen den 14 september mellan kl. 19.30-19.45 och var då 797 EUR/MWh. Antalet kvartar och timmar med negativa priser ökade i alla elområden i september. Flest kvartar och timmar uppstod i SE2.

Lägre genomsnittstemperatur och en något högre elanvändning i både Sverige och Norden under september. Totalt sett användes 9,4 TWh i Sverige (+0,1 TWh från föregående månad) och i Norden¹ användes 28,2 TWh (+0,2 TWh).

Elproduktionen i Sverige och Norden var något högre i september. I jämförelse med augusti är produktionen högre med vatten- och vindkraft medan kärnkraften har en lägre produktion under månaden. Tillgängligheten i svensk kärnkraft var i genomsnitt 55 procent i september vilket är betydligt lägre än i augusti då tillgängligheten var 79 procent.

Under september har tillrinningen till vattenmagasinen varit över det normala i Norden och magasin nivåerna har ökat. I Norge har fyllnadsgraden ökat till 68 procent (+4,6 procentenheter jämfört med slutet av föregående månad) och 15 procentenheter under normala nivåer för vecka 39. I Sverige ökade nivån något till 74 procent (+0,4 procentenheter) vilket endast är 3 procentenheter under normala nivåer. Underskottet i den hydrologiska balansen² i Norden har förbättrats sedan slutet av augusti till att vara -14,9 TWh (+6,1 TWh) i slutet på september. Den största delen av det nordiska underskottet finns i Norge.

Energimyndigheten arbetar löpande med marknadsrapporter och lägesbilder. Utöver marknadsrapporten om elmarknaden publicerar vi även rapporter om utvecklingen på de globala energimarknaderna för olja, naturgas, kol och utsläppsrätter samt biodrivmedel och fasta biobränslen. Vi publicerar även en nationell lägesbild som

¹ Sverige, Finland, Norge och Danmark

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

omfattar en bedömning av Sveriges energiförsörjning. [Marknadsrapporter och lägesbilder](#)

Med anledning av kriget i Mellanöstern publicerar Energimyndigheten en samlad bedömning av energiläget i Sverige och globalt varje vecka. Bedömningen publiceras på onsdagar. Rapporten Nuläget på de globala energimarknaderna, som utökats med elmarknad, publiceras nu var annan vecka till följd av kriget. Den publiceras på fredagar. [Sveriges energiläge just nu](#)

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

För en beskrivning av elens roll i hela energisystemet nu och historiskt titta gärna här: [Sveriges energisystem](#)

1 Elpriser på dagen före-marknaden

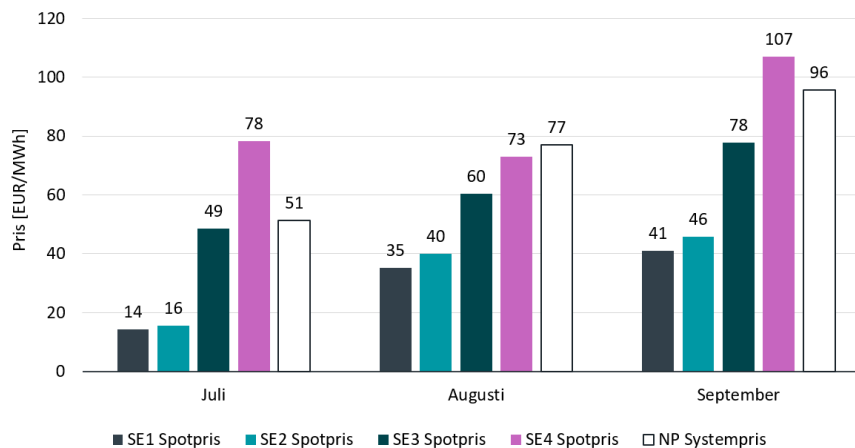
I september ökade månadsmedelpriset i samtliga elområden. Priset ökade desto mer i södra Sverige vilket resulterade i än högre prisskillnader mellan norra och södra Sverige. SE4 hade ett högsta kvartspris på 797 EUR/MWh och SE2 det lägsta -4,6 EUR/MWh. SE2 hade också flest kvartar med negativa priser.

1.1 Månadsgenomsnitt

De genomsnittliga elpriserna i Sverige ökade i samtliga elområden under september i jämförelse med föregående månad, ses i Figur 1. Genomsnittspriset är fortsatt lägre i SE1 och SE2 än i de sydliga elområdena, och låg på 41 respektive 46 EUR/MWh, vilket är 6 EUR/MWh högre i respektive elområde jämfört med månaden innan. Att priset ökat under september beror bland annat på att den hydrologiska balansen varit låg under en tid samt en låg fyllnadsgrad i vattenmagasin vilket gjort att vattenkraften prissatts till ett högre pris. Höga priser på kontinenten med anledning av sommarens värmebölja samt höga gaspriser får även påverkan på priset även i norra Sverige. Därtill har en låg tillgänglighet i den svenska kärnkraften, på grund av långa och i vissa fall förlängda revisionsavställningar, bidragit till ett minskat utbud av elproduktion och därmed högre elpriser. Se även en fördjupad analys av läge och utsikter på elmarknaden inför vinter 2026/2027 i Kapitel 5.

Högst pris var det i SE4 på 107 EUR/MWh, vilket är 34 EUR/MWh högre än i augusti. Systempriset ökade till 96 EUR/MWh i september och därmed 19 EUR/MWh högre än i månaden innan.

Figur 1 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pools systempris i juli-september 2026, EUR/MWh

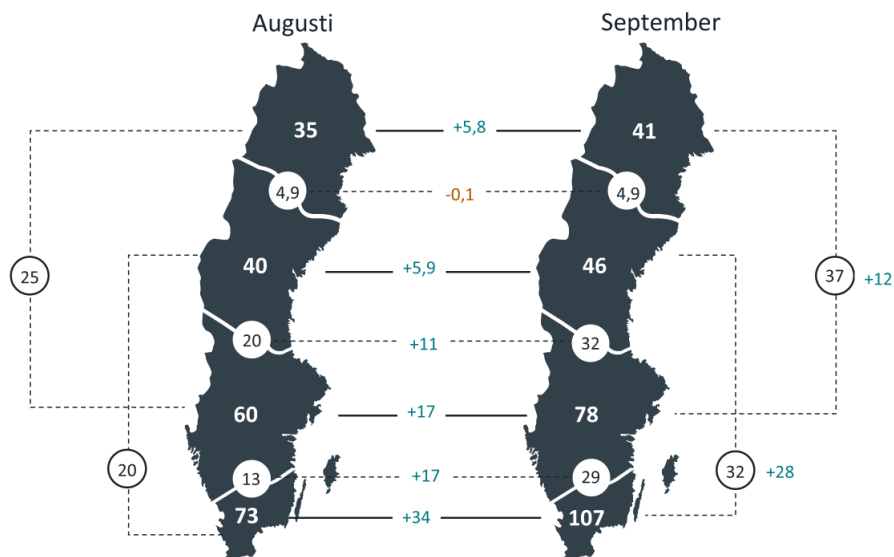


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Figur 2 visar prisskillnaden mellan de svenska elområdena för september och hur de skiljer sig från föregående månad. Prisskillnaden ökade mellan samtliga elområden under september förutom mellan SE1 och SE2 som hade en marginell minskad prisskillnad. Prisskillnaden mellan SE1 och SE3 var 37 EUR/MWh (+12 EUR/MWh) och mellan SE2 och SE4 var prisskillnaden 32 EUR/MWh (+28 EUR/MWh).

Mellan de nordliga elområdena, SE1-SE2, var prisskillnaden till 4,9 EUR/MWh och skillnaden mellan SE3-SE4 ökade till 29 EUR/MWh i september.

Figur 2 Prisskillnader mellan Sveriges elområden under augusti och september 2026 samt hur det skiljer sig mellan månaderna, EUR/MWh



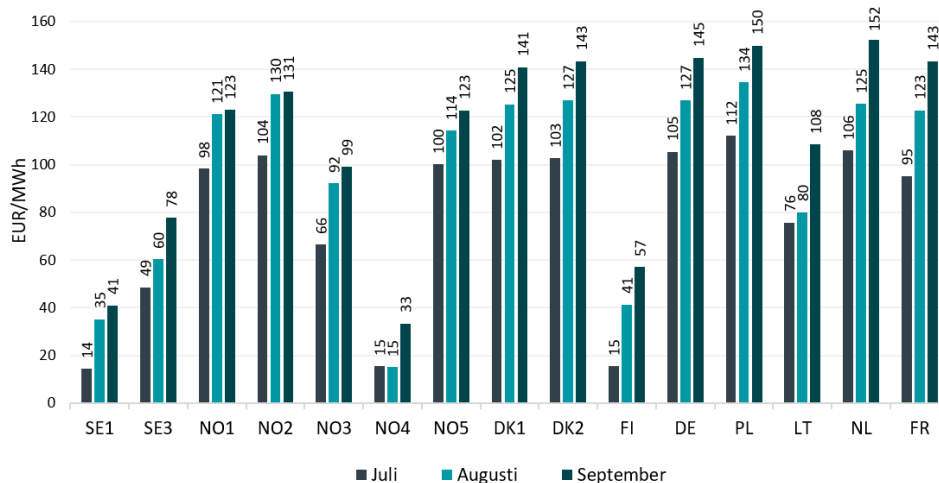
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool.

Anmärkning: I figuren redovisas månadsmedelpriset (vit text), prisskillnaden mellan elområden (svart text) och prisskillnaden jämfört med föregående månad i figuren (röda siffror=minsning, blå siffror=ökning).

I

Figur 3 ses prisutvecklingen i september jämfört med juli och augusti som visar på ökade månadsmedelpriser i samtliga av Sveriges omkringliggande elområden samt i flera andra europeiska länder. Under september ökade priset som mest i Litauen med 28 EUR/MWh följt av Nederländerna som ökade med 27 EUR/MWh. Av de länder och elområden som Sverige är direkt anslutna till så hade Polen högst månadsmedelpris på 150 EUR/MWh vilket är en ökning med 15 EUR/MWh jämfört med föregående månad. Även de norska elområdena (NO1, NO2 och NO5) samt de danska elområdena (DK1 och DK2), Tyskland, Frankrike och Nederländerna hade högt månadsmedelpris på mellan 123–153 EUR EUR/MWh. Lägst månadsmedelpris av de direkt anslutna elområdena har NO4 som i september var 33 EUR/MWh vilket är 18 EUR/MWh högre än föregående månad och 8 EU/MWh lägre än priset i SE1 som hade det näst lägsta.

Figur 3 Månadsmedelpris för elområden sammanlänkade med Sverige samt för NO2, NO5, Nederländerna och Frankrike, i förhållande med SE1 och SE3, juli-september 2026, EUR/MWh

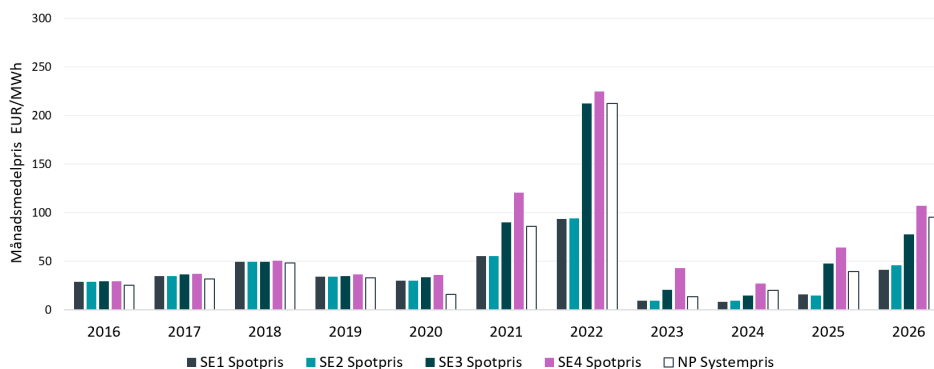


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 4 ses månadsmedelpriset i september för SE1-SE4 samt systempriset jämfört med september tidigare år. För att vara en septembermånad var elpriset i samtliga elområden det högsta sedan 2022 då elpriskrisen pågick jämfört med tidigare år. Priset är högre jämfört med de senaste åren men betydligt lägre än vad det var under 2022.³

I de norra elområdena har ett septemberpris varit högre vid ytterligare två tillfällen förutom under 2022, vid elpriskrisen 2018 som var ett tydligt torrår för vattenkraften och 2021 som präglades av en kraftig tillväxt efter pandemin.

Figur 4 Jämförelse över månadsmedelpris i de svenska elområdena samt systempriset under september jämfört med historiska år, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Faktorer som påverkar priset för Norden och Sverige under månaden, så som elanvändningen, elproduktionen och handeln med andra länder finns under avsnittet Prispåverkande faktorer.

³ Det högsta månadsmedelpriset sett till alla månader för SE1 och SE2 var under december 2022 med 188 EUR/MWh. Det högsta månadsmedelpriset sett till alla månader i SE3 var under december 2022 med 245 EUR/MWh och i SE4 under augusti 2022 med 289 EUR/MWh.

1.2 Tim- och kvartspriser

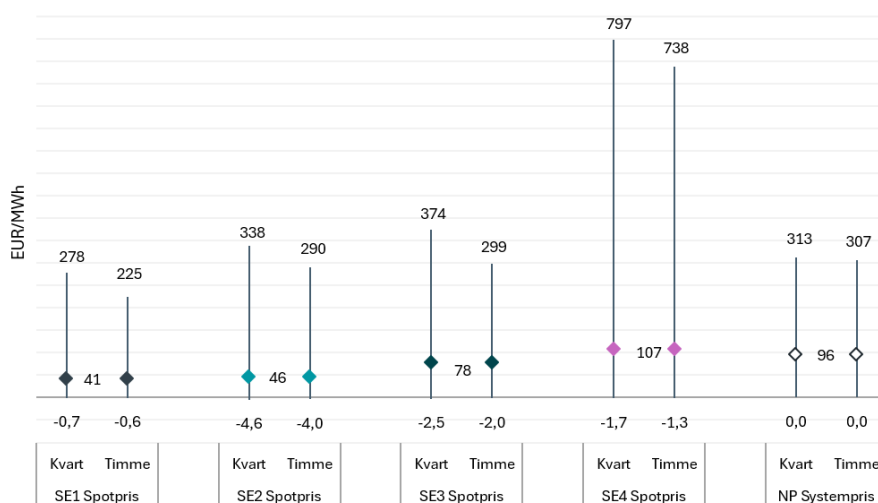
I Figur 5 ses medelspotpriset, det högsta och lägsta priset per kvart och timme för de svenska elområdena samt för systempriset under september. Det lägsta kvartspriset var -4,6 EUR/MWh i SE2 vilket inträffade lördagen den 19 september kl 15.00-15.15.

Det högsta kvartspriset inträffade måndagen den 14 september mellan kl. 19.30-19.45 och var då rekordhöga 797 EUR/MWh i SE4. För övriga elområden inträffade högsta kvartspriser den 22 september. Det höga kvartspriset i SE4 berodde på flera faktorer. Dels att tillgängligheten i svensk kärnkraft var ovanligt låg och bidrog till begränsad överföringskapacitet till SE4 utöver de som redan fanns på grund av underhållsarbeten. Gaspriserna var samtidigt på sin högsta nivå sedan kriget i Mellanöstern inträffade då attacken vid Bab al Mandab skett precis innan helgen vilket gav mycket höga elpriser på stora delar av kontinenten. Då produktionen i SE4 inte täcker elanvändningen blir elområdet mer påverkat för elpriser i omkringliggande områden.

Tidvis höga elpriser på kvällstid ses återkommande, särskilt i SE3 och i SE4, och kan bero på flera prishöjande faktorer, exempelvis revisioner i kärnkraftverk som både minskar produktionen och begränsar överföringskapaciteten inom Sverige. Elpriset i södra Sverige påverkas även i högre grad av höga priser på kontinenten.

Systempriset per kvart var som lägst 0 EUR/MWh vilket också inträffade lördag den 14 september och det högsta inträffade den 14 september då det var 313 EUR/MWh. Det högsta och lägsta timmedelpriset sammanfaller oftast med högsta och lägsta kvartspriset.

Figur 5 Högsta-, lägsta- och medelspotpris per kvart och timme i SE1–SE4 samt för systempriset i september, EUR/MWh

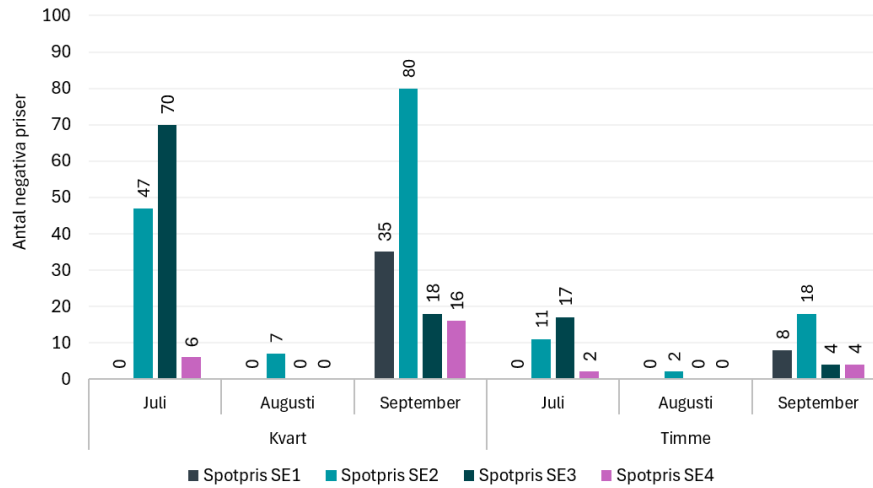


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 6 visas antalet kvartar och timmar med negativa priser som uppstod under de senaste tre månaderna i de svenska elområdena. Antalet kvartar och timmar med negativa priser ökade i alla elområden i september. Flest kvartar och timmar uppstod i

SE2. Tillfällen med negativa priser inträffar primärt i perioder då efterfrågan är låg och/eller när produktionen från intermittenta kraftslag är hög.

Figur 6 Antal kvartar respektive timmar med negativa elpriser i SE1–SE4, juli-september 2026



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

2 Prispåverkande faktorer

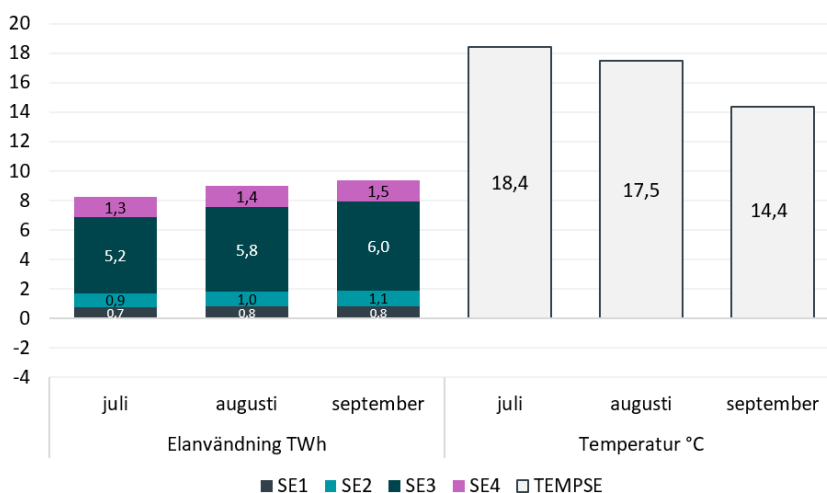
Lägre temperatur och en högre elanvändning både i Sverige och i Norden under september. Elproduktionen var något högre i Sverige och Norden tack vare vatten- och vindkraften. September har präglats av förbättrade magasinnivåer och hydrologisk balans i Norden men fortsatt under det normala, låg tillgänglighet i kärnkraften och stigande priser på naturgas, kol och utsläppsrätter.

2.1 Elanvändning

Elanvändning och genomsnittstemperatur för de senaste tre månaderna ses i Figur 7. Totalt sett användes 9,4 TWh i Sverige under september vilket är 0,4 TWh mer än i augusti och högre elanvändning ses i samtliga elområden. Om man jämför elanvändningen med tidigare septemberrånader⁴ så har elanvändningen varit lägre mellan 2023–2025 men annars högre.

Lägre temperaturer ökar behovet av värme och el då en betydande del av värmen tillgodoses av både direkt elvärme och el för drift av värmepumpar. Genomsnittstemperaturen i Sverige var 14,4 grader i september vilket är 0,7 grader lägre än föregående månad och 1,3 grader högre än normal genomsnittstemperatur.

Figur 7 Efterfrågan på el per elområde (TWh) och genomsnittstemperatur (°C) i Sverige, de tre senaste månaderna 2026

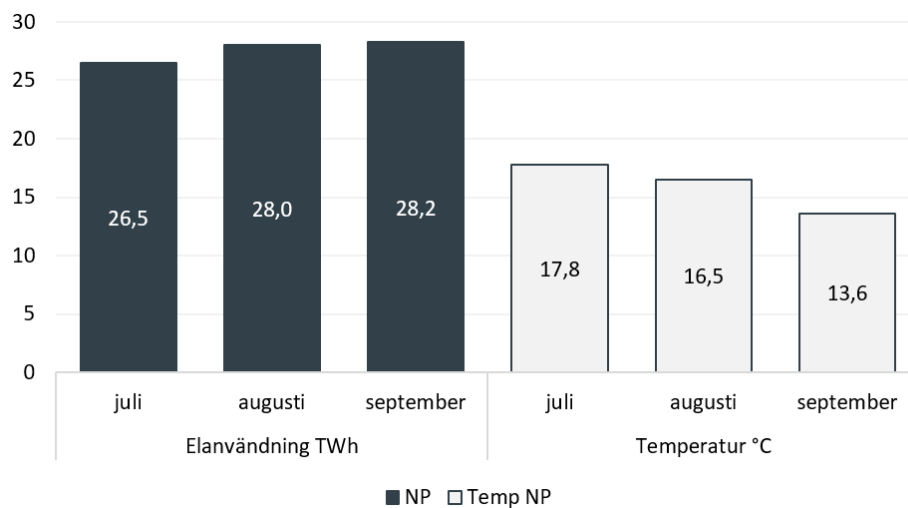


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool
Anm: Statistiken som publiceras på Nord Pool är preliminär.

⁴ Mellan 2012 till 2026

Gemensamt i Norden (Sverige, Finland, Norge och Danmark) ökade elanvändningen till 28,2 TWh i september (+0,2 TWh jämfört med föregående månad), vilket ses i Figur 8. Genomsnittstemperaturen i Norden sjönk till 13,6 grader vilket är 2,9 grader lägre än föregående månad och en grad högre än normal genomsnittstemperatur för månaden. Jämfört med andra septembermånader under perioden 2012–2026 så har elanvändningen endast varit högre under 2021.

Figur 8 Efterfrågan på el (TWh) och genomsnittstemperatur (°C) i Norden, juli–sept 2026



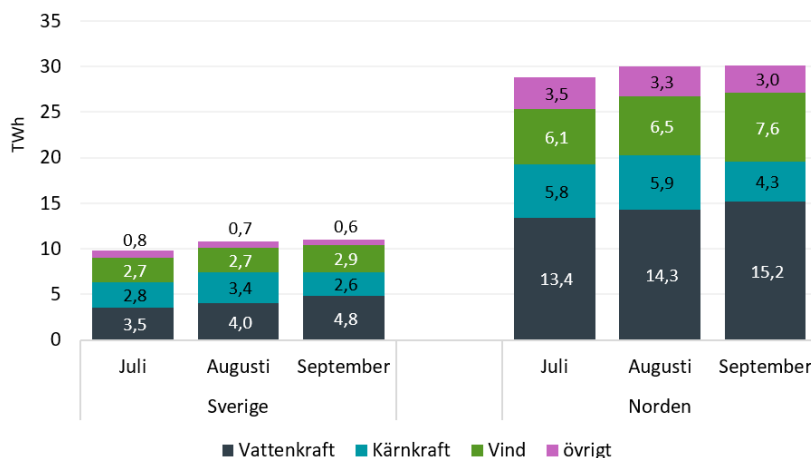
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Anm: Statistiken som publiceras på Nord Pool är preliminär.

2.2 Elproduktion

I Figur 9 ses hur den svenska och nordiska elproduktionen sett ut de senaste tre månaderna. Den totala elproduktionen i Sverige och Norden har varit relativt stabil mellan månaderna men det finns skillnader för respektive kraftslag.

Figur 9 Elproduktion i Sverige och Norden per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor

Anm: Statistiken är preliminär.

I Sverige var elproduktionen 11 TWh under september (+0,2 TWh jämfört med föregående månad). Elproduktionen från respektive kraftslag visar på några skillnader från föregående månad där både vattenkraften (+0,8 TWh) och vindkraften (+0,2 TWh) ökade produktionen medan kärnkraftens produktion minskade (-0,8 TWh) då det var ovanligt låg tillgänglighet i de svenska kärnkraftverken i september.

I Norden (Sverige, Finland, Norge och Danmark) var elproduktionen preliminärt 30,1 TWh i september (+0,1 TWh). I jämförelse med föregående månad ses en ökad produktion från vindkraft (+1,1 TWh) och vattenkraft (+0,9 TWh) och en minskad produktion från kärnkraft (-1,6 TWh) där revisioner genomförs.

2.2.1 Tillgänglighet kärnkraft

Under september var genomsnittlig tillgänglighet i svensk kärnkraft 55 procent vilket kan jämföras med föregående månad då den var 69 procent. Tillgängligheten är också lägre jämfört med historisk tillgänglighet för samma månad under perioden 2014–2025. I Finland var genomsnittlig tillgänglighet 55 procent i september (79 procent i augusti) och lägre än motsvarande månad för perioden 2014–2025, vilket ses i Tabell 1. Den lägre tillgängligheten beror på att årliga revisioner pågår, att några revisioner förlängts och att andra fel uppstått. I början av oktober är fem av elva reaktorer på revision. En avslutas i mitten av oktober, två i slutet av oktober, en i mitten av november och den sista revisioner ska enligt plan vara avslutad den sista november.

Tabell 1 Status 2026-10-05 och genomsnittlig tillgänglighet för nordisk kärnkraft i september

Reaktor	Status	Tillgänglighet [%]	Tillgänglig kapacitet, [MW]	Installerad kapacitet, [MW]	Genomsnittlig tillgänglighet i september 2014–2025	Faktisk/planerade revisioner
Forsmark 1	Ej i drift	19%	200	1 092	80%	6 sept-17 nov 2026
Forsmark 2	I drift	96%	1 074	1 120	76%	12 apr-2 juli 2026
Forsmark 3	I drift	100%	1 162	1 167	74%	8 mars-4 april 2026
Oskarshamn 3	I drift	100%	1 400	1 400	61%	28 mars-10 juli 2026
Ringhals 3	Ej i drift	0%	0	1 074	90%	4 maj-31 okt 2026
Ringhals 4	Ej i drift	0%	0	1 130	43%	2 sep-30 nov 2026
Loviisa 1	Ej i drift	85%	430	508	48%	26 sep-18 okt 2026
Loviisa 2	I drift	1%	3	502	61%	2 aug-29 sep 2026
Olkiluoto 1	I drift	100%	890	890	100%	19 april-13 juni 2026
Olkiluoto 2	I drift	83%	735	890	91%	6 april-17 april 2026
Olkiluoto 3	Ej i drift	24%	380	1 600	95%	10 sep-29 okt 2026
Norden		55%	6 274	11 373	74%	
Sverige		55%	3 836	6 983	70%	
Finland		56%	2 438	4 390	78%	

Källa: SKM Market Predictor

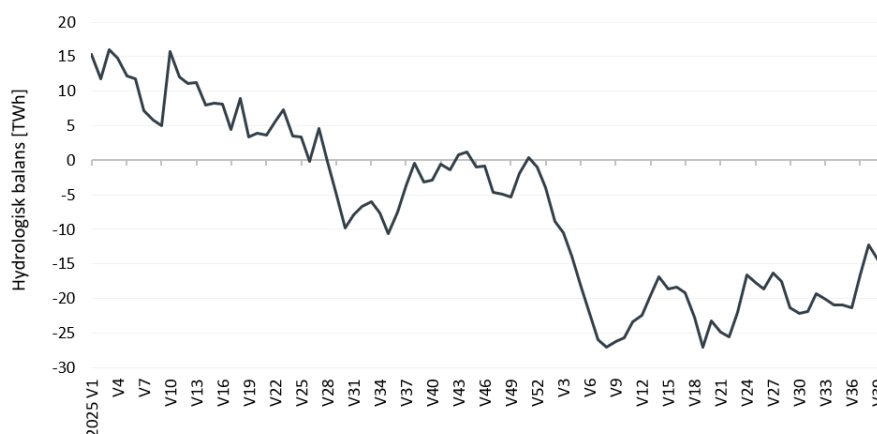
Anm: Genomsnittlig tillgänglighet under aktuell månad för Olk3 sedan driftstart 2023.

2.2.2 Hydrologi

I Figur 10 redovisas den uppskattade hydrologiska balansen i Norden från 2025 till och med vecka 40 i år. Med hydrologisk balans avses mängden vatten, översatt i elenergi fördelad på vatten- och snömagasin (inklusive markvatten) i förhållande till en normalsituation. Den hydrologiska balansen har varit låg under året och var som lägst -27 TWh vecka 8 (februari) och åter på samma nivå vecka 19. I slutet av vecka 40 ses ett fortsatt underskott på -14,9 TWh (+6,1 TWh från vecka 35) och en förbättring från slutet av föregående månad. Den största delen av det nordiska underskottet finns i Norge som har -14,4 TWh (+2,2 TWh). I Sverige är underskottet -1,0 TWh (+1,9 TWh) medan Finland inte har något underskott.

Ett underskott på den hydrologiska balansen ger att vattenkraften kan behöva hålla hårdare på vattnet för att det ska räcka över kommande vintersäsong. Detta påverkar elpriserna uppåt.

Figur 10 Hydrologisk balans i Norden per vecka 2025–2026, TWh



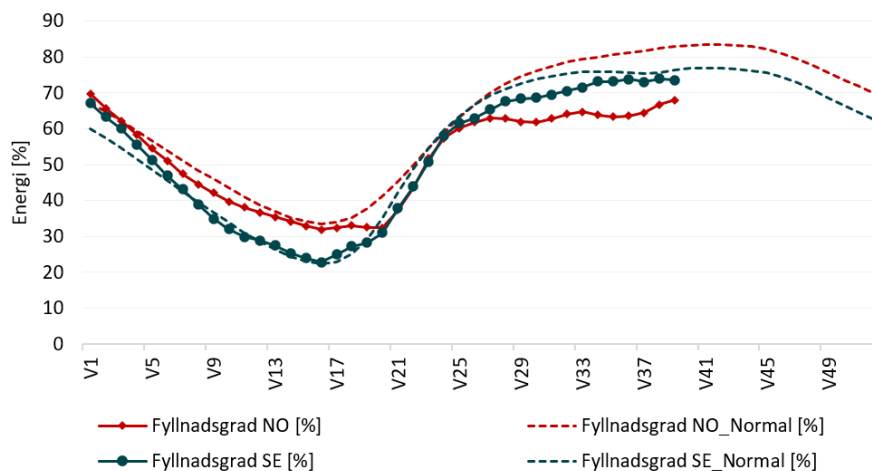
Källa: SKM Market Predictor

I Figur 11 redovisas fyllnadsgraden i de svenska och norska magasinerna. Magasinnivåerna ökade rejält i början av juni men ökningstakten avtog därefter både i Sverige och Norge. Sedan slutet på förra månaden har fyllnadsgraden i Sverige ökat något till 73,6 procent (+0,4 procent) vecka 39 och är endast 3 procentenheter under normalen⁵ för aktuell vecka.

I Norge har fyllnadsgraden också ökat för att vecka 39 vara 68 procent (+4,6 procent) och det är ungefär 15 procentenheter under normalt för aktuell vecka. Gemensam fyllnadsgrad för norska och svenska magasin var 70 procent (+4 procent) och 12 procentenheter under normalen.

⁵ Normalnivån skiljer sig åt beroende på källa om det är median- eller medelvärde och vilka år som inkluderas.

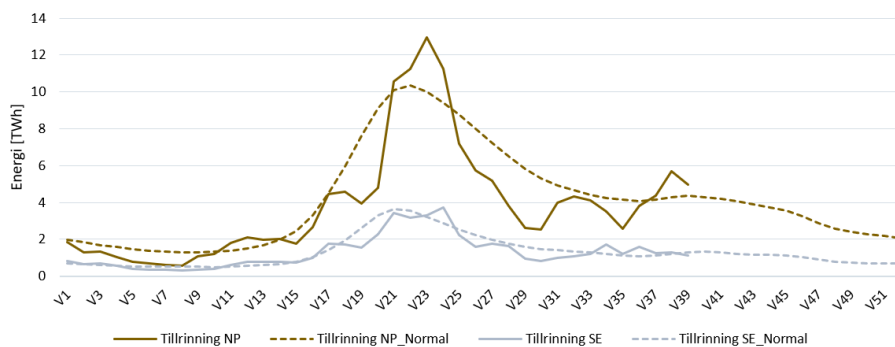
Figur 11 Fyllnadsgrad i svenska och norska vattenmagasin 2026 och genomsnittlig normalnivå, procent



Källa: SKM Market Predictor

Figur 12 redovisar tillrinningen i Sverige och Norden per vecka samt för ett genomsnittligt normalår. Mars månad var ovanligt varm och snösmältningen startade tidigare än vanligt i delar av Sverige och i april startade snösmältningen även i norra delarna av landet. Inledningen av maj blev svalare och tillrinningen var lägre och oregelbunden mellan veckorna för att senare ta fart igen. Under september har tillrinningen generellt varit högre än normal och högre än i augusti. Genomsnittlig tillrinning för vecka 36–39 var 1,3 TWh i Sverige vilket är strax över normala värdet för veckorna. För Norden som helhet uppgick genomsnittlig tillrinningen till 4,7 TWh vilket kan jämföras med en mer normal tillrinning på 4,2 TWh.

Figur 12 Tillrinning i Sverige och i Norden 2026 och normala tillrinning per vecka, TWh



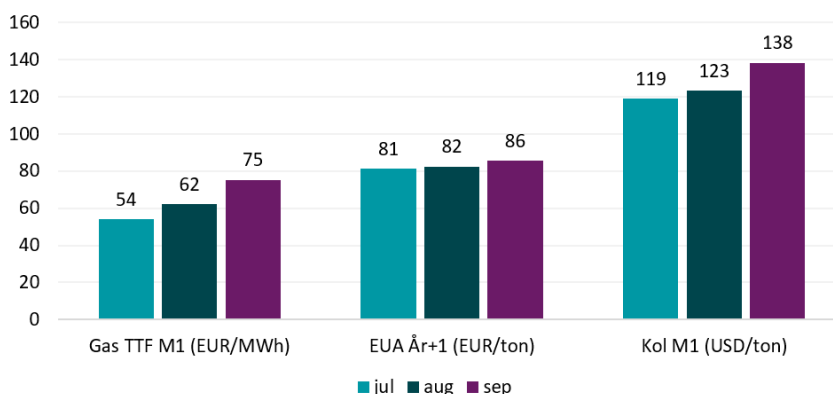
Källa: SKM Market Predictor

2.3 Priser på bränslen och koldioxid

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 [Marknadsrapporter och lägesbilder](#).

Figur 13 visar prisutvecklingen för naturgas, utsläppsrätter och kol under den senaste tremånadersperioden. Prisutvecklingen präglas av ett fortsatt oroligt läge i Mellanöstern med blandade nyheter kring exportflöden och utsikten för eventuella förhandlingar mellan USA och Iran. Under sommaren har priserna stigit kraftigt och det genomsnittliga priset på naturgas var 75 EUR/MWh i september (+13 EUR/MWh jämfört med föregående månad). Priset på kol har varit relativt stabil men ökade under september till 138 USD/ton (+15 USD/ton). Priset på utsläppsrätter har ökat något och var 86 EUR/ton (+4 EUR/ton).

Figur 13 Genomsnittligt månadspris på naturgas, utsläppsrätter och kol, juli–sept 2026



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

Under september har dagspriset på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden ökat kraftigt och var som högst drygt 82 EUR/MWh den 14 september i samband med oroligheterna kring Bab al-Mandab. Därefter har priserna fallit tillbaka till ungefär samma nivåer som i början av september. Som lägst var det genomsnittliga dagspriset 70 EUR/MWh. De europeiska naturgaslagren fylls på långsamt och ligger lägre än tidigare år då gaspriset är högt. Den sista september var de fyllda till 72 procent, att jämföra med 66 procent månadens första dag.⁶ Dagspriset på kol var som högst 142 USD/ton den 10 september och som lägst 134 USD/ton den 21 september och månadens lägsta pris denna månad var förra månadens högsta. Dagspriset på utsläppsrätter har rört sig från att ha varit som lägst 83 EUR/ton månadens första dag till att vara som högst 88 EUR/ton den 14 september.

⁶ [Data Overview / Historical Data - AGSI](#), Vid fulla lager har EU cirka 100 miljarder kubikmeter gas i lager, vilket är ungefär en tredjedel av EU:s årliga konsumtion.

2.4 Handel

Sverige nettoexporterade 2 TWh under september, vilket är 0,1 TWh mindre än under föregående månad och i september 2025. Störst nettoexport gick till Finland med 1 TWh under september följt av 0,4 TWh till Danmark och 0,3 TWh till Norge. För Norden som helhet ökade nettoexporten något till 1,7 TWh i september. Under september var det 22 timmar med nettoimport vilket kan jämföras med 8 timmar i augusti. Hittills under 2026 har nettoimport skett under 169 timmar med flest timmar under juni. Under hela 2025 var det 53 timmar med nettoimport, där merparten av dem uppstod under november.

Tabell 2 Handel, nettoexport (-), nettoimport (+), TWh

Exportörande region	Importörande region	September 2026	Augusti 2026	September 2025
SE1	FI	-0,7	-0,8	-0,4
SE3	FI	-0,3	0,0	-0,4
SE3	DK1	-0,3	-0,4	0,0
SE4	DK2	-0,2	-0,2	-0,3
SE1	NO2	0,1	0,2	0,1
SE2	NO4	0,0	0,0	0,1
SE2	NO3	-0,1	-0,2	0,0
SE3	NO1	-0,3	-0,7	-0,5
SE4	DE	-0,1	0,0	-0,2
SE4	PL	-0,1	-0,1	-0,1
SE4	LT	-0,1	-0,1	-0,4
DK1	NL	-0,1	0,1	0,2
DK1	DE	-0,1	-0,1	-0,3
DK2	DE	0,1	0,1	-0,1
NO2	NL	-0,1	0,0	-0,2
NO2	DE	-0,2	-0,2	-0,6
NO2	UK	-0,5	-0,6	-0,6
NO4	RU	0,0	0,0	0,0
FI	RU	0,0	0,0	0,0
FI	EE	-0,5	-0,5	-0,4
Nettoexport	Sverige	-2,0	-2,1	-2,1
Nettoexport	Norden	-1,7	-1,5	-2,7

Källa: SKM Market Predictor

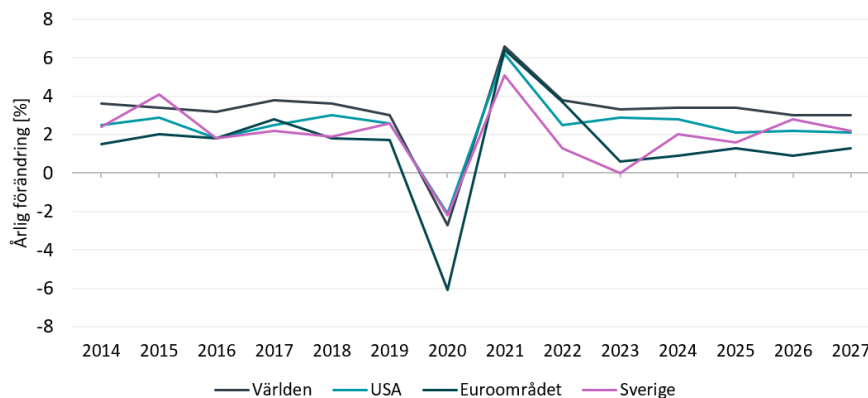
2.5 Ekonomisk utveckling

I Figur 14 presenteras prognoser på årsnivå för BNP från Konjunkturinstitutet (KI). På kort sikt kan en minskad ekonomisk utveckling påverka elmarknaden på åtminstone två olika sätt genom att påverka elpriset i nedåtgående riktning. 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.

Konjunkturinstitutet bedömer i sin senaste prognos (september 2026)⁷ att återhämtningen av svensk ekonomi har kommit långt och att lågkonjunkturen ebbar ut. Kriget i Mellanöstern har haft en mindre påverkan på världsekonomin än väntat men har lett till höga och volatila energipriser som i sin tur påverkar inflationen. Inflationen är fortsatt låg i Sverige men beror delvis på diverse skattelättnader men de höga priserna spiller även över på livsmedel, flygresor mm och bedömningen är att inflationen stiger över Riksbankens inflationsmål för 2027.

BNP-tillväxten skrivs upp till 3,0 procent för 2026 från 2,4 procent i prognosen från augusti. För 2027 bedöms BNP-tillväxten vara 2,4 procent vilket är en nedskrivning från 2,8 procent från föregående prognos.

Figur 14 BNP och prognos av BNP, fasta priser



Källa: KI, kalenderkorrigerade värden

⁷ [Inflationen tydligt över inflationsmålet nästa år - Konjunkturinstitutet](#)

3 Terminspriser på den finansiella marknaden

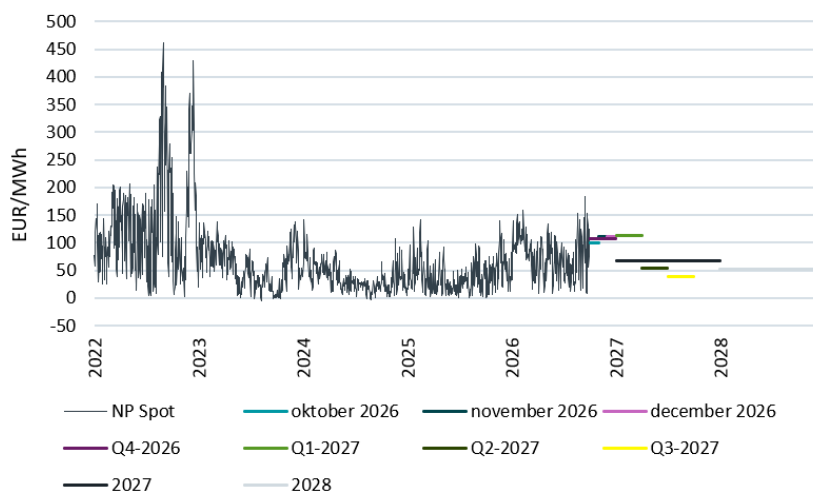
Terminspriserna ger en indikation på vad marknaden tror om framtida priser just när kontrakten handlas och kontrakten för de närmaste leveransperioderna ligger långt över nivåerna innan kriget i mellanöstern inleddes.

Förutom den fysiska handeln med el handlar många marknadsaktörer även på den finansiella marknaden för att prissäkra sin produktion eller användning. Terminspriset i Norden (systempris) för oktober 2026 (frontmånad) stängde på 99 EUR/MWh den sista september och priserna på årskontrakten för Norden 2027 och 2028 stängde på 67 respektive 53 EUR/MWh. I Figur 15 nedan redovisas Nord Pools systempris samt forwardpriser för olika kontrakt på Euronext.

Forwardpriser på el indikerar marknaden förväntningar på framtida elpriser tidpunkten när avtalet sluts och används för prissäkring av både producenter och användare. Vid oro på marknaden ses ofta påverkan på forwardpriser och kriget i mellanöstern har höjt prisnivån när de jämförs med prisnivån innan kriget inleddes. Kriget är inte den enda anledningen till den ökade prisnivån på forwardpriserna då det även är ett underskott i den hydrologiska balansen vilket kan påverka tillgången på vatten inför kommande vinter.

I slutet på månaden har terminerna fortsatt uppåt och sista september handlas exempel Q4 för 107 EUR/MWh vilket är 96 procent högre än innan kriget i mellanöstern inleddes och kontraktet har som högst handlats för 117 EUR/MWh den 14 september strax efter oroligheterna i Bab al Mandab. För de närmaste leveransperioderna ses fortsatt betydligt högre prisnivåer jämfört med innan kriget inleddes. Kontrakt för leveransperioder längre fram visar på mindre procentuella ökningar där tex 2028 är 30 procent högre än innan kriget inleddes.

Figur 15 Systempris (dygnsmedel) samt terminspriser för olika kontrakt, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2026-09-30.

4 Slutkundspriser

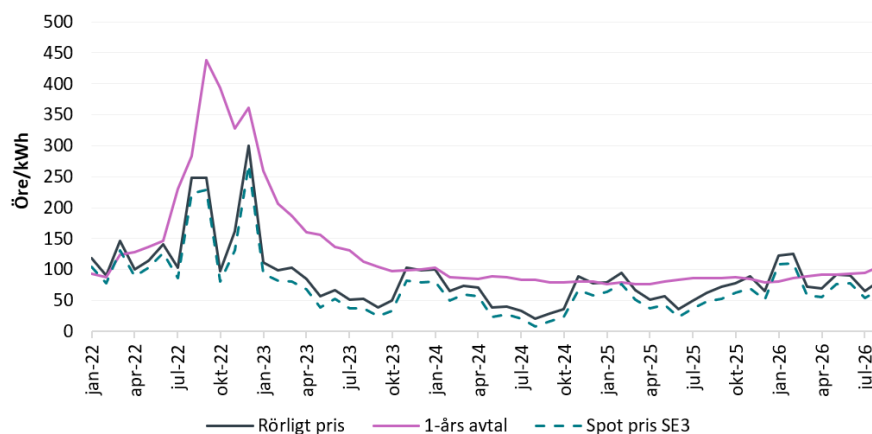
Spotpriset på Nordpool är en del av den totala kostnaden för en slutkund då det tillkommer avgifter hos elhandlaren, nätkostnad, elskatt och moms. Majoriteten av kunder har någon form av rörligt elavtal, kostnaden för elavtalet står för mellan 31–41 procent av slutkundens totala kostnad för el och skatt och moms står tillsammans för mellan 35–39 procent beroende på elområde under augusti.

Slutkunders elpris följer med i de prisförändringar som sker på elmarknaden, särskilt vid kvartsprisavtal men även vid rörliga månadsavtal. Fastprisavtal påverkas, men på längre sikt.

De flesta elkunderna i Sverige har någon form av rörligt avtal (kvartspris eller månadspris). I augusti var det 75 procent av alla kunder som hade rörligt avtal (61 procent har rörligt månadsavtal och 14 procent har rörligt timpris- eller kvartsprisavtal) och oförändrat från föregående månad. SE4 är det elområde med högsta andelen rörliga avtal med 83 procent i augusti (68 procent har rörligt månadsavtal och 15 procent har rörligt timpris- eller kvartsprisavtal). I SE1 är andelen som lägst med 67 procent (57 procent har rörligt månadsavtal och 10 procent har rörligt timpris- eller kvartsprisavtal).

I Figur 16 ses att spotpriset i SE3 steg i augusti jämfört med föregående månad och att det rörliga elprisavtalet följer spotpriset uppåt. Det 1-åriga elprisavtalet är stabilare över tid och under månaden är kostnaden något högre för typkunden villa med elvärme i SE3 jämfört med föregående månad. Det genomsnittliga priset (exkl. elskatt, elnät och moms) var 104 öre/kWh för ett 1-års fastprisavtal och 81 öre/kWh för ett rörligt avtal för typkunden villa med elvärme i SE3. Motsvarande pris för SE4 var 122 öre/kWh för ett 1-års fastprisavtal och 95 öre/kWh för ett rörligt.

Figur 16 Elhandelspris, genomsnittligt rörligt avtal och 1-årigt fastprisavtal för kunden villa med elvärme i SE3 per månad (exkl. skatt), öre/kWh

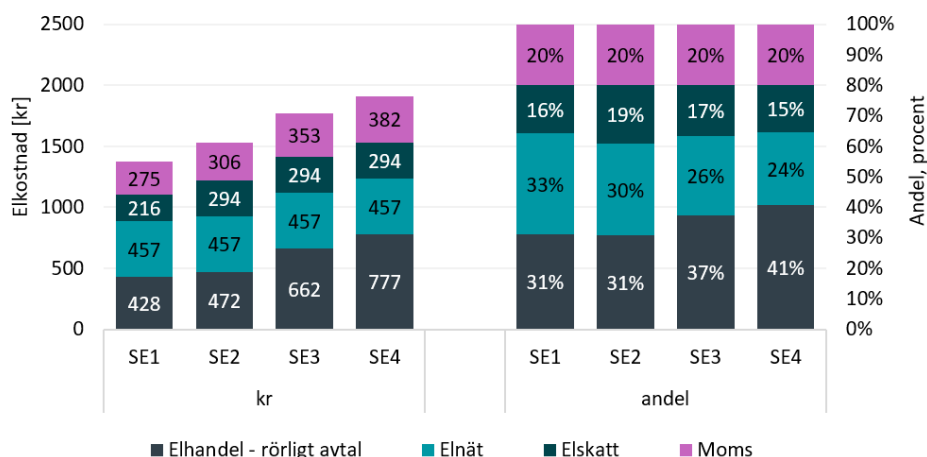


Källa: SCB, SKM Market Predictor, Nord Pool

Den totala elkostnaden för en kund består enkelt uttryckt av fyra delar, kostnaden för el, nätavgifter för transporten av el, elskatt och moms. I Figur 17 redovisas en uppskattning av den totala elkostnadens delar för typkunden villa med elvärme i respektive elområde i augusti samt motsvarande procentuella fördelning. I SE1 och SE2 uppgick den totala genomsnittliga kostnaden till omkring 1 375 kr respektive 1 530 kr medan motsvarande kostnad i SE3 och SE4 låg på 1 770 kr respektive 1 910 kr.

En högre elanvändning i augusti bidrar mest till att totala kostnaden ökade för typkunden i samtliga elområden men även ett högre spotpris på el i alla elområden utom SE4 bidrar till ökningen. Under månaden utgör kostnaden för elavtalet den största delen av slutkundens totala kostnad för el i SE2-SE4 medan det är elnätskostnaden i SE1. I SE4 står kostnaden för elavtalet 41 procent och i SE2 för 30 procent av den totala kostnaden för el. Under månaden står skatt och moms tillsammans för mellan 31–41 procent av totala kostnaden beroende på elområde.

Figur 17 Totala elkostnadens olika delar för typkunden villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 817 kWh för aktuell månad) för respektive elområde i augusti 2026, kr (vänster axel) samt motsvarande procentuell fördelning, procent (höger axel).



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten

Anm: Det antagna elnätspris är samma i alla elområden, i verkligheten varierar elnätspriset geografiskt, både inom och mellan elområden. Vidare har samma förbrukning (20 000 kWh per år) och fördelning av förbrukningen över året antagits även om förbrukningen i genomsnitt är högre i SE1 jämfört med SE4. Under det 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.

5 Fördjupning – Läge och utsikter på elmarknaden inför vintern 2026/2027

5.1 Förhöjd risk för höga elpriser i vinter

Utgångsläget inför vintern är mer ansträngt än normalt. Den faktor som tydligast talar för ett högre nordiskt prisläge är den svaga hydrologiska situationen. Den hydrologiska balansen ligger omkring 15 TWh under det normala och vattenmagasinen är tydligt lägre än normalt, i huvudsak i Norge. Eftersom vattenkraften står för omkring hälften av den nordiska elproduktionen får tillgången på vatten stor betydelse för prisbildningen. Det hydrologiska underskottet innebär att producenterna kan behöva hushålla med vattnet under vintern, vilket höjer vattenvärdet och därmed kan bidra till högre bud från vattenkraften. Hur situationen utvecklas under hösten och vintern beror i hög grad på nederbörden där regnperioder kan ge tillfällig lindring men inte fylla magasinerna nämnvärt.

Även utvecklingen på de europeiska energimarknaderna innebär en risk för högre gaspriser. Naturgaspriserna har stigit under 2026, samtidigt som gaslagren i EU är lägre än föregående år och osäkerheten kring den globala tillgången på gas och LNG är förhöjd. Naturgaspriserna ligger dock fortfarande betydligt under 2022 års extrema nivåer. Genom den gemensamma europeiska elmarknaden kan höga bränsle- och elpriser på kontinenten påverka svenska elpriser. Genomsnittet är normalt större i södra Sverige, men utvecklingen under augusti visar att höga kontinentala priser och gaspriser även kan bidra till prisuppgångar längre norrut. Historiskt sett är sambandet mellan höga gaspriser och elpriser i SE3 och SE4 tydligare under perioder med höga gaspriser i kombination med lägre elproduktion och låga temperaturer. Under andra tillfällen är sambandet ofta svagt eller obefintligt.

Terminsmarknaden stödjer bilden av en förhöjd priskrisk. Den 22 september handlades det nordiska terminskontraktet för fjärde kvartalet 2026 omkring 104 EUR/MWh och kontraktet för första kvartalet 2027 för 110 EUR/MWh. Det är 92 respektive 65 procent högre än nivåerna innan kriget i Mellanöstern inleddes. De höga terminspriserna kan bland annat kopplas till den ansträngda hydrologiska situationen, förlängda revisioner i kärnkraften och utvecklingen på de europeiska energi- och bränslemarknaderna. Terminspriserna är dock inte en prognos för de faktiska spotpriserna och kan förändras snabbt när förutsättningarna ändras. De bör därför främst ses som en indikation på att marknaden i nuläget prissätter en högre risk inför vintern.

Samtidigt finns det faktorer som kan dämpa priserna och utvecklingen under vintern är fortsatt osäker. Tillgängligheten i den nordiska kärnkraften är låg under september och större delen av oktober till följd av flera samtidiga och förlängda

revisioner, men väntas förbättras när de planerade revisionerna avslutas. Enligt revisionsplanerna ska samtliga planerade revisioner vara avslutade i slutet av november. Om reaktorerna därefter är tillgängliga enligt plan förbättras produktionsläget inför den del av vintern elanvändningen normalt är som högst.

Väderutvecklingen blir samtidigt avgörande för hur dessa förutsättningar omsätts i faktiska elpriser. Temperaturerna påverkar efterfrågan på el för uppvärmning i Norden och efterfrågan på bland annat naturgas i Europa, medan nederbörd och vind påverkar tillgången på vatten- och vindkraft. De europeiska säsongsprognoserna ger i nuläget ingen tydlig signal om en ovanligt kall vinter och pekar snarare mot en ökad sannolikhet för temperaturer över det normala i stora delar av Europa. Osäkerheten är dock större för norra Europa och längre fram under vintern. El Niño bidrar ytterligare till osäkerheten, men ger i sig ingen tydlig indikation på om vintern i Sverige blir kall eller mild.

Den ökande andelen vind- och solkraft i det europeiska elsystemet innebär dessutom att väderförhållandena får större betydelse för prisbildningen. Perioder med hög vind- och solkraftsproduktion kan ge låga eller negativa priser, medan låg produktion kan förstärka prisuppgångar när efterfrågan är hög eller tillgången på annan produktion är begränsad. Prisbildningen under vintern kan därför präglas av stora variationer även om den genomsnittliga prisnivån blir högre än normalt.

Särskilt höga elpriser kan uppstå när flera ogynnsamma förhållanden sammanfaller. Kallt väder kan öka elanvändningen samtidigt som låg vindkraftsproduktion minskar utbudet av el med låga rörliga kostnader. Om detta sammanfaller med en fortsatt svag hydrologisk situation och högt prissatt vattenkraft, begränsad kärnkraftstillgänglighet eller höga gas- och elpriser på kontinenten kan dyrare produktion eller minskad efterfrågan behövas för att balansera marknaden och priserna stiga kraftigt. Hur stort genomslaget blir i olika svenska elområden beror samtidigt på handelsflöden och tillgänglig överföringskapacitet.

Sammantaget bedöms risken för högre elpriser än de senaste tre åren vara förhöjd inför vintern 2026/2027. Den svaga hydrologiska balansen i Norden väger tungt i bedömningen, eftersom den påverkar förutsättningarna för vattenkraften under hela vintersäsongen. Även utvecklingen på de europeiska energimarknaderna bidrar till ökad risk för höga elpriser, särskilt i södra Sverige. Mot detta står framför allt förbättrad tillgänglighet i den nordiska kärnkraften och möjligheten till en mild vinter.

Samtidigt skiljer sig förutsättningarna från den ansträngda situationen 2022. Naturgaspriserna ligger fortfarande betydligt under de nivåer som noterades då, den franska kärnkraften har en högre tillgänglighet och de europeiska elpriserna har hittills inte varit i närheten av 2022 års högsta nivåer. Bedömningen är därför inte att priserna nödvändigtvis blir höga under hela vintern, utan att risken för ett högre genomsnittligt prisläge och för perioder med höga priser är större än normalt.

Analysen pekar därmed på en förhöjd prisrisk, snarare än på en bristsituation i elsystemet. I nuläget finns inga indikationer som tyder på en risk för effektbrist under vintern. Energimyndigheten bevakar kontinuerligt utvecklingen på energimarknaderna och planerar för olika händelseförlopp inför och under vintern. Vilka åtgärder som kan bli aktuella, och när de i så fall bör vidtas, beror på hur situationen utvecklas och behöver utgå från en samlad bedömning av bland annat prisnivåer, varaktighet, bakomliggande orsaker och konsekvenser för olika aktörer.

Slutligen är det viktigt att understryka att elmarknaden har genomgått stora förändringar under de senaste åren. I norra Europa har utbyggnaden av variabel elproduktion varit omfattande, samtidigt som den fossila elproduktionen har minskat. Prisvariationerna har ökat, parallellt med en utveckling av batterier och andra flexibilitetslösningar. Flödesbaserad kapacitetsberäkning har införts och flera omfattande kriser har påverkat energisystemet i Europa och globalt, med betydande ekonomiska konsekvenser, inte minst i form av kraftigt stigande inflation. Samtidigt ser vi nya budstrukturer och prismönster på elmarknaden som sannolikt delvis speglar en anpassning till de förändrade marknadsförutsättningarna. Sammantaget innebär detta att dagens elmarknad på flera viktiga områden skiljer sig från den som rådde för bara några år sedan. Historiska prisnivåer och jämförelseperioder är därför inte självklart representativa för dagens marknad, vilket bidrar till osäkerheten i bedömningen av elpriserna under vintern.

5.2 Ett ansträngt utgångsläge inför vintern

5.2.1 Värme och torka har pressat Europas elsystem

Sommaren har varit utmanande på många håll i Europa på grund av höga temperaturer och torka. Tillsammans med höga gaspriser har det tidvis lett till mycket höga elpriser i mellersta och södra Europa. Det är svårt att säga hur mycket den ansträngda situationen har påverkat svenska elpriser eftersom det samtidigt funnits begränsningar i nordisk elproduktion, men det vi kan konstatera är att elpriserna i Sverige generellt legat lägre än många områden i södra Europa.

I början av september var det fortfarande mycket varmt på kontinenten och södra Europa vilket ökade efterfrågan på el och luftkonditionering. Efterfrågan var hög längre tid på dygnet, också på kvällen och natten när solelproduktionen minskat. Hög efterfrågan på el kan innebära att dyrare produktion, eller ibland efterfrågaminskningar, behövs för att hålla balans mellan produktion och användning.

Värmen och torkan har, i bland annat Frankrike, lett till att kärnkraftsproduktion tidvis behövt begränsas på grund av höga temperaturer i närliggande floder vilket har lett till problem för hanteringen av kylvatten.⁸ Låga vattennivåer och höga temperaturer i floder har i sommar också ställt till det för kärnkraften i andra länder.⁹ Schweiz fick stoppa kärnkraftverket helt i juni och Bulgarien har en tidig varning för elförsörjningen och risk för bortkoppling av elanvändare utfärdats. Rumänien har utfärdat elkris av samma skäl. I Ungern har vattennivån i Donau höjts och möjligheten att kyla kärnkraftverken har förbättrats. Ungern har lyckats driftsätta 4 kärnkraftblock och har gått ur sin tidiga varning för elförsörjningen.

Vattenkraften i europeiska länder har påverkats av torkan och betydligt lägre vattennivåer än normalt ses exempelvis i Frankrike, Schweiz, Italien och Österrike: problemet kommer med stor sannolikhet att kvarstå över vintersäsongen även om regnperioder kan ge tillfällig lindring.

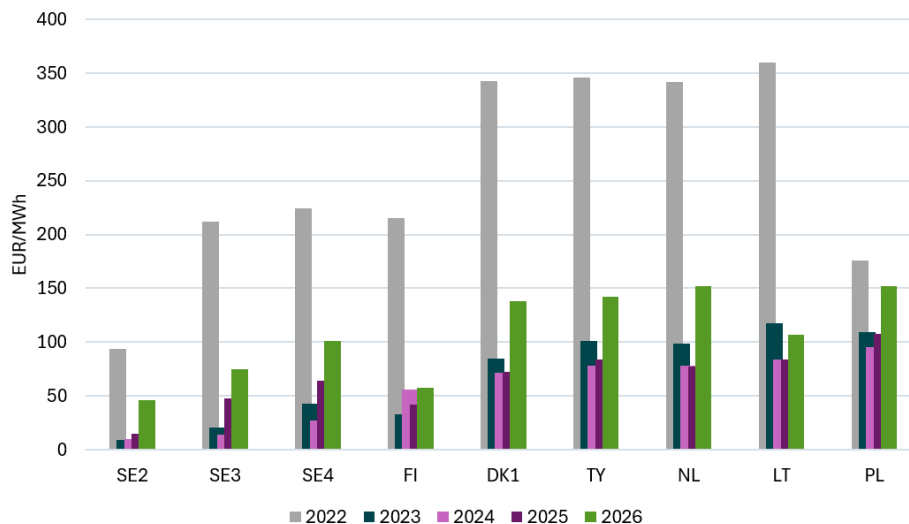
⁸ [Kärnkraftsproduktionen i Frankrike påverkas av värmebölja, Availability of generation resources - Access to data | RTE](#), Montel,

⁹ [Så påverkade torka och värme Europas elproduktion](#)

Under sommaren har även produktionen i gaskraftverk begränsats av värmen i flera länder som till exempel Storbritannien, Frankrike och Italien men även för kolkraft i Polen. Produktionsbortfall kan bero på att kylvattnet är för varmt men också på att höga temperaturer gör luften tunnare vilket försämrar förbränningen av gas och elproduktionen minskar. Det är inte ett problem när temperaturerna sjunker igen.

Torkan har i sommar även påverkat möjligheten att transportera bränslen på floder, minskat överföringskapaciteter på elnät, maneter som satt igen kylvattenintag och lägre produktion från vindkraft då högtryck generellt ger mindre vindar. Elproduktionen med solkraft har varit hög under sommaren och en viktig elproduktionskälla under sommaren.

Det resulterade i att de genomsnittliga elpriserna under sommaren var högre än de föregående tre somrarna. Elpriserna var dock en bra bit från nivåerna under energipriskrisen 2022 på flera håll i Europa, samtidigt som det finns stora regionala prisskillnader. Figur 18 visar att prisnivån i september hittills har följt sommars mönster med högre elpriser, men att årets september är lägre än september 2022 då elpriserna var dubbelt så höga.



Figur 18 Genomsnittliga elpriser i september månad de senaste 5 åren (för 2026 till och med 24 september), EUR/MWh

Det är stora variationer mellan högsta och lägsta kvartspris i elområden på den europeiska elmarknaden och hur de varierat under september i Sverige ses i Figur 5.

Det bör understrykas att hela det europeiska elsystemet utvecklas mot en allt större andel väderberoende elproduktion, framför allt vind- och solkraft. Om förändringarna summeras för Sverige, Norge, Finland, Danmark, Estland, Lettland, Litauen, Polen, Tyskland, Frankrike, Nederländerna, Belgien och Storbritannien blir volymerna stora. Sedan år 2000 har produktionen av el med vind- och solkraft ökat med 500 TWh samtidigt som fossil elproduktion minskat med 462 TWh. I takt med denna utveckling får väderförhållanden en allt större betydelse för elpriserna, vilket genom den sammankopplade europeiska elmarknaden även får genomslag på svenska elpriser.

5.2.2 Osäkerheten på de globala energimarknaderna är fortsatt stor

De globala energimarknaderna har sedan tidig vår präglats av den utbudsstörning som påbörjades i och med kriget mellan USA och Iran när kraftiga störningar i trafiken genom Hormuzsundet uppstod. Behovet samt tillgången på fossila bränslen påverkas samtidigt i normala fall av en rad andra variabla och osäkra faktorer vilka är svåra att göra bedömningar av långt i förväg. För höst och vinter 2026/2027 går det däremot att identifiera ett antal faktorer som kan få särskilt stor påverkan på balansen mellan utbud och efterfrågan i Europa, vilka därför blir avgörande att följa framöver för att förstå prisutveckling.

Fortsatt osäker gas- och bränsletillgång

Användning av oljelager, ökad produktion bland alternativa exportörer och minskad efterfrågan har begränsat störningarna i Hormuz påverkan på den globala marknaden under våren och sommaren. En fortsatt konflikt eller eskalering kan dock bidra till ökad osäkerhet och ytterligare fysisk påverkan på olje- och gasinfrastruktur i regionen, med ytterligare åtstramning av utbud och ökade priser som möjlig konsekvens, samtidigt som de globala lagren har minskat. För hösten och vintern är tillgången på naturgas och diesel två av de största osäkerheterna på marknaden ur ett europeiskt perspektiv.

Europas gaslager har för närvarande en fyllnadsgrad på 70 procent, vilket motsvarar 138 TWh mindre gas jämfört med samma tidpunkt förra året¹⁰. Detta beror till stor del på att höga gaspriser sedan krigets utbrott har minskat incitamenten att fylla gaslagren under våren och sommaren. Osäkerhet råder nu kring huruvida EU-länderna kommer att kunna uppnå EU:s gaslagringsmål till den 1 december¹¹. Från januari 2027 infrias samtidigt EU:s lagstiftning gällande utfasning av rysk gas, och import av rysk LNG till EU förbjuds. Enligt IEA stod Ryssland första halvåret 2026 för 14 procent av Europas LNG import¹². Till hösten 2027 förbjuds även röroledd gas från Ryssland, vilket ytterligare kan exponera Europa mot den globala marknaden. IEA uppskattar dock att EU:s import av röroledd gas från Ryssland fallit nära 90 procent (120 bcm) mellan 2021 och 2025.¹³

På oljesidan har Ukrainas attacker på rysk energiinfrastruktur, ryskt exportförbud för diesel¹⁴ samt störningarna i Hormuzsundet kraftigt påverkat den globala exporten av raffinerade oljeprodukter och bland annat stramat åt utbudet på diesel. Flygbränsle, vars marknad varit pressad under våren och sommaren, är förbi sin högsäsong. Prisdifferensen mellan råolja och raffinerade produkter har även ökat på marknaden, där mellandestillat såsom diesel och flygbränsle haft mer förmånliga marginaler på marknaden jämfört med lätta fraktioner av råolja som bensin¹⁵.

¹⁰ [Data Overview / Historical Data - AGSI](#)

¹¹ EU:s lagstiftning kräver att länder når 90% lagerfyllnad mellan 1 oktober - 1 december, med en flexibilitetsklausul på 10 procent under svåra marknadsförhållanden och ytterligare 5 procent vid ihållande ogynnsamma marknadsförhållanden

¹² IEA (2026), *Gas Market Report, Q3-2026*, IEA, Paris
<https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q3-2026>, Licence: CC BY 4.0

¹³ IEA (2026), *EU phase-out of Russian gas creates new diversification opportunities for Central and Eastern Europe*, IEA, Paris
<https://www.iea.org/commentaries/eu-phase-out-of-russian-gas-creates-new-diversification-opportunities-for-central-and-eastern-europe>, Licence: CC BY 4.0

¹⁴ Dock finnas kryphål i förbudet som kan möjliggöra för vissa leveranser av diesel utomlands.

¹⁵ [Europe Oil Market H2 2026: Tight Supply Outlook | Argus Media](#)

Vintervädret blir avgörande för efterfrågan på gas

Temperaturernas påverkan på den totala efterfrågan på naturgas i Europa är stor och samtidigt den svåraste faktorn att prognosticera. Ju större uppvärmningsbehov, desto större blir efterfrågan på gas, och vice versa. Här är det värt att notera att det i vinter förutspås en kraftig El Niño, vilket kan påverka temperatur-, nederbörds- och vindförhållanden i Europa samt förändra och mildra behovet av uppvärmning på kontinenten. Efterfrågan på naturgas styrs även av hur mycket annan kraft- och uppvärmningskapacitet som är tillgänglig i systemet, exempelvis kärnkraftsproduktion. Dieselmärknaden kan komma att stramas åt ytterligare under höst och vinter allteftersom dieselmärknationen kulminerar på det norra halvklotet under det fjärde kvartalet. Samtidigt påverkas tillgången på både naturgas och olja av den globala efterfrågan utanför Europa, särskilt från Asien, vilken också påverkas av temperaturen under vinterhalvåret. Kina har under vår och sommar kraftigt minskat sin import av olja. Om efterfrågan i Kina åter skulle öka kan utbudet på oljemärknaden komma att stramas åt ytterligare med globala prisökningar som följd. En liten ökning av Kinas import av råolja har observerats under augusti. Kina har också gjort en viss ökning i sin export av oljeprodukter, vilket ger en viss lättnad för de globala produktmärknaderna.

Höga gaspriser kan få genomslag på svenska elpriser

Tidigare vintrar har visat att elpriset kan påverkas av utvecklingen på gaspriset på märknaden, framför allt under vintersäsong när det är kallt. En av de bakomliggande orsakerna till de mycket höga elpriserna under 2022 var höga gaspriser i samband med kriget i Ukraina. Naturgaspriserna 2026 har inte nått nivåerna under 2022, utan som högst registrerat knappt 83 EUR/MWh den 14 september jämfört med pristoppen på drygt 339 EUR/MWh den 26 augusti 2022. I detta läge är det för tidigt att säga hur elpriserna kommer att påverkas av utbudsstörningen till följd av krigets påverkan på trafiken i Hormuz samt de andra faktorerna på märknaden som förklarats ovan. De låga lagernivåerna för gas i EU, globala utbudssituationen för LNG och den fortsatta konflikten kan dock komma indikera höjda gaspriser (eller förväntningar angående framtida gasleveranser) vilket kan påverka elpriserna i vinter. Den 22 september stängde priset på 73 EUR/MWh.

Fortsatt eskalering i konflikten i Hormuzundet och i regionen, kan vidare utmana balansen på märknaden för råolja, men även olika oljeprodukter och bränslen. Om råoljepriset fortsatt ligger på höga nivåer under hösten och vintern kan också prisnivåer på både bensin och diesel påverkas i Sverige. Värt att notera är att produktmärknaderna, inte minst dieselmärknaden, för tillfället är mer påverkade än råoljemärknaden och skillnaden på priset mellan råolja och produkter har ökat på senare tid. Detta beror bland annat på att Ukrainas attacker mot rysk raffinaderiinfrastruktur minskat Rysslands export av produkter och ökat exporten av råolja, men också på att det i huvudsak är råoljetankfartyg och inte produkttankfartyg som för närvarande tar sig genom Hormuzundet (av de fartyg som gör det).

5.2.3 Svag hydrologi talar för högre elpriser

Vattenkraften är mycket viktig för det nordiska elsystemet eftersom den står för omkring hälften av all el som produceras i Norden. Ett år med låg tillgång på vatten får stor påverkan på elpriset. Redan vid ingången på 2026 var tillgången på vatten under den normala på grund av att snölagren var mindre än normalt, framför allt i Norge som hade den lägsta nivån på två decennier. Snösmältningen, eller den så

kallade vårfloden, under våren 2026 fyllde därför inte på vattenmagasinen i samma utsträckning som ett normalt år. Sammantaget innebär det att nivåerna ligger under det normala inför kommande vinter.

I mitten av september är fyllnadsgraden sex procentenheter lägre än normalt i Sverige vilket inte är alarmerande lågt. I Norge som helhet är nivån däremot 16 procentenheter under normala nivåer vilket endast är fem procentenheter högre än en tidigare miniminivå för veckan.¹⁶ En varm och regnfattig sommar har dessutom förstärkt underskottet av vatten och den hydrologiska balansen¹⁷ är 15 TWh lägre än normalt i Norden och i stort sett hela underskottet i Norge. Vattenmagasinen fylls i huvudsak på under våren i samband med snösmältning, även om de kan fyllas på till viss del av höstregn kommer vattenkraften behöva hushålla med vattnet fram till nästa års snösmältning. Det leder till att vattenkraften tidvis kommer att prissättas högre eftersom prissättningen tar hänsyn till så kallad alternativkostnad eller vattenvärde¹⁸.

Norge har sedan 2024 ett regelverk som ställer krav på att vattenkraftsproducenter beaktar försörjningstryggheten i sin magasinindisponering¹⁹. Vid en mer ansträngd situation kan NVE (Norges vassdrags- og energidirektorat) även kräva förstärkt rapportering av produktion och prognoser för magasininfyllnad. Om försörjningssituationen försämras ytterligare finns även möjlighet till mer långtgående åtgärder för att säkra försörjningen, vilket ytterst kan omfatta ingripanden i magasinindisponeringen och begränsningar av överföringskapaciteten till andra länder²⁰. Mot bakgrund av de låga magasinivåerna i delar av Norge har NVE under 2026 skärpt uppföljningen av kraftsituationen och aviserat att en särskild rapporteringsordning ska införas för vattenkraftsproducenter i NO3. NVE bedömer samtidigt att försörjningstryggheten för närvarande är god och några mer långtgående åtgärder har inte aktualiserats²¹.

5.2.4 Kärnkraftstillgängligheten väntas förbättras inför vintern

Kärnkraften i Sverige och Finland står för knappa 20 procent av årlig elproduktion i det nordiska elsystemet de senaste fyra åren och är viktigt för stabil effekt. År 2026 präglas av långa planerade revisioner i svenska reaktorer, oväntade fel och flera förlängda revisioner. Forsmark 3 är den enda svenska reaktorn med en revision som varade cirka en månad, övriga har haft längre revisionstider.

Ringhals 3 kommer att ha varit ur drift i närmare sex månader om revisionen avslutas i slutet av oktober och Ringhals 4 i fem månader om revisionen avslutas i slutet av november. Under våren och sommaren hade Oskarshamn 3 en drygt tre månader lång revision, samtidigt som Forsmark 2 var i revision drygt två månader. Detta innebär att tillgängligheten var låg framför allt under juni då den var 41 procent men förbättrades i juli och augusti.

¹⁶ [Kraftläget - aktuell elförsörjning - Energiföretagen Sverige](#) och [Magasinstatistikk - NVE](#)

¹⁷ Med hydrologisk balans avses mängden vatten, översatt i elenergi fördelad på vatten- och snömagasin (inklusive markvatten) i förhållande till en normalsituation.

¹⁸ Det uppskattade framtida värdet av att spara vattnet till en annan tidpunkt när elpriset förväntas bli högre samt intäkt beroende på marknad.

¹⁹ [Lov om endringer i vassdragsreguleringsloven og energiloven \(styrking av forsyningssikkerheten\)](#)

²⁰ [Endringer i vassdragsreguleringsloven og energiloven \(styrking av forsyningssikkerheten\)](#)

²¹ [NVE varsler rapporteringsordning for vannkraftprodusenter i Midt-Norge](#)

I september minskade tillgängligheten åter då fem av elva reaktorer är ur drift för revision. Den 22 september är tillgängligheten 50 procent i Norden. En lägre tillgänglighet i kärnkraften under september och större delen av oktober pressar priserna uppåt. Samtliga revisioner ska enligt plan vara avslutade i slutet på november, vilket kan bana väg för en god produktion under vintern om inte något oförutsett händer.

5.2.5 Vädret blir avgörande för vinterns energibehov

Temperatur och väderförhållanden har stor betydelse för efterfrågan på el för uppvärmning, särskilt i Norden under vinterhalvåret där elvärme och värmepumpar står för en betydande del av uppvärmningen. Efterfrågan på el kan därmed öka snabbt, särskilt om låga temperaturer sammanfaller över stora delar av Norden.

Inför hösten och vintern 2026/2027 finns i nuläget inga tydliga indikationer på ovanligt kall period. De senaste europeiska säsongsprognoserna pekar snarare mot en ökad sannolikhet för temperaturer över det normala i stora delar av Europa, medan osäkerheten är större för norra Europa och längre fram mot vintern²². Högre temperaturer på kontinenten kan minska behovet av uppvärmning och därmed efterfrågan på naturgas, vilket i sin tur kan bidra till att dämpa de europeiska energipriserna. Säsongsprognoser kan samtidigt inte utesluta kortare köldperioder, som kan medföra ökad efterfrågan på el även under en i genomsnitt mild vinter.

En ytterligare osäkerhetsfaktor inför vintern är det pågående väderfenomenet El Niño, som enligt WMO väntas förstärkas under hösten och bestå under vintern²³. El Niño påverkar den globala atmosfärcirkulationen och kan därigenom förändra temperatur- och nederbördsmonster i stora delar av världen. Kopplingen till vintervädret i Sverige anses dock vara svag och fenomenet ger därför ingen tydlig indikation på om den svenska vintern blir kall eller mild²⁴. Det går därmed inte heller att utifrån El Niño dra slutsatsen att risken för en kall eller mild vinter i Sverige eller norra Europa är förhöjd. El Niño kan däremot få indirekt betydelse för de europeiska energimarknaderna genom påverkan på väder och energiefterfrågan i andra delar av världen, vilket bland annat kan påverka den globala efterfrågan på LNG och därigenom Europas gasmarknad.

5.2.6 Termensmarknaden indikerar en förhöjd risk för höga elpriser

Ett terminskontrakt för el är ett avtal där köpare och säljare kommer överens om ett pris idag för el som ska levereras eller avräknas under en framtida period, till exempel nästa kvartal eller nästa år. Syftet är att skydda sig mot framtida prisförändringar. När el prissäkras med terminskontrakt försöker marknaden uppskatta vad elen kommer att kosta under den framtida period som kontraktet avser. Terminspriset påverkas därför av förväntningarna kring flera faktorer som exempelvis framtida elbehov, elproduktion, hydrologisk balans, bränslepriser och prisskillnad mellan systempris och elområde.

I mitten av september indikerar terminspriserna på den finansiella elmarknaden ett högt nordiskt prisläge under vintern 2026/2027. Den 14 september nådde kontrakt för Norden och Tyskland de högsta sedan kriget inleddes men har sedan sjunkit tillbaka

²² [Copernicus](#)

²³ [World Meteorological Organization \(WMO\)](#)

²⁴ [SMHI](#)

något. Kontraktet för fjärde kvartalet 2026 handlades den 22 september för 104 EUR/MWh, vilket är 92 procent högre jämfört med före kriget i Mellanöstern. Första kvartalet nästa år handlades för 110 EUR/MWh (+65 procent) medan kontrakten för helåret 2027 låg på 65 EUR/MWh (+54 procent). De högre terminspriserna just nu kan kopplas till utvecklingen på de europeiska energimarknaderna, bränslepriser, den ansträngda hydrologiska situationen i Norden och förlängda revisioner i kärnkraften.

Terminspriserna i Tyskland ligger dock ännu högre där kontrakten för fjärde kvartalet samma dag handlades för 166 respektive 206 EUR/MWh (bas- respektive höglast), första kvartalet 2027 för 162/193 EUR/MWh och helåret 2027 för 127/137 EUR/MWh.

Terminspriserna bör dock inte tolkas som en prognos för de faktiska spotpriserna. De speglar marknadens prissättning vid en viss tidpunkt och kan snabbt förändras när förutsättningarna ändras. Terminsmarknaden pekar därför snarare på en förhöjd prisrisk inför vintern än på att höga spotpriser under hela vintern är givna.

5.2.7 En förändrad elmarknad ger större prisvariationer

Elmarknaden har förändrats på flera sätt under de senaste åren, vilket påverkar både prisbildningen och möjligheten att jämföra dagens elpriser med historiska nivåer. Perioden sedan 2020 har präglats av flera stora och delvis överlappande händelser, däribland pandemin och energipriskrisen 2022. Samtidigt har elsystemet fortsatt att förändras genom en omfattande utbyggnad av framför allt vind- och solkraft och minskad fossil elproduktion i Sverige och omkringliggande länder. Även förutsättningarna för handeln mellan elområden har förändrats genom införandet av flödesbaserad kapacitetsberäkning på den nordiska dagen-före-marknaden hösten 2024. Metoden innebär effektivare utnyttjande av elnätets överföringskapacitet, men har samtidigt gjort sambandet mellan överföring, handelsflöden och priser mer komplext. Det gör sammantaget att dagens marknad i flera avseenden skiljer sig från tidigare och att det är svårare att identifiera en historisk period som är fullt representativ för dagens elmarknad.

Förändringen av produktionsmixen innebär att betydelsen av olika faktorer för elpriset varierar mellan olika marknadslägen. En större andel väderberoende elproduktion kan bidra till mycket låga eller negativa priser när produktionen är hög, samtidigt som priserna kan stiga snabbt när produktionen minskar och andra produktionsslag får större betydelse. Även sambandet mellan naturgas- och elpriset varierar. Gaspriset kan få stort genomslag när gaseldad produktion ligger på marginalen, medan andra faktorer kan vara mer avgörande vid andra tillfällen. Ett dygn eller en vecka kan därför innehålla både mycket låga och mycket höga priser, och enskilda pristoppar behöver inte innebära ett generellt högt prisläge.

Större prisvariationer kan även påverka marknadsaktörernas ekonomiska förutsättningar och budgivning. Producenternas bud påverkas inte enbart av den direkta produktionskostnaden utan även av exempelvis alternativkostnader och förväntningar om framtida priser. Fler perioder med mycket låga eller negativa priser kan samtidigt påverka lönsamheten för olika produktionsslag och öka betydelsen av intäkter under timmar då priserna är högre. Förändrade pris- och produktionsmönster kan därmed också påverka hur produktionsresurser värderas på marknaden.

Mot denna bakgrund bör historiska prisjämförelser göras med viss försiktighet. Perioden före 2020 kan ge en relevant referens, men marknadsförutsättningarna skiljer sig i flera avseenden från dagens. Samtidigt är perioden därefter inte självklar som utgångspunkt för ett normalt prisläge, eftersom den har präglats av flera stora störningar. Det finns därför ingen entydig historisk period eller prisnivå som definierar ett "normalt" elpris på dagens marknad. Vid jämförelser över längre tidsperioder behöver även den allmänna prisutvecklingen beaktas, eftersom samma nominella elpris inte motsvarar samma reala kostnad över tid. Historiska priser är fortsatt relevanta, men behöver tolkas utifrån de förutsättningar som rådde vid respektive tidpunkt. Vid bedömningen av om ett prisläge är högt bör därför såväl prisnivå och varaktighet som prisvariationer och bakomliggande marknadsförhållanden beaktas.